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

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

Endberichts–Version vom 15.11.2021
auf Grundlage des EAG, BGBl. I Nr. 150/2021,
in der Fassung des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 181/2021

Wien, 2021

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 – Austrian Institute of Technology (AIT)
Jenny Winkler – Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI)

Wien, 2021. Stand: 15. November 2021

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

1 Einleitung 9

1.1 Struktur des Gutachtens 10

1.2 Der klima- und energiepolitische Hintergrund 12

1.2.1 Das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) 12

1.2.2 Das Ziel einer bilanztechnischen Vollversorgung mit Strom aus erneuerbaren Quellen im Jahr 2030 14

1.3 Gleitende Marktprämien anstelle von festen Einspeisetarifen 14

1.3.1 Berechnung der (gleitenden) Marktprämie 15

1.3.2 Referenzmarktpreis versus Referenzmarktwert 16

2 Methodik und grundlegende Annahmen 18

2.1 Allgemeine Berechnungsmethode 18

2.1.1 Ermittlung der Stromgestehungskosten – Levelized Costs of Electricity (LCOE) 18

2.1.2 Berücksichtigung des Anlagenrestwerts nach Ende der Förderdauer 21

2.1.3 Kostenmäßige Behandlung von Wärme bei KWK 26

2.1.4 Strompreistrends 27

2.2 Finanzierungsaspekte 30

2.3 Allgemeine Kosten- und Erlösparameter 37

2.3.1 Netzentgelte für Stromeinspeiser*innen 38

2.3.2 Kosten für Leitungslegung bis zum Einspeisepunkt 44

2.3.3 Abgaben und Steuern für Stromeinspeiser*innen 46

2.3.4 Aufteilung der Kosten für Primärregelung 48

2.3.5 Kosten für Ausgleichsenergie 48

2.3.6 Erlöse für Herkunftsnachweise 53

2.4 Brennstoffnutzungsgrad 54

2.5 Aktuelle Entwicklungen bei Energie- und Rohstoffpreisen und deren mögliche Auswirkungen auf Förderempfehlungen 56

3 Photovoltaik 61

3.1 Historische Marktentwicklung 61

3.2 Zukunftsperspektive – EAG-Ziele 65

3.3 Daten zu Investitions- und Betriebskosten 66

3.3.1 Investitions- und Betriebskosten von Gebäudeanlagen 67

3.3.2 Investitions- und Betriebskosten von Freiflächenanlagen 74

3.3.3 Investitionskosten innovativer Photovoltaiksysteme 78

3.4 Sonstige Kosten- und Erlösparameter 88

3.4.1 Opportunitätserlöse durch Eigenverbrauch 88

3.5 Empfehlungen zur Förderung 91

3.5.1 Ausgestaltung der Photovoltaikausschreibungen und Förderhöhe 91
3.5.2 Abschlag für Photovoltaikanlagen auf Freiflächen 98
3.5.3 Ausgestaltung der Photovoltaikinvestitionsförderungen und Förderhöhe 101
3.5.4 Investitionsförderungen für innovative Photovoltaiksysteme 104
3.6 Investitionsförderungen für Photovoltaik-Stromspeicher 105

4 Windenergie 113
4.1 Historische Marktentwicklung 113
4.2 Zukunftsperspektive – EAG Ziele 115
4.3 Daten zu Investitions- und Betriebskosten 115
4.3.1 Investitionskosten 116
4.3.2 Betriebskosten 120
4.4 Empfehlungen zur Förderung 122
4.4.1 Kurzbewertung von Optionen zur Standortdifferenzierung der Förderung bei Windkraft 123
4.4.2 Analyse repräsentativer künftiger Windprojekte in Österreich zwecks Identifikation zentraler LCOE-Einflussgrößen 127
4.4.3 Modell zur Standortdifferenzierung der Windkraft auf Basis rotorflächenspezifischer Produktionserträge 132
4.4.4 Modellerweiterung zur Berücksichtigung seehöhenabhängiger Ertragsspezifika 144
4.4.5 Plausibilitätsprüfung des Modells 151
4.4.6 Ausgestaltung von Investitionsförderungen für kleine und mittlere Windkraftanlagen 163

5 Wasserkraft 167
5.1 Historische Marktentwicklung 167
5.2 Zukunftsperspektive – EAG Ziele 169
5.3 Daten zu Investitions- und Betriebskosten 169
5.3.1 Neuerrichtung 170
5.3.2 Neuerrichtung unter Verwendung eines Querbauwerkes 176
5.3.3 Revitalisierung 178
5.4 Empfehlungen zur Förderung 185
5.4.1 Details zur Ausgestaltung des Fördermechanismus 185
5.4.2 Förderhöhe 191
5.5 Abänderungen an Förderregelungen bei der Wasserkraft im Zuge der parlamentarischen Behandlung des EAG 206
5.5.1 Investitionsförderungen für kleine Wasserkraftanlagen (bis 2 MW) 207

5.5.2 Abänderung der Betriebsförderung für revitalisierte Anlagen bis 25 MW (statt 10 MW) ... 218

6 Feste Biomasse ... 220

6.1 Historische Marktentwicklung ... 220

6.2 Zukunftsperspektive – EAG Ziele ... 221

6.3 Daten zu Investitions- und Betriebskosten ... 222

6.3.1 Investitionskosten Biomasse ... 222

6.3.2 Betriebskosten Biomasse ... 223

6.4 Sonstige Kosten- und Erlösparameter ... 225

6.4.1 Brennstoffpreisentwicklungen ... 225

6.4.2 Historische Wärmeerlöse und Wärmeerlösentwicklungen ... 228

6.4.3 Technische Parameter für Biomasse ... 229

6.5 Empfehlungen zur Förderung ... 229

6.5.1 Differenzierung nach Rohstoffeinsatz ... 229

6.5.2 Berechnete azWs für Biomasse ... 232

6.5.3 Alternative: Indexanpassung für Brennstoffkosten- und Wärmeerlösentwicklungen ... 234

6.5.4 Vergleich der berechneten azWs für Marktprämien mit den derzeitigen Einspeisetarifen ... 235

6.5.5 Sensitivitätsanalyse für den azW für feste Biomasse >500 kW_{el} ... 235

6.5.6 Optionen zur Förderung von Repowering / Anlagenerweiterung bei Biomasseanlagen im Einklang mit der EAG RV ... 236

6.5.7 Abänderungen an Förderregelungen bei Biomasse-Repowering im Zuge der parlamentarischen Behandlung des EAG ... 245

6.5.8 Ausgestaltung von Investitionsförderungen für kleine Biomasse-BHKW ... 250

7 Biogas ... 255

7.1 Historische Marktentwicklung ... 255

7.2 Zukunftsperspektive – EAG-Ziele ... 256

7.3 Daten zu Investitions- und Betriebskosten ... 256

7.4 Sonstige Kosten- und Erlösparameter ... 258

7.4.1 Substratkosten- und Wärmeerlösentwicklungen ... 258

7.4.2 Technische Parameter für Biogas ... 261

7.5 Empfehlungen zur Förderung ... 261

7.5.1 Berechnete azWs für Biogas ... 261

7.5.2 Alternative: Indexanpassung für Brennstoffkosten- und Wärmeerlösentwicklungen ... 264

7.5.3 Vergleich der berechneten azWs für Marktprämien mit den derzeitigen Einspeisetarifen und der deutschen Förderpraxis 264
7.5.4 Sensitivitätsanalyse Brennstoffnutzungsgrad 264

8 Ermittlung der Marktprämienhöhe bei Systemwechsel 266
8.1 Grundsatzempfehlungen 266
8.2 Berechnungsschema zur Bestimmung der Marktprämienhöhe 267

9 Anhang A: Empfehlungen für die Verordnungen 271
9.1 VO zur Festlegung der Höchstpreise für Biomasse, PV & Wind Gesetzliche Kriterien (siehe v.a. EAG §§ 10-18) 271
9.2 VO zur Festlegung des anzulegenden Wertes für die Berechnung der Marktprämie für Wind, Wasserkraft, Biomasse & Biogas unterjährige Anpassung ist möglich (siehe v.a. EAG §§ 10 sowie 46-50) 271
9.3 VO zur Festlegung des anzulegenden Wertes für die Berechnung der Nachfolgeprämie für Biomasse und Biogas (siehe v.a. EAG §§ 10 sowie 46-52) 273
9.4 VO zur Höhe der Marktprämie bei Inanspruchnahme der Wechselmöglichkeit (siehe v.a. EAG §§ 10, 16 und 53) 274
9.5 VO zur Änderung des Abschlages für PV-Freiflächenanlagen 274
9.6 VO zur Festlegung eines Korrekturfaktors auf den anzulegenden Wert, der die Standortqualität einer Windkraftanlage widerspiegelt (siehe v.a. EAG §§ 39-42 und 46) 274
9.7 VO für die Gewährung von Investitionszuschüssen (siehe v.a. EAG §§ 54-58) 275

10 Anhang B: Standortdifferenzierung bei der Förderung der Windkraft - Überblick und Kurzbewertung verschiedener Optionen 276
10.1 Das deutsche Referenzertragsmodell 276
10.1.1 Kurzbeschreibung 276
10.1.2 Bewertung 278
10.2 Das französische Produktionsstufenmodell zur Standortdifferenzierung 280
10.2.1 Kurzbeschreibung 280
10.2.2 Bewertung 282
10.3 Standortdifferenzierung auf Basis von Windhöffigkeitsklassen (gemäß österreichischem Windatlas) 285
10.3.1 Kurzbeschreibung 285
10.3.2 Bewertung 286

11 Anhang C: Netzentgelte 288

Tabellenverzeichnis 290

Abbildungsverzeichnis 295

Literaturverzeichnis **304**

Abkürzungen **316**

1 Einleitung

Das Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) hat mit dem Schreiben vom 14. Dezember 2020 die Technische Universität Wien (TU Wien), in Kooperation mit dem AIT Austrian Institute of Technology (AIT) und dem Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI), 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:

- Die Klärung vorgelagerter Fragen hinsichtlich der zugrundeliegenden Berechnungsmethodik, der kostenmäßigen Behandlung von Wärme bei Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), der Definition des Brennstoffnutzungsgrades, der Standortdifferenzierung bei Windenergie, der Datengrundlage hinsichtlich Investitions- und Betriebskosten, der Verzinsung des eingesetzten Kapitals sowie der Berücksichtigung allgemeiner Kosten- und Erlösparameter (wie etwa netzbezogene Kosten und Gebühren oder Erlöse aus dem Verkauf von Herkunftsnachweisen (HKN)).
- Die Klärung spezifischer Fragestellungen, welche in direktem Zusammenhang mit den im Rahmen des EAG zu erlassenden Verordnungen (VO) hinsichtlich Betriebs- und Investitionsförderungen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen stehen. Konkret umfasste dies das Erarbeiten von Förderempfehlungen für die nachfolgend aufgelisteten VO:
  - VO zur Festlegung der Höchstpreise für Biomasse und Photovoltaik (PV)
  - VO zur Festlegung des anzulegenden Wertes für die Berechnung der Marktprämie für Wind, Wasserkraft, Biomasse und Biogas
  - VO zur Festlegung des anzulegenden Wertes für die Berechnung der Nachfolgeprämie für Biomasse und Biogas
  - VO zur Höhe der Marktprämie bei Inanspruchnahme der Wechselmöglichkeit
  - VO zur Änderung des Abschlages für PV-Freiflächenanlagen
  - VO zur Festlegung eines Korrekturfaktors auf den anzulegenden Wert, der die Standortqualität einer Windkraftanlage widerspiegelt
  - VO für die Gewährung von Investitionszuschüssen

1.1 Struktur des Gutachtens

Dieser Endbericht dient der Darstellung der gewonnenen Erkenntnisse und gutachterlichen Empfehlungen für künftige Betriebs- und Investitionsförderungen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen, wie im Rahmen des EAG zu vergeben.

Folgender Struktur wird hierbei gefolgt:

- Im Rahmen dieses Kapitels (1) wird anfangs der klima- und energiepolitische Kontext dargelegt, gefolgt von der thematischen Einführung eines künftig zentralen Instruments im Zuge der Betriebsförderung, der gleitenden Marktprämie.
- Kapitel 2 beschreibt die gewählte Methodik für die Erarbeitung der Förderempfehlungen, ebenso zentrale Annahmen.
- Die darauffolgenden Kapitel 3-7 stellen Datengrundlagen und Förderempfehlungen auf Ebene der betrachteten Technologien dar, gegliedert nach Relevanz hinsichtlich des künftig angestrebten Ausbaus (d.h. PV, Windenergie, Wasserkraft, Biomasse, Biogas).
- Kapitel 8 ist der Ermittlung der Marktprämienhöhe bei Systemwechsel von Bestandsanlagen ins EAG gewidmet.
- Anhang A werden abschließend die Förderempfehlungen auf Ebene der einzelnen VO zusammengefasst.
- In weiteren Anhängen zum Bericht finden sich ergänzende Detailangaben hinsichtlich Optionen zur Standortdifferenzierung der Windenergie (Anhang B) und zu Netzentgelten (Anhang C).

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 (EAG RV[1]) bezogen** haben.

Im Zuge der parlamentarischen Behandlung des EAG, welches nach Beschlussfassung und Verabschiedung im National- und Bundesrat am 28. Juli 2021 in Kraft trat (vgl. BGBl. I Nr. 150/2021), **erfolgten einige Abänderungen am EAG** im Vergleich zur Regierungsvorlage.

[1] Falls nicht explizit anders angegeben, liegt den Ausführungen dieses Gutachtens die EAG RV vom 17. März 2021 zugrunde.

Dies umfasst folgende Punkte, die **im Zuge einer Überarbeitung in das vorliegende Gutachten aufgenommen** wurden:

- Die Abänderung von Förderregelungen bei der Wasserkraft (wie etwa die Schaffung einer Investitionsförderschiene für die Kleinwasserkraft), siehe Abschnitt 5.5.2,
- Abänderungen von Förderregelungen beim Repowering von bestehenden Biomasseanlagen, entsprechend vermerkt in Abschnitt 6.5.7, sowie
- die Etablierung einer Investitionsförderschiene für Biomassekleinanlagen als Alternative zu Marktprämien, siehe Abschnitt 6.5.8.

Somit entspricht das vorliegende Gutachten inhaltlich der am 28. Juli 2021 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**.[2] Der Blick auf diesjährige Entwicklungen in Wirtschaft und Politik zeigt, dass **weltweit aktuell (Stand Anfang November 2021) ein Preisanstieg bzw. Preisturbulenzen in Rohstoff- 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 ggf. auch auf den Förderbedarf für erneuerbare Energien[3].

---

[2] Wie in den auf Technologieebene durchgeführten Analysen (siehe Kapitel 3 bis 7) im Detail beschrieben, bildeten hierbei einerseits historisch und auch aktuell (bis Stand 2. April 2021) seitens der Regulierungsbehörde E-Control durchgeführte Erhebungen unter Ökostromanlagenbetreiber*innen und andererseits seitens der Ökostromabwicklungsstelle OeMAG bereitgestellte Informationen die Basis. Dies wurde komplementiert durch Brancheninformationen, eigene Datenerhebungen und einer ggf. durchgeführten ergänzenden Literaturrecherche.

[3] Hinsichtlich des Nettoförderbedarfs für erneuerbare Energien, also der Differenz zwischen Gesamtvergütung und von Anlagenbetreiber*innen generierten Markterlösen, ist aber nur schwerlich von einem Anstieg dessen auszugehen. Wie der Blick auf die Jahre 2005 bis 2008 verdeutlicht, wo ebenso rasant steigende Energie- und Rohstoffpreise am Weltmarkt beobachtbar waren, bedingt ein Anstieg von Rohstoffpreisen höhere Kosten in der Errichtung von Energieerzeugungsanlagen im Allgemeinen. Das in Folge erwartbare und auch beobachtbare Anziehen der Preise auf Energiemärkten senkt aber gleichermaßen die Differenzkosten, also die Mehrkosten für Strom aus erneuerbaren im Vergleich zu fossilen Quellen.

Bestätigen sich aktuelle Entwicklungen als langanhaltender Trend, so empfiehlt sich eine Anpassung der im Rahmen dieses Gutachtens – vorwiegend auf Basis historischer Daten – im Detail hergeleiteten Förderempfehlungen. Zur Indikation dessen 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 nachfolgend aufgelistete Punkte erweitertet:

- Die Beschreibung der Methodik und grundlegenden Annahmen in Kapitel 2 wurde **um einen Abschnitt zu aktuellen Entwicklungen auf Energie- und Rohstoffmärkten und deren Auswirkungen auf Förderempfehlungen erweitert** – siehe Abschnitt 2.5.
- In den Technologiekapiteln wurde die Angabe der bis dato vorwiegend auf Basis historischer Daten getroffenen **Förderempfehlungen um obere Bandbreiten ergänzt, welche die aktuelle Marktdynamik widerspiegeln**.

Abschließend sei angemerkt, dass im Zuge der aktuellen Überarbeitung das vom Gutachter*innen-Team entwickelte Fördermodell zur Standortdifferenzierung der Windenergie adaptiert wurde. Zur besseren Berücksichtigung der Spezifika von Bergstandorten wurde das Fördermodell entsprechend erweitert – für Details hierzu siehe Abschnitt 4.4.4.

1.2 Der klima- und energiepolitische Hintergrund

1.2.1 Das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG)

Auf Ebene der Europäischen Union (EU) umfasst der derzeit gültige klima- und energiepolitische Rahmen EU-weite zentrale Ziele[4] für das Jahr 2030:

- Die Senkung der Treibhausgasemissionen um mindestens 40% (gegenüber 1990);
- Das Anheben des Anteils von Energie aus erneuerbaren Quellen auf mindestens 32% gemessen am Bruttoendenergiebedarf;

[4] Es sei angemerkt, dass alle klimabezogenen Rechtsakte im laufenden Jahr 2021 aktualisiert werden, um die vorgeschlagene Zielvorgabe einer beschleunigten Nettoreduktion der Treibhausgasemissionen um mindestens 55 % umzusetzen.

- Die Steigerung der Energieeffizienz um mindestens 32,5%.

Eingebettet in den europäischen Rechtsrahmen und als Beitrag zur Umsetzung der Unionsziele ist es das Ziel der Österreichischen Bundesregierung, die Stromversorgung bis 2030 auf 100% (national bilanziell) Strom aus erneuerbaren Energieträgern umzustellen und Österreich bis 2040 klimaneutral zu machen.

Die Förderung des Ausbaus von erneuerbaren Energien ist hierbei ein wesentliches Element zur Zielerreichung. Mit dem Ökostromgesetz (ÖSG) 2002 wurde erstmals ein bundesweit einheitlicher Rechtsrahmen für die Förderung von Ökostromanlagen geschaffen. Maßgeblich für die weitere Entwicklung war insbesondere die am 29. Juli 2011 verlautbarte Novelle des ÖSG. Es beruht in seiner Förderstruktur auf den EU Leitlinien für staatliche Umweltschutzbeihilfen vom 1. April 2008 und wurde von der Europäischen Kommission für eine Dauer von zehn Jahren genehmigt.

Mit dem Auslaufen der Genehmigung ist eine Anpassung des Fördersystems an die geänderten beihilferechtlichen Vorgaben erforderlich. Diese geänderten Vorgaben sind darauf ausgerichtet, die Marktintegration von erneuerbaren Energien zu maximieren und unnötige Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden. Mit dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) soll nun ein neuer rechtlicher Rahmen für die Förderung des Ausbaus der erneuerbaren Stromerzeugung in Österreich geschaffen werden. Wie erwähnt, hat die Bundesregierung in ihrer Sitzung am 17. März 2021 eine entsprechende Regierungsvorlage (RV) verabschiedet. Gemeinsam mit den Novellen des ElWOG 2010, des GWG 2011, des Bundesgesetzes zur Festlegung einheitlicher Standards beim Infrastrukturaufbau alternativer Kraftstoffe, des WKLG sowie des Starkstromwegegesetzes 1968 und des Starkstromwege-Grundsatzgesetzes werden notwendige legistische Begleitmaßnahmen zur Integration erneuerbarer Energiequellen in das Energiesystem und zur Implementierung der Systeminnovationen gesetzt.

Mit diesem Paket werden neben den aktuellen Vorgaben des europäischen Beihilferechts auch wesentliche Regelungsbereiche des „Saubere Energie für alle Europäer“-Paketes, insbesondere der Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und Teile der Richtlinie (EU) 2019/944 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU, und damit einhergehend der Implementierung wichtiger Systeminnovationen umgesetzt.

1.2.2 Das Ziel einer bilanztechnischen Vollversorgung mit Strom aus erneuerbaren Quellen im Jahr 2030

Das Ziel der Österreichischen Bundesregierung, die Stromversorgung bis 2030 auf 100% (national bilanziell) Strom aus erneuerbaren Quellen umzustellen sowie den Anteil an „grünem Gas“ im österreichischen Gasnetz auf 5 TWh zu erhöhen ist in § 4 des EAG verankert.

Konkret soll bis 2030 die Jahresstromerzeugung aus Erneuerbaren unter Beachtung strenger Kriterien in Bezug auf Ökologie und Naturverträglichkeit um 27 TWh angehoben werden, was im Vergleich zum Status Quo (2019)[5] einer Steigerung um rund 50% entspricht. Im Einklang mit dem Regierungsprogramm 2020-2024 soll demgemäß bis 2030 die Erzeugungskapazität bei Photovoltaik um 11 TWh, bei Windkraft um 10 TWh, bei Wasserkraft um 5 TWh und bei Biomasse um 1 TWh erhöht werden. Um ein Stop-and-Go in der Förderpolitik aufgrund jährlicher Kontingente in Hinkunft zu vermeiden, soll der Zubau unter Berücksichtigung von Vorlaufzeiten einem zehnjährigen linearen Pfad folgen.

1.3 Gleitende Marktprämien anstelle von festen Einspeisetarifen

Bis dato erfolgte in Österreich die Betriebsförderung von Strom aus erneuerbaren Quellen auf Basis von festen Einspeisetarifen. So ist seit dem ÖSG 2012 die Ökostromabwicklungsstelle (OeMAG) dazu verpflichtet, den in Ökostromanlagen erzeugten Strom von Anlagenbetreiber*innen für eine bestimmte Laufzeit, im Regelfall für die ersten 13 bzw. 15 Betriebsjahre, zu behördlich festgelegten Preisen abzunehmen. Es handelt sich dabei um eine Betriebsförderung in Form einer Komplettförderung, die Anlagenbetreiber*innen von den Mechanismen des Energiemarktes nahezu vollständig ausnimmt. Diese Art der Förderung auf Basis fester Einspeisetarife ist mit den geänderten unionsrechtlichen Bestimmungen jedoch nicht mehr vereinbar. Gemäß den Vorgaben der Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 (UELL) und Art. 4 der Richtlinie (EU) 2018/2001 haben Anlagenbetreiber*innen 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.

---

[5] Aufgrund von Datenverfügbarkeit dient hierbei als Bezugsbasis das Jahr 2019, in dem rund 55,6 TWh erneuerbarer Strom erzeugt wurden.

Diesen Vorgaben entsprechend legt § 9 des EAG die Förderung durch Marktprämie als Instrument der Betriebsförderung im EAG 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 auf Antrag (administrativ) vergeben.

Die Umstellung auf Marktprämien bringt eine weitere wichtige Änderung mit sich. Im Vergleich zur bisherigen Förderpraxis wird die Förderdauer von 13 (Wasserkraft, Windenergie, PV) bzw. 15 Jahren (feste Biomasse und Biogas) auf nunmehr einheitlich 20 Jahre verlängert. Wie in § 16 des EAG vermerkt „[…] werden Marktprämien ab Nachweis der Inbetriebnahme der Anlage […] für eine Dauer von 20 Jahren gewährt."

Erwähnt sei auch, dass im Rahmen des EAG durch die Marktprämie die erzeugte und ins öffentliche Elektrizitätsnetz eingespeiste Menge im Ausmaß der vereinbarten Engpassleistung (EPL) einer Anlage vergütet wird.

1.3.1 Berechnung der (gleitenden) Marktprämie

Marktprämien finden in einer Vielzahl an Ausgestaltungsvarianten in der Förderung erneuerbaren Stroms europa- und auch weltweit Anwendung. Ein wesentliches Unterscheidungsmerkmal ist hier, ob die Höhe der Prämie, also des Förderzuschusses zum Strommarkterlös, fix vordefiniert wird (**fixe Markprämie**), 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 für Anlagenbetreiber*innen das Erlösrisiko 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 § 11 Abs. 1 des EAG definiert:

„Die Höhe der Marktprämie ist in Cent pro kWh 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 kWh und dem jeweiligen Referenzmarktwert oder Referenzmarktpreis in Cent pro kWh.“

Der Begriff des obig erwähnten **anzulegenden Wertes[6] (azW)** 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 (EEG) 2017 entnommen. Wie obig beschrieben, dient er als Rechenwert zur Bestimmung der Höhe der auszuzahlenden Marktprämie. Der azW wird entweder im Rahmen einer Ausschreibung ermittelt oder durch VO des BMK festgelegt. Im Rahmen dieses Gutachtens für die Festlegung der Höhe des azW einzelner Technologien werden in den nachfolgenden Abschnitten entsprechende Empfehlungen abgegeben.

1.3.2 Referenzmarktpreis versus Referenzmarktwert

Wie obig beschrieben, bestimmt sich die Höhe der Marktprämie, also die Höhe der im Rahmen des EAG vergebenen Förderung, aus der Differenz zwischen azW und dem jeweiligen (technologiespezifischen) Referenzmarktpreis.

Für die Ermittlung der Marktprämie kann nämlich entweder auf einen Referenzmarktpreis (kurz „Marktpreis“) oder auf einen technologiespezifischen Referenzmarktpreis (= Referenzmarktwert; kurz „Marktwert“) abgestellt werden.

Der Unterschied zwischen den beiden verschiedenen Systemen (Referenzmarktwert und Referenzmarktpreis) kann wie folgt beschrieben:

- Der „Marktpreis“ ist der Mittelwert der Stundenpreise der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung für die für Österreich relevante Gebotszone für einen definierten Zeitraum.
- Im Gegensatz dazu ist der „Marktwert“ der erzeugungsmengengewichtete Mittelwert der Stundenpreise einer Technologie der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung für die für Österreich relevante Gebotszone für einen definierten Zeitraum: Konkret wird der Marktwert einer bestimmten Technologie so ermittelt, dass über einen Referenzzeitraum die Stundenkontrakte mit den stündlichen Einspeisemengen dieser Technologie multipliziert, diese Produkte über alle

[6] Begriffsbestimmung laut EAG § 5 Abs. 1 Z 3: Jener Wert, der im Rahmen einer Ausschreibung ermittelt oder administrativ festgelegt wird und Grundlage für die Berechnung der Marktprämie ist.

Stunden summiert und die Summe durch die gesamte Einspeisemenge dieser Technologie im Referenzzeitraum dividiert wird.

Die Entscheidung, ob für eine bestimmte erneuerbare Energietechnologie der Referenzmarktwert oder der Referenzmarktpreis herangezogen wird, hat Einfluss auf den resultierenden Nettofördersatz, der an den/die Anlagenbetreiber*in bei einem Marktprämiensystem ausbezahlt wird.

Wind, Wasserkraft (hierbei insbesondere Laufwasserkraft) und PV sind volatile Energieformen. Die Stromerzeugung jener Anlagen, die diese Energieträger nutzen, ist nur in vergleichsweise (d.h. im Vergleich zu Anlagen auf Basis von Biomasse, Biogas oder fossilen Energieträgern) sehr eingeschränktem Maß steuerbar. Aus Gründen ökonomischer Effizienz – d.h. dem Übertragen jener Marktrisiken auf Anlagenbetreiber*innen, auf welche diese entsprechend reagieren können – macht bei volatilen Energieformen eine Referenzmarktwertregelung Sinn. Dagegen ist bei technisch gut steuerbaren Anlagen, welche feste oder gasförmige Energieträger einsetzen, eine stärkere Marktorientierung – ergo eine Referenzmarktpreisregelung – in hohem Maße sinnvoll. Dies maximiert den Umweltnutzen bei gleichermaßen hoher Forcierung der Marktintegration. Dieser Logik folgt die künftige österreichische Förderpraxis. Marktwertbasierte Prämiensysteme für volatile Erneuerbare finden auch in anderen Mitgliedstaaten, wie etwa in Deutschland oder Frankreich, Anwendung.

Abschließend sei erwähnt, dass falls der Referenzmarktwert den azW signifikant übersteigt, bei größeren Anlagen eine teilweise Rückzahlung des den azW übersteigenden Teils vorgesehen wird, um Überförderungen zu vermeiden (vgl. EAG § 11 Abs. 6). Damit enthält das Marktprämienmodell Elemente eines Differenzkontrakts. Für kleinere Anlagen soll die Marktprämie in diesem Fall mit Null angesetzt werden.

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 von Relevanz erscheinen.

2.1 Allgemeine Berechnungsmethode

2.1.1 Ermittlung der Stromgestehungskosten – Levelized Costs of Electricity (LCOE)

Die Ermittlung der Gesamtkosten einer Stromerzeugungsanlage ist für die Erarbeitung von Förderempfehlungen von zentraler Bedeutung. Im Fall von Marktprämien, dem zentralen Betriebsförderinstrumentarium gemäß EAG (vgl. Ausführungen in Abschnitt 1.3), haben die im Rahmen dieses Gutachtens zu ermittelnden azW die Gesamtkosten einer dem Stand der Technik[7] entsprechenden kosteneffizienten Anlage widerzuspiegeln.[8]

Im Rahmen dieses Gutachtens wird für die Ermittlung der Stromgestehungskosten auf die standardisierte Methodik (Kost C., 2018) der Levelized Costs of Electricity (LCOE) zurückgegriffen.

Allgemein sei zunächst angemerkt, dass die LCOE-Methodik es ermöglicht, Kraftwerke unterschiedlicher Erzeugungs- und Kostenstruktur miteinander zu vergleichen. Die

---

[7] Der Begriff des „Stands der Technik“ ist hierbei dem ÖSG 2012 entnommen. Als „Stand der Technik“ gilt folglich der auf den einschlägigen wissenschaftlichen Erkenntnissen beruhende Entwicklungsstand fortschrittlicher Verfahren, Einrichtungen oder Betriebsweisen, deren Funktionstüchtigkeit erprobt und erwiesen ist. Bei der Bestimmung des Standes der Technik sind insbesondere jene vergleichbaren Verfahren, Einrichtungen oder Betriebsweisen heranzuziehen, welche am effizientesten zur Erreichung der in § 4 der EAG enthaltenen Ziele sind.

[8] Wie in Abschnitt 1.3 erläutert, stellt der azW auch die Basis für die Marktprämienermittlung dar. Es gilt folglich das Prinzip, dass die Kosten den Erlösen zu gleichen haben.

Stromgestehungskosten resultieren aus der Gegenüberstellung aller über die Lebensdauer einer Energieanlage für die Errichtung und den Betrieb der Anlage anfallenden Kosten und der Summe der erzeugten Energiemenge über die Nutzungsdauer.

Die Berechnung kann hierbei entweder auf Grundlage der Kapitalwertmethode oder der sogenannten Annuitätenmethode erfolgen. Bislang fand die Annuitätenmethode in den Gutachten der E-Control zur Berechnung der Stromerzeugungskosten für die einzelnen Ökostromtechnologien für die Einspeisetarif-Verordnungen gemäß ÖSG Anwendung. Methodisch gesehen ist die Annuitätenmethode als Vereinfachung der Kapitalwertmethode zu verstehen, da in der Standardausprägung alle dynamischen Parameter, also etwa die jährliche Stromproduktion oder jährliche Betriebsausgaben, als zeitlich konstant angesehen werden[9]. Gewisse Dynamiken, etwa im Fall von Biomasse oder Biogas bei Brennstoffpreisen oder ggf. Wärmeerlösen – aber auch bei Betriebsausgaben, welche über die Jahre im Regelfall steigen – erscheinen aber von essentieller Bedeutung für eine möglichst korrekte Kostenanalyse. Deswegen wird im Rahmen dieses Gutachtens von einer derartigen Vereinfachung Abstand genommen und stattdessen die Kapitalwertmethode angewandt.

Es wird folglich die Empfehlung ausgesprochen, für die Ermittlung der Stromgestehungskosten die bewährte LCOE-Methode anzuwenden. Konkret wird hierfür eine detaillierte LCOE-Analyse auf Basis der Kapitalwertmethode empfohlen und im Rahmen dieses Gutachtens angewandt.

Wie in Kost et al. (2018) dargelegt, empfiehlt sich im Falle der Berechnung der Höhe von Einspeisetarifen und damit auch von azWs im Falle von Marktprämien die Hinzunahme von weiteren Einflussgrößen, wie etwa Eigenverbrauchsregelungen, steuerliche Aspekte und realisierbare Erlöse der Betreiber*innen im Falle von Koppelprodukten der Stromerzeugung (siehe auch Kapitel 2.1.3 zur Biomasse-KWK bzw. zur Berücksichtigung von Wärmeerlösen).

[9] Optional kann jedoch auch die Annuitätenmethode methodisch um gewisse dynamische Aspekte erweitert werden, vgl. (Krey, et al., 2014)

Darstellung der prinzipiellen Berechnungsvorschrift gemäß LCOE-Methode

Bei der Anwendung der Kapitalwertmethode werden die Aufwendungen für Investition 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 ggf. anfallender Erlöse[10] zusammen. Für die Berechnung von Stromgestehungskosten (LCOE) für Neuanlagen gilt:

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^{n} \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{M_{el}}{(1+i)^t}}$$

LCOE	Stromgestehungskosten in €/MWh
I_0	Investitionskosten in €
A_t	Gesamtkosten im Jahr t in €
M_{el}	Stromerzeugung im Jahr t in MWh
i	kalkulatorischer Zinssatz bzw. WACC (siehe Kapitel 2.2) in %
n	Nutzungs- bzw. Betrachtungsdauer in Jahren
t	Spezifisches Jahr im Nutzungs-/Betrachtungszeitraum (1, 2, ...n)

Die jährlichen Gesamtkosten setzen sich zusammen aus fixen und variablen Kosten für den Betrieb der Anlagen, Wartung, Instandhaltung, Reparaturen und Versicherungszahlungen sowie ggf. anfallender Zusatzerlöse[11].

---

[10] Für KWK-Anlagen auf Basis biogener Energieträger, die neben dem erzeugten Strom auch die generierte Wärme als Marktprodukt anbieten, werden auch erzielte Wärmeerlöse mitbetrachtet. Mathematisch gesehen impliziert dies eine Reduktion der über die Laufzeit anfallenden Betriebskosten durch Berücksichtigung der entsprechenden Wärmeerlöse.

[11] Wie in Fußnote 8 zuvor erwähnt, werden im Falle von KWK-Anlagen Erlöse aus dem Verkauf des Koppelprodukts Wärme mitbetrachtet. Selbiges gilt im Allgemeinen für Erlöse aus dem Verkauf von HKN.

Der Anteil von Fremd- und Eigenkapital fließt explizit durch die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (Weighted average cost of capital - WACC) über den Diskontierungsfaktor (kalkulatorischer Zinssatz) 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.

Ein Vergleich der Stromgestehungskosten unterschiedlicher Technologien erfolgt häufig auf Basis realer[12] LCOE (vgl. (Kost C., 2018) oder (IRENA, 2020)), also über die Nutzungsdauer einer Anlage real konstanter Stromgestehungskosten.

Für einen Vergleich der Stromgestehungskosten mit den für eine Anlage einmalig festgelegten und damit über die Nutzungs- bzw. Betrachtungsdauer konstanten Einspeisevergütungen oder azWs sind jedoch nominale LCOE maßgeblich. Auch wenn aus dem EAG nicht eindeutig abgeleitet werden kann, dass der für eine konkrete Anlage anzuwendende azW über die gesamte Förderdauer von 20 Jahren nominal konstant bleibt, ist davon auszugehen, dass dies der Intention der Gesetzgebung entspricht. Insofern stellen die für jedes Kalenderjahr gesondert zu bestimmenden und zu verordnenden und auf die in diesem Kalenderjahr erteilten Förderzuschläge anzuwendenden azW aus Sicht des/der Anlagenbetreiber*in eine nominal konstante Größe dar. Für die Ermittlung des azW ist demgemäß der nominale LCOE maßgeblich, was folglich die Verwendung nominaler kalkulatorischer Zinssätze bzw. WACC impliziert (vgl. Kapitel 2.2 zu Finanzierungsaspekten).

2.1.2 Berücksichtigung des Anlagenrestwerts nach Ende der Förderdauer

Als Spezifika bei Wasserkraftanlagen erscheint - aufgrund der Langlebigkeit essentieller Bau- und Anlagenteile - die Berücksichtigung des Anlagenrestwerts nach Ende der

[12] Der Begriff *real* bezeichnet hier monetäre Angaben entsprechend dem Wert des Geldes in einem ausgewählten Jahr, beispielsweise $€_{2020}$. Dies heißt für Angaben in der Zukunft, dass der Geldwert, wie im Jahr 2020 gemessen, als Bezugsbasis dient. Dies erhöht die Vergleichbarkeit von monetären Angaben zu unterschiedlichen Zeitpunkten, erfordert jedoch eine Datenbereinigung unter Berücksichtigung der Inflation, also der Geldentwertung.
Demgegenüber bedeuten *nominale* monetäre Angaben, dass hier der Wert des Geldes im jeweiligen betrachteten Jahr als Basis genommen wird. Angaben aus unterschiedlichen Jahren sind somit nur eingeschränkt vergleichbar, da die Inflation den Geldwert über die Jahre verändert.

Förderdauer essentiell. Nachfolgend wird dieser Umstand erläutert und anhand zweier Fallbetrachtungen quantitativ exemplarisch veranschaulicht.

Ergänzend zu einer angemessenen Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital werden in § 47 des EAG explizit auch Abschreibungen als Kosten angeführt, die für den Betrieb einer kosteneffizienten Wasserkraftanlage erforderlich und damit zur Festlegung der azWs heranzuziehen sind. Die Abschreibungen während der 20-jährigen Förderdauer werden als Kosten im Sinne der EAG berücksichtigt. Nach Ende der Förderdauer verbleibt ein Restwert (d. h. Gesamtinvestitionen abzüglich Abschreibungen), der bei der Ermittlung der Stromgestehungskosten bzw. des azW als indexierter Restwert berücksichtigt werden kann. Dies erscheint aus unserer Sicht empfehlenswert, obgleich ebenso eine Veränderung der Erlössituation nach Ende der Förderdauer Eingang in die Berechnung der azWs für Wasserkraftanlagen finden sollte.[13]

Zur Berücksichtigung von Abschreibungen bei der Herleitung des azW ist vorab die Lebensdauer der unterschiedlichen Anlagenbestandteile zu ermitteln. Beispielhaft zeigt hierzu Tabelle 1 die von der Verbund AG angesetzten Nutzungsdauern für abnutzbare Sachanlagen zur Bestimmung der Abschreibungen.

Tabelle 1: Nutzungsdauern einzelner Komponenten eines Wasserkraftwerks (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Verbund AG, 2020))

Nutzungsdauer	**in Jahren**
Wohn-, Geschäfts- und Betriebsgebäude, sonstige betriebliche Baulichkeiten	10 bis 50
Wasserbauten	20 bis 100
Maschinelle Anlagen	10 bis 80
Elektrische Anlagen	5 bis 50
Leitungen	50
Betriebs- und Geschäftsausstattung	4 bis 10

[13] Bzgl. der Veränderung der Erlössituation nach Ende der Förderdauer erscheint bei der Wasserkraft vor allem das für Betreiber*innen erhöhte Risiko aufgrund der Unsicherheit hinsichtlich der Höhe künftiger Strommarkterlöse von Relevanz. Dem wurde bei der azW-Ermittlung Rechnung getragen durch die Anwendung eines erhöhten (da risikobehafteten) kalkulatorischen Zinssatzes (vgl. Angaben zu WACC Risiko in Tabelle 2 bzw. entsprechende Erläuterungen in Abschnitt 2.2) bei der Restwertermittlung.

Das (BMF, 2021) veröffentlich außerdem aktuelle Angaben zu Nutzungsdauern für Wasserkraftkomponenten, welche in Tabelle 2 dargestellt sind.

Tabelle 2: Auszug aus Angaben zu aktuellen Nutzungsdauern in der Energiewirtschaft für Wasserkraft (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (BMF, 2021))

Nutzungsdauer	**in Jahren**
Wasserbau Stauraum/Unterwasser	50 bis 66
Wasserbau Stahlwasserbau	50 bis 66
Wasserturbine	25
Generatoren	25
Stationäre Transformatoren – hydraulisch	20
Leittechnik Wartenausrüstung – hydraulisch	10
Mittelspannungskabel und Freileitungen nur kraftwerksintern (30kV)	25 bis 33

Auf Basis obig skizzierter Bandbreiten und facheinschlägiger Literatur (vgl. (Filippini & Geissmann, 2014)) erfolgt im nachfolgenden Beispiel hierfür eine Differenzierung nach Wasserbauten inkl. Gebäude, maschinellen und elektrischen Anlagen. Auf Basis der unterschiedlichen Nutzungsdauern und den anteiligen Investitionskosten der einzelnen Anlagenbestandteile kann folglich eine gewichtete mittlere Abschreibdauer ermittelt werden, welche die Nutzungsdauer, aber nicht zwangsweise die buchhalterische Abschreibpraxis, widerspiegelt. Es sei hier außerdem noch angemerkt, dass neben der technischen Lebensdauer in der Praxis auch die wasserrechtliche Bewilligungsdauer von Relevanz ist, welche vor allem für kleinere Anlagen oftmals auch kürzer sein kann.

Fallbeispiel Wasserkraftanlage

Anlagenbestandteile:

- Wasserbauten und Gebäude: 66 Jahre Nutzungsdauer
  (Investitionskostenanteil: 70% der gesamten Investitionskosten)
- Maschinelle Anlagen: 25 Jahre Nutzungsdauer
  (Investitionskostenanteil: 20% der gesamten Investitionskosten)
- Elektrische Anlagen: 25 Jahre Nutzungsdauer
  (Investitionskostenanteil: 10% der gesamten Investitionskosten)

Aus obigen Angaben resultiert eine mittlere Abschreibdauer von 53,7 Jahren. Berücksichtigt man diese bei der Ermittlung der LCOE, so hat dies maßgebliche Auswirkung, wie die Beispielrechnung in Tabelle 3 veranschaulicht.[14] Unter den beispielhaft getroffenen Annahmen zu Investitionskosten sowie der gewählten Anlagenspezifikation hinsichtlich installierter Leistung und Stromerzeugung resultieren signifikante Unterschiede in den resultierenden LCOE pro MWh mit (65,8 €/MWh bzw. 68,4 €/MWh) und ohne (88,6 €/MWh bzw. 92,5 €/MWh) Berücksichtigung des Anlagenrestwerts. Die Berücksichtigung ist folglich von essenzieller Bedeutung, um realitätsnahe Empfehlungen hinsichtlich Förderspezifika ableiten zu können.

Tabelle 3. Beispielrechnung LCOE bei Wasserkraftanlagen – mit und ohne Berücksichtigung des Anlagenrestwerts

Technologiefeld:		**Wasserkraft**	**Wasserkraft**
Wasserkraft	Beispielfall:	Leistung: 15 MW	Leistung: 5 MW
Anlagenspezifikation:			
Engpassleistung	MW	15	5
Stromerzeugung (netto)	MWh	64.500	22.000
Volllaststunden	h/a	4.300	4.400
Kostenparameter:			
Investitionskosten GESAMT	€/kW	4.450	4.800
hiervon:			
Wasserbauten und Gebäude	€/kW	3.115	3.360
Maschinelle Anlagen	€/kW	890	960
Elektrische Anlagen	€/kW	445	480
Betriebskosten GESAMT	€/MWh	14,0	14,0
Finanzierungsbedingungen			
WACC Standard	%	**3,30%**	**3,30%**
WACC Risiko	%	4,78%	4,78%
Inflation	%	1,60%	1,60%
Mittlere Abschreibdauer (mAd)	a	53,7	53,7
Levelised Cost of Electricity			
$LCOE_{20}$	€/MWh	**65,8**	**68,4**
$LCOE_{20\ ohne\ Anlagenrestwert}$	€/MWh	**88,6**	**92,5**

Anmerkung: Die in dieser und analogen nachfolgenden Tabellen angegebene „Stromerzeugung (netto)“ beschreibt die pro Jahr ins Netz eingespeiste elektrische Energie einer Stromproduktionsanlage. Im Vergleich zur Bruttostromerzeugung, welche die gesamte Stromerzeugung einer Anlage kennzeichnet, ist der Anlageneigenverbrauch hiervon bereits abgezogen.

[14] Für eine Diskussion der im Rahmen der Beispielbetrachtung zugrundeliegenden Finanzierungsbedingungen sei auf den nachfolgenden Kapitel 2.2 verwiesen.

Fallbeispiel Windkraftanlage

Ob und wie die obig im Falle der Wasserkraft erwähnte Restwertbetrachtung auch verallgemeinert werden kann und soll, wird nachfolgend erörtert. Diesbezüglich liefert das Beispiel eines Windkraftprojekts erste Erkenntnisse. Wie aus der in Tabelle 4 dargestellten Beispielrechnung, bei der in Einklang mit (Wallasch A. et al., 2019) eine einheitliche technische Lebensdauer der Anlagenkomponenten von 25 Jahren unterstellt wurde, ersichtlich wird, erscheint das Berücksichtigen oder Vernachlässigen des Anlagenrestwerts bei Windenergie und wohl auch bei anderen Technologiefeldern weniger substantielle Auswirkungen auf die LCOE Berechnung zu haben.

Aufgrund der in der Finanzierung von PV- oder Windkraftprojekten üblichen Konditionen – hier wird laut österreichischen Bankunternehmen eine Tilgung innerhalb von maximal 20 Jahren für eine Finanzierungszusage gefordert – erscheint ein Nichtberücksichtigen des Anlagenrestwerts für diese Technologien angemessen. Ebenso empfiehlt sich für Anlagen auf Basis von biogenen Brennstoffen ein Vernachlässigen eines möglichen Anlagenrestwerts, da die Finanzierung ebenso eine Abschreibdauer von 20 Jahren bedingt und Brennstoff- und Betriebskosten die Gesamtkosten maßgeblich beeinflussen, was im Gegenzug den Einfluss der Anlageninvestition schmälert.

Tabelle 4. Beispielrechnung LCOE bei Windkraftanlagen – mit und ohne Berücksichtigung des Anlagenrestwerts

Technologiefeld:		**Wind**	**Wind**
Wasserkraft	Beispielfall:	Standort B, mittlerer Windpark	Standort A, großer Windpark
Anlagenspezifikation:			
Engpassleistung	MW	20	40
Stromerzeugung (netto)	MWh	48.000	112.000
Volllaststunden	h/a	2.400	2.800
Kostenparameter:			
Investitionskosten GESAMT	€/kW	1.500	1.475
Betriebskosten GESAMT	€/MWh	22,0	20,0
Finanzierungsbedingungen			
WACC Standard	%	**3,30%**	**3,30%**
WACC Risiko	%	4,78%	4,78%
Inflation	%	1,60%	1,60%
Mittlere Abschreibdauer (mAd)	a	25	25
Levelised Cost of Electricity			
$LCOE_{20}$	€/MWh	**65,5**	**56,9**
$LCOE_{20\ ohne\ Anlagenrestwert}$	€/MWh	**69,9**	**60,7**

Als Spezifika bei Wasserkraftanlagen erscheint aufgrund der Langlebigkeit essentieller Bau- und Anlagenteile die Berücksichtigung des Anlagenrestwerts nach Ende der Förderdauer essentiell. Dem wird im Rahmen der LCOE-Berechnung Rechnung getragen (bei Neuanlagen), wo neben Investitionen in maschinenbauliche und elektrische Anlagenteilen auch jene für Wasserbauten und Gebäude anfallen und typischerweise einen umfangreichen Teil der Gesamtinvestitionen ausmachen.

Bei den anderen Technologien wird hiervon Abstand genommen, da diese nicht von derartiger Langlebigkeit geprägt sind und dies auch den in der Projektfinanzierung üblichen Konditionen widersprechen würde.

2.1.3 Kostenmäßige Behandlung von Wärme bei KWK

Die Berechnung der azW in Biomasse- und Biogas-KWK-Anlagen empfehlen wir analog zur Berechnungsmethodik durchzuführen wie sie in diesem Gutachten auch für die anderen Technologien zum Einsatz kommt. Wärmeerlöse empfehlen wir wie folgt zu definieren und in der Barwertmethode von den jährlichen Ausgaben abzuziehen.

$$g_i * Q_i \; in \; [€]$$

Dabei definieren wir $g_i \; in \; [{}^{€}/_{MWh_{Wärme}}]$ als spezifische Erlöse pro verkaufter Wärmeeinheit und $Q_i \; in \; [MWh_{Wärme}]$ als die gesamte, jährliche verkaufte Wärmemenge. Die Laufvariable *i* steht für das Betriebsjahr und erlaubt einen sich jährlich verändernden Wärmeerlös zu berücksichtigen. Diese Methode kann als „Restwertmethode für Koppelprodukte“ verstanden werden, allerdings wollen wir den Begriff „Restwert“ für den verbleibenden Wert der (v.a. Wasserkraft-)Anlagen nach der angenommenen durchschnittlichen Abschreibdauer verwenden.

Der Brennstoffnutzungsgrad (BNG) ist durch die genutzte Wärmemenge definiert (siehe Kapitel 2.4). Die genutzte Wärmemenge kann kleiner oder gleich der erzeugten Wärmemenge sein. Die erzeugte Wärmemenge ergibt sich aus dem thermischen Wirkungsgrad der Anlage, den Volllaststunden (VLH) 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 BNG abzüglich der erzeugten Strommenge. Die berechneten prozentuellen

Unterschiede zwischen erzeugter und genutzter Wärmemenge werden für feste Biomasse in Kapitel 6.4.3 und für Biogas in Kapitel 7.4.2 ausgewiesen.

Auch wenn v.a. bei Biogas nicht die gesamte genutzte Wärmemenge verkauft wird (ein Anteil wird zur Beheizung des Fermenters genutzt), werden für alle azWs für feste Biomasse und Biogas 100% 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.

2.1.4 Strompreistrends

Großhandelsstrompreisannahmen sind eine zentrale Grundlage für die Berechnungen zu Erlösstrukturen bei Investitionsförderungen. Prognosen über einen solch langen Betrachtungszeitraum bei einem derart dynamischen Marktumfeld wie dem Strommarkt sind allerdings mit zahlreichen Unsicherheiten wie z.B. der Entwicklung des Kraftwerkparks, der Brennstoffkosten, der Kosten für Emissionsrechte, des regulatorischen oder des Marktumfelds behaftet. Das Heranziehen verschiedener möglicher Trends basierend auf diversen Quellen dient dazu, eine Bandbreite an Entwicklungen abzudecken und deren Auswirkungen auf den Förderbedarf darzustellen.

Abbildung 1 zeigt die Strompreistrends (real) für die Berechnungen im Rahmen dieses Gutachtens (orange eingefärbt - „EAG Szenario Hoch“, „EAG Szenario Mittel“ und „EAG Szenario Niedrig“).

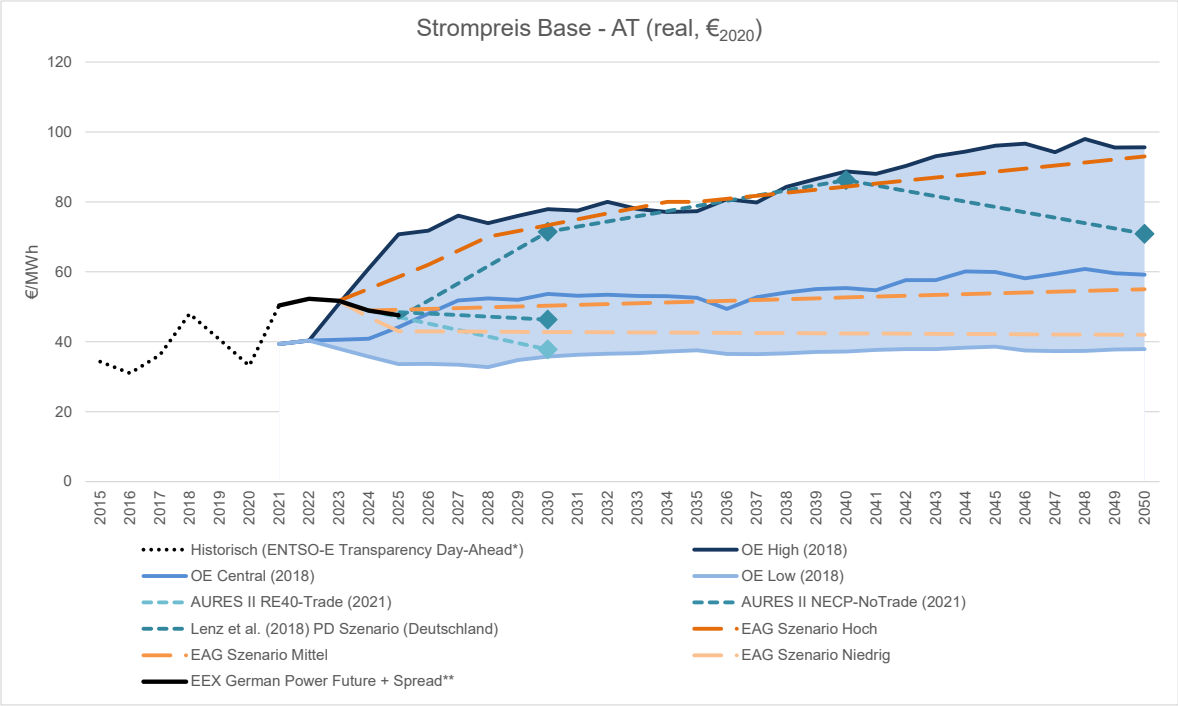


Abbildung 1: Strompreistrends (real, EUR_{2020}) Österreich 2015 bis 2050[15] (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Resch, Liebmann, & Schöniger, 2019), (AURES II, 2021), (Lenz, et al., 2018), (ENTSO-E, 2021) und (EEX, 2021))

Die historischen Preise der Jahre 2015 bis 2020 sind Day-Ahead Preise für die für Österreich relevante Gebotszone (vor der Strompreiszonentrennung 2018 DE-AT-LU, danach AT) (ENTSO-E, 2021). Für die nahe Zukunft sind die EEX Power Future Preise (Baseload) aufgetragen (EEX, 2021). Aufgrund mangelnder Liquidität für österreichische Futures wurden für die Darstellungen die Settlement-Notierungen der Futures für die deutsche Strompreiszone herangezogen. Als Spread zwischen der deutschen und der österreichischen Gebotszone wurde 2,5 $€_{2020}$/MWh angenommen, dies entspricht dem durchschnittlichen AT-DE Spread am Day-Ahead Markt der Jahre 2019/2020 (ENTSO-E, 2021).

Die blau hinterlegten OE Trends sind Angaben von Österreichs Energie für die Studie Mission#Impact zur Bewertung des Ausbaus erneuerbare Energien aus dem Jahr 2018 (Resch, Liebmann, & Schöniger, 2019). Die beiden Strompreise für das Jahr 2030 aus dem AURES II Projekt (AURES II, 2021) sind Ergebnisse aktueller Berechnungen verschiedener Ausbauszenarien für die EU27 aus dem Jahr 2021 seitens der TU Wien. Das AURES II

[15] *bis 30.09.2018 Gebotszone DE-AT-LU, ab 01.10.2018 Gebotszone AT; **Zeitraum für die Durchschnittsbildung der Settlement-Notierungen: 28.12.20-19.03.2021; Annahme für Spread AT-DE im Jahresdurchschnitt 2,5 $€_{2020}$/MWh

Projekt beschäftigt sich mit der Implementierung von Auktionen (national sowie grenzübergreifend) zum Ausbau erneuerbarer Energien. Um diese Ergebnisse in weiteren Kontext zu stellen, ist außerdem noch eine Studie dargestellt, die einen Kompromiss aus klimapolitischen und wirtschaftlichen Zielen für den deutschen Strommarkt darstellt (Lenz, et al., 2018).

Die drei vorgeschlagenen EAG Szenarien, die im Rahmen dieses Gutachtens berücksichtigt werden, decken somit eine breite Palette von Großhandelsstrompreisszenarien ab. Eine weitere Orientierungshilfe bieten die Strompreisszenarien von (Energy Brainpool, 2019) in Abbildung 2, die ebenfalls die grobe Spannbreite möglicher Entwicklungen in ausgewählten EU-Staaten aufzeigen und sich mit den gewählten EAG Szenarien decken (siehe Abbildung 1).

Abbildung 3 zeigt abschließend die gleichen Szenarien wie Abbildung 1 in nominaler Einheit (es wurde in Einklang mit den anderen Berechnungen dieses Gutachtens eine jährliche Inflation von 1,6% angenommen).

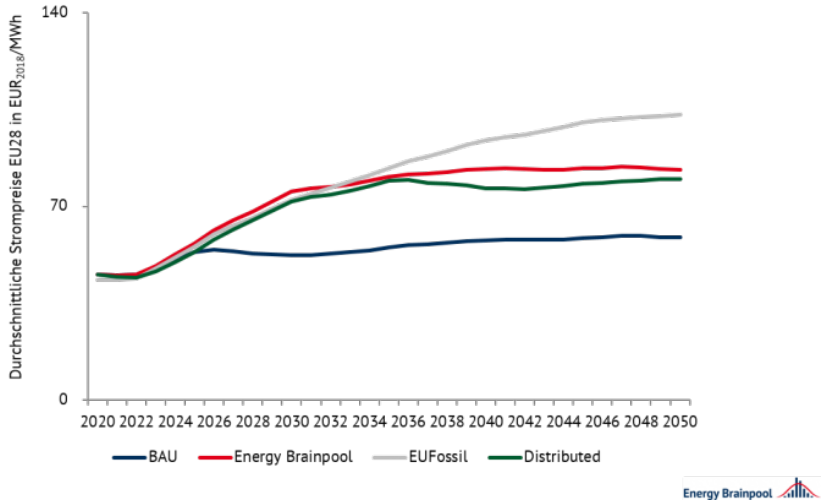


Abbildung 2: Entwicklung der Strompreise in €$_{2018}$/MWh der jeweiligen Szenarien ausgewählter EU-Staaten (Quelle: (Energy Brainpool, 2019))

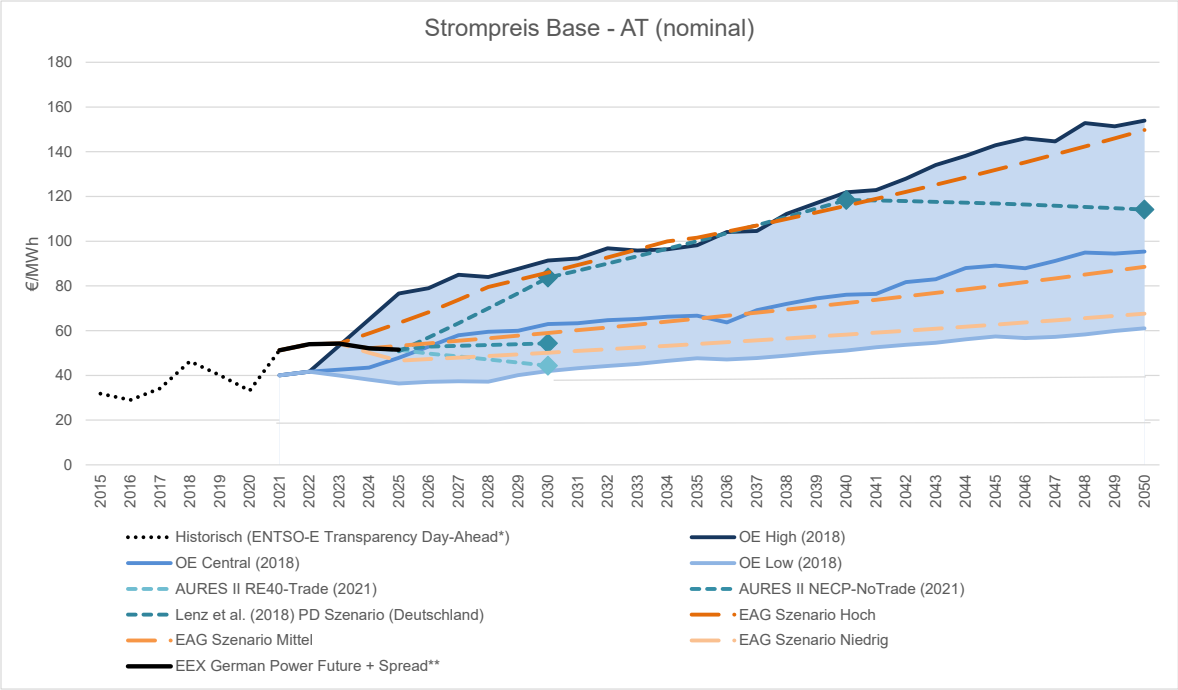


Abbildung 3: Strompreistrends (nominal) Österreich 2015 bis 2050[16] (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Resch, Liebmann, & Schöniger, 2019), (AURES II, 2021), (Lenz, et al., 2018), (ENTSO-E, 2021) und (EEX, 2021))

2.2 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 Betreiber*innen zu tätigenden Investitionen zu berücksichtigen. Soweit erforderlich, ist eine differenzierte Betrachtung nach Technologien sowie nach Risiko- und Investorenstruktur zu berücksichtigen.

Zur Klärung der Frage hinsichtlich zugrundeliegender Finanzierungsbedingungen wurde einerseits auf aktuelle Erhebungen zum Status Quo der Finanzierungsbedingungen für erneuerbare Energien wie Windenergie und Photovoltaik in europäischen Mitgliedsstaaten zurückgegriffen. In diesem Kontext wurde Ende 2019 eine

[16] *bis 30.09.2018 Gebotszone DE-AT-LU, ab 01.10.2018 Gebotszone AT; **Zeitraum für die Durchschnittsbildung der Settlement-Notierungen: 28.12.20-19.03.2021; Annahme für Spread AT-DE 2,5 €$_{2020}$/MWh

entsprechende Bottom-Up Erhebung im Rahmen des EU Forschungsprojekts AURES II abgeschlossen und in Folge ausgewertet, vgl. (Roth et al., 2021).

Die Auswertungen spiegeln eine große Bandbreite an Finanzierungsbedingungen über die verschiedenen EU Mitgliedsstaaten hinweg wider (vgl. Abbildung 4). Im Fall von Windenergie (an Land) bewegt sich der erhobene WACC europaweit zwischen 1,3% und 10,0%, für Österreich wird hier eine Bandbreite von 4,3% bis 5,0% angegeben, vgl. Abbildung 4 bzw. Tabelle 5.

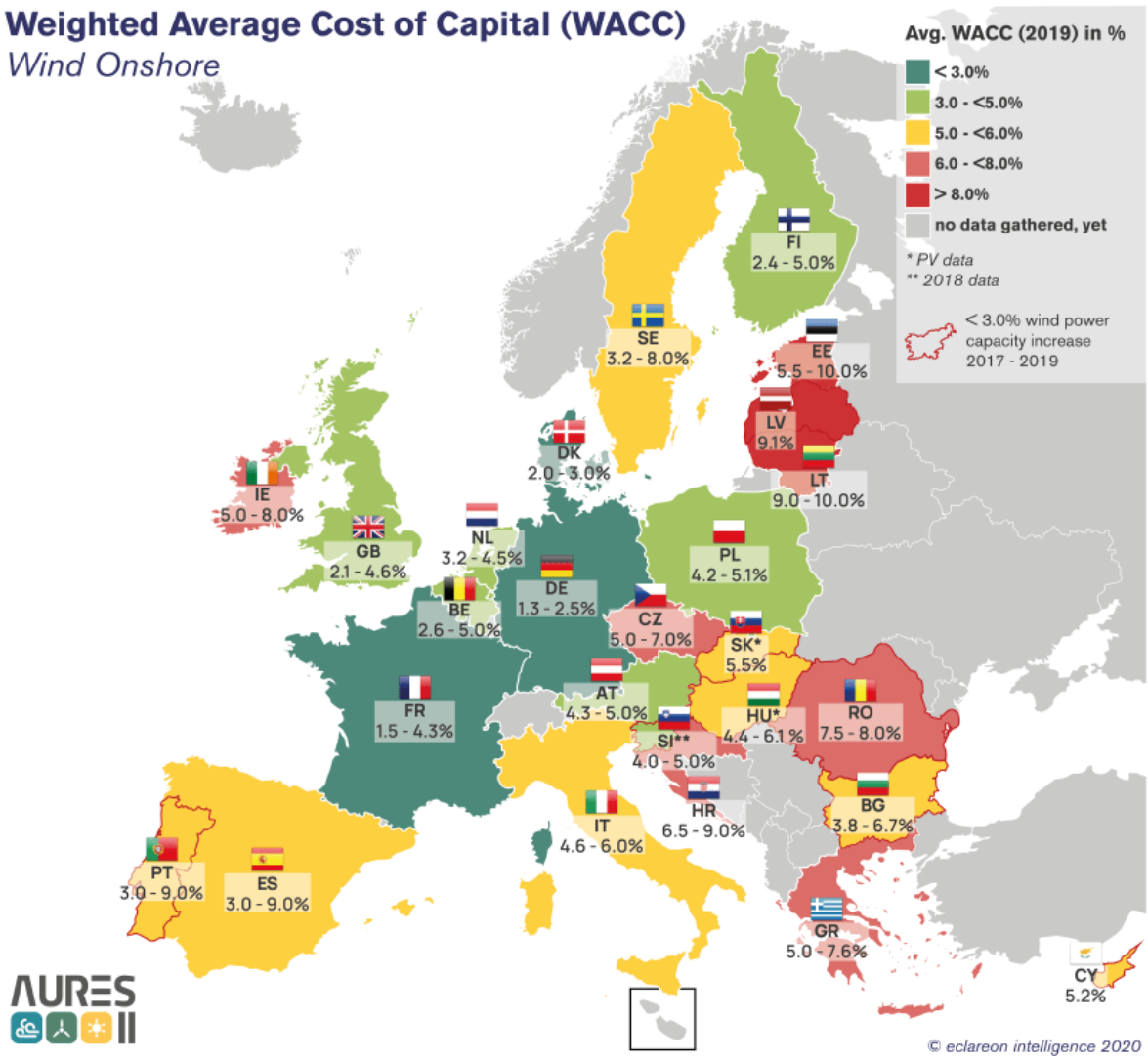


Abbildung 4: Überblick zu den Ergebnissen der europaweiten WACC Erhebung für Windenergie im Zeitraum 2018 bis 2019 (auf Englisch) (Quelle: (AURES II, 2021) bzw. (Roth et al., 2021))

Tabelle 5: Zusammenfassung zentraler Ergebnisse der europaweiten Erhebung zu Finanzierungsbedingungen für Windenergie- und Photovoltaikprojekte im Zeitraum 2018 bis 2019 (Quelle: (AURES II, 2021), (Roth et al., 2021))

Ergebnisse der europaweiten Erhebung zu Finanzierungsbedingungen für EE-Projekte in den Jahren 2018-2019 (H2020 Projekt AURES2: www.aures2project.eu - siehe Roth et al. (2021)):

WACC Bandbreiten für Windenergie an Land in ausgewählten EU Ländern (Zeitraum: 2018-2019)		Minimum	Maximum	Durchschnitt
Österreich	%	4,30%	5,00%	4,65%
Dänemark	%	2,00%	3,00%	2,50%
Deutschland	%	1,30%	2,50%	1,90%
Frankreich	%	2,60%	5,00%	3,80%
Niederlande	%	3,20%	4,50%	3,85%
Ungarn	%	4,40%	6,10%	5,25%

WACC Bandbreiten für Photovoltaik in ausgewählten EU Ländern (Zeitraum: 2018-2019)		Minimum	Maximum	Durchschnitt
Österreich	%	n.v.	n.v.	n.v.
Frankreich	%	2,30%	4,30%	3,30%
Ungarn	%	4,40%	6,10%	5,25%

Bandbreiten bei Fremdkapitalkosten für Windenergie an Land in ausgewählten EU Ländern (Zeitraum: 2018-2019)		Minimum	Maximum
Österreich	%	1,0%	3,5%
Dänemark	%	0,8%	2,0%
Deutschland	%	0,8%	1,8%
Frankreich	%	1,0%	2,0%
Niederlande	%	1,5%	2,5%
Ungarn	%	3,5%	5,9%

Bandbreiten bei Eigenkapitalkosten für Windenergie an Land in ausgewählten EU Ländern (Zeitraum: 2018-2019)		Minimum	Maximum
Österreich	%	2,2%	10,0%
Dänemark	%	6,0%	8,0%
Deutschland	%	2,8%	7,8%
Frankreich	%	4,0%	8,0%
Niederlande	%	10,0%	12,0%
Ungarn	%	5,0%	12,0%

Bandbreiten bei Eigenkapital-Anteilen für Windenergie an Land in ausgewählten EU Ländern (Zeitraum: 2018-2019)		Minimum	Maximum
Österreich	%	11%	30%
Dänemark	%	20%	25%
Deutschland	%	0%	23%
Frankreich	%	8%	20%
Niederlande	%	20%	20%
Ungarn	%	25%	40%

Tabelle 5 zeigt neben den WACC Bandbreiten für ausgewählte Länder auch Eigen- bzw. Fremdkapitalkosten sowie Bandbreiten für Eigenkapitalanteile. Für Österreich wurden in der Studie leider keine WACC Werte für PV erhoben, da es sich um Erhebungen von Freiflächenanlagen handelte. Nichtsdestotrotz wird aus dem Beispiel anderer Länder ersichtlich, dass sich die WACC Bandbreiten für Wind und PV größtenteils decken und damit die Studienergebnisse auch für Österreich einen repräsentativen Einblick in das Finanzierungsgeschehen für beide Technologien erlauben. Mit Blick auf Österreich sei des Weiteren angemerkt, dass speziell bei den Angaben zu Eigenkapitalrenditen die für Österreich angegebene untere Bandbreite keineswegs als repräsentativ angesehen werden kann: Ein Wert von 2,2% erscheint deutlich zu niedrig, angemessen und üblich erscheint hier ein unterer Wert von 6% bzw. ein Mittelwert von 8%, wie auch der Vergleich mit der resultierenden WACC Bandbreite nahelegt[17].

Ergänzend zur Bottom-Up Erhebung der Finanzierungskonditionen im Rahmen der laufenden EU-Studie wurden auch allgemeine Finanzmarktparameter erhoben (SWAP-Rate für langfristige Kredite, EURIBOR Indizes). Speziell dort, wo ein umfangreicher Erfahrungsschatz hinsichtlich der Projektfinanzierung im Ökostrombereich besteht, wurde der österreichische Bankensektor im Rahmen von Interviews befragt. Ebenso wurde die aktuelle Regulierungssystematik in anderen Strommarktbereichen konsultiert, konkret die auf Stromübertragungsnetzbetreiber seitens der E-Control aktuell angewandte. Hier wurde zuletzt im Jahr 2018 für ein vergleichsweise risikoärmeres Marktumfeld ein $WACC_{v.St.}$ von 4,88% bestimmt – unter seinerzeit aber anderen Finanzmarktkonditionen.

Für die azW-Berechnung ist ausgehend von der Bottom-Up Erhebung eine weitere Spezifizierung der Finanzierungsbedingungen erforderlich, ebenso eine adäquate und repräsentative Parametrierung. Dies erfolgte auf Basis der obig beschriebenen Vorgehensweise. Die Ergebnisse dessen zeigt Tabelle 6, während die Festlegung der Einzelparameter nachfolgend erläutert wird.

[17] Die resultierende WACC Bandbreite für Windenergie in Österreich liegt gemäß den in Tabelle 4 bzw. im Rahmen der Studie erhobenen Werte bei 4,3-5,0%. Berücksichtigt man des Weiteren die angegebenen EK-Anteile (11-30%) sowie die Fremdkapitalkosten in Höhe von 1,0-3,5%, so erscheinen 6% als unterer Wert für die Eigenkapitalkosten als realistisch.

Von zentraler Wichtigkeit für die Spezifizierung erscheint hier das zugrundeliegende Finanzierungsrisiko (vgl. Tabelle 6). Das Finanzierungsrisiko wird konkret in zwei Klassen unterteilt:

- Risikoarme Finanzierungsbedingungen – in Folge als Standardfall bezeichnet – treten dann auf, wenn das Strompreisrisiko der Fördernehmer*innen über Prämien abgefangen wird.
- Müssen die Fördernehmer*innen hingegen einen Teil ihrer Erzeugung unter eigenem Preisrisiko vermarkten, wie dies z.B. bei der Investitionsförderung eher der Fall ist oder ebenso nach Ende der Förderdauer bei Marktprämienförderungen, gelten die Finanzierungsbedingungen als risikoreich.

Tabelle 6. Empfehlung hinsichtlich zu unterstellender Finanzierungsbedingungen, differenziert nach Unternehmensgröße und zugrundeliegendem Finanzierungsrisiko

Finanzierungsbedingungen			
Fallbetrachtung:		Standard	Risiko
Beschreibung		Risikoarm	Risikoreich
Eigenkapitalkosten	%	8,00%	12,00%
Risikoloser (fixer) Zinssatz Fremdkapital (SWAP-20 Jahre, Eurozone)	%	0,37%	0,37%
Risikozuschlag Fremdkapital	%	1,75%	2,00%
Fremdkapitalkosten	%	2,12%	2,37%
Körperschaftssteuer	%	25%	25%
EK-Anteil	%	20%	25%
Inflation	%	1,60%	1,60%
WACC $_{v.St.}$	**%**	**3,30%**	**4,78%**
WACC $_{n.St.}$	%	2,87%	4,33%

Betrachtet man den Standardfall, so werden bei den **Eigenkapitalkosten** 8,0% als angemessen und ebenso als branchenüblich angesehen. Diese Parametrierung steht im Einklang mit den Ergebnissen der im Zuge der AURESII Studie durchgeführten Bottom-Up Erhebung (Roth et al., 2021), wo für Windkraftprojekte in Österreich eine Bandbreite von 2,2%[18] bis 10% angegeben wurde, sowie auch mit der in Deutschland für den Ökostrombereich üblichen Regulierungspraxis (vgl. (Wallasch A. et al., 2019)), wo hierfür ein analoger Wert (8,0%) angesetzt wurde. Ein adäquater Risikoaufschlag von 4,0%, somit

[18] Wie zuvor angemerkt, erscheint ein Wert von 2,2% für Österreich als repräsentative untere Bandreite deutlich zu niedrig, angemessen und üblich erscheint hier ein unterer Wert von 6%, wie auch der Vergleich mit der resultierende WACC Bandbreite nahelegt.

in Summe Eigenkapitalkosten in Höhe von 12,0%, wurde hingegen für den hinsichtlich dieses Gutachtens als Sonderfall zu bezeichnenden Risikofall angesetzt, um entsprechende Erlösunsicherheiten widerzuspiegeln.[19]

Zur Bestimmung der **Fremdkapitalkosten** erscheinen zwei Parameter zentral: Der risikolose Fremdkapitalzinssatz und Risikozuschlag für Fremdkapital.

Als Maß für den **risikolosen Fremdkapitalzinssatz** wird oftmals der variable Referenzzinssatz herangezogen, für den Euroraum üblicherweise aktuelle Entwicklungen des EURIBOR Zinssatzes. Dieser weist im Einklang mit der aktuellen Finanz- und Währungspolitik (Stand Februar 2021) negative Werte auf.[20] Da zur Fremdfinanzierung von Ökostromanlagen aber im Regelfall langfristige Verbindlichkeiten zwischen Kreditnehmer*innen (Anlagenbetreiber*innen bzw. Projektierer*innen) und Kreditgeber*innen (Bankensektor) eingegangen werden, bilden gemäß Finanzmarktexpertise aus dem Bankensektor Informationen zur Entwicklung des SWAP-Marktes ein geeigneteres Maß, das die (heutige) Erwartung hinsichtlich der langfristigen Zinsentwicklung sowie das damit verbundene Risiko berücksichtigt. Für die Parametrierung herangezogen wurde konkret der mittlere aktuelle (Stand Februar 2021) SWAP[21]-Satz im Euroraum für 20-jährige Verbindlichkeiten (d.h. SWAP (EURO) 20 JAHRE) – dieser liegt bei 0,37% (vgl. (Handelsblatt, 2021)).

Der **Risikozuschlag bei Fremdkapital** orientiert sich definitionsgemäß am operativen und verschuldungsgradbedingten Risiko der Kreditnehmer*innen bzw. des entsprechenden Kreditvorhabens. Für die Höhe des Risikozuschlags wurden im Standardfall ein Wert von 1,75% unterstellt, im Risikofall wurde hierfür ein höherer Wert angesetzt (2,00%). Dies deckt sich mit Angaben aus der Bankenbranche (Anonyme Bankenauskunft, 2021) und

[19] Anwendung findet dies beispielsweise bei der Ermittlung des Anlagenrestwerts eines Wasserkraftwerks im Betriebsjahr 21, also nach Ende der Vergütungsdauer, da ab diesem Zeitpunkt die Anlagenbetreiber*innen dem vollen Strommarktrisiko ausgesetzt sind. Ebenso werden, wie zuvor im Text erwähnt, Investitionsförderungen als risikoreicheres Instrument angesehen, da auch künftige Strommarkterlöse unter diese Kategorie fallen.

[20] Vgl. Informationen gemäß EZB zum EURIBOR 12+ auf Jahresbasis: 2021 (4.1.2021): -0,50%; 2020: -0,25%; 2019: -0,12%; oder etwa 2015: +0,32%.

[21] Der Zinsswap ist ein Swapgeschäft, bei dem die Kontrahent*innen unterschiedliche Zinssätze austauschen, weil sie offensichtlich unterschiedliche Zinserwartungen über die Entwicklung des künftigen Zinsniveaus hegen. Getauscht werden zinsvariable gegen zinsfixe Forderungen/Verbindlichkeiten.

steht ebenso im Einklang mit der deutschen Regulierungspraxis im Bereich der erneuerbaren Energien (vgl. (Wallasch A. et al., 2019)).

Ein weiterer zentraler Parameter zur WACC Bestimmung ist die Eigenkapitalanteil (EK-Anteil). Hierfür wurde im Standardfall ein EK-Anteil von 20% unterstellt. Diese Angabe deckt sich mit den Ergebnissen der im Zuge der AURESII Studie durchgeführten Bottom-Up Erhebung (Roth et al., 2021), wo für Windkraftprojekte in Österreich eine entsprechende Bandbreite von 11% bis 30% angegeben wurde. Gemäß Bankeninformationen liegt das Mittel bei den unterstellten 20% (Anonyme Bankenauskunft, 2021).

Auf Basis dieser Eingangsparameter lassen sich die in Tabelle 6 ausgewiesenen WACC Angaben ermitteln. Für die Berechnung des Förderbedarfs dient maßgeblich der **nominale WACC vor Steuer** – dieser liegt folglich **im Standardfall bei 3,30%** und im Risikofall bei 4,78%.

Für die zukünftige Inflationsrate wird 1,6% p.a. angenommen (analog zu den Strompreistrendannahmen in Kapitel 2.1), im Einklang mit aktuellen und historischen Entwicklungen – konkret widerspiegelt die Inflationsrate das Mittel der vergangenen fünf Kalenderjahre (2016-2020) gemäß Daten von (Österreichische Nationalbank, 2021).

*In der Berechnung der Stromgestehungskosten bzw. zur Ermittlung des Förderbedarfs künftiger Ökostromanlagen ist eine angemessene Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital für die seitens der Betreiber*innen zu tätigenden Investitionen zu berücksichtigen.*

Auf Basis der im Rahmen dieses Gutachtens durchgeführten Erhebung empfiehlt sich unter den aktuellen Finanzierungsbedingungen für den risikoarmen Standardfall, wie z.B. im Falle von Betriebsförderungen relevant, ein nominaler WACC vor Steuer von 3,30%. Für risikoreichere Investitionen empfiehlt sich hingegen ein nominaler WACC vor Steuer in Höhe von 4,78%.

2.3 Allgemeine Kosten- und Erlösparameter

Um die Wirtschaftlichkeit von Stromerzeugungsanlagen zu bewerten, müssen alle zugrundeliegenden Kostenkomponenten berücksichtigt werden. Diese Kosten umfassen neben den laufenden Betriebskosten (Wartung, Reinigung, Versicherung, Pacht, evtl. Brennstoffkosten) und Investitionskosten für die Anlage selbst (inkl. Montage und Installation) unter anderem auch Kosten für das öffentliche Stromnetz. Diese Netzentgelte gliedern sich in laufende (pro kWh, pro kW oder pro Zeiteinheit zu zahlende) Beträge und einmalige Anschlusskosten. Laufende Netzentgelte sind an den Netzbetreiber zu zahlen, wobei Anschlusskosten teils von Anlagenbetreiber*innen selbst zu entrichten als auch an den Netzbetreiber zu vergüten sind. Diese Netzkostenkomponenten, außer jene des Netzanschlusses (Netzzutrittsentgelt und Kosten für die Netzableitung), sind im Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (ElWOG 2010, Novelle 2021) und der Systemnutzungsentgelte-Verordnung (SNE-V 2018, Novelle 2021) festgesetzt.

Zusätzlich zu den Kostenkomponenten des Stromnetzes sind auch etwaige Aufwendungen für Ausgleichsenergie und Erlöse durch HKN (vgl. EAG § 47 Art. 2 Z 3) in den Betriebskosten aller Ökostromtechnologien zu berücksichtigen.

Der Strompreis für Endkund*innen setzt sich in Österreich aus den Komponenten Energiepreis, Netzentgelte und sonstige Abgaben und Steuern zusammen. Zudem sind einige Bestandteile der Netzentgelte und Abgaben/Steuern auch von Stromeinspeiser*innen zu entrichten. Um Aussagen über die Wirtschaftlichkeit einer Stromerzeugungsanlage zu treffen, müssen diese Kostenkomponenten und weitere Kosten, die mit dem Anschluss an das öffentliche Stromnetz zusammenhängen, mitberücksichtigt werden. Diese Kostenkomponenten werden für die Berechnung des LCOE für den Vorschlag der Festsetzung der Marktprämien für die einzelnen Erzeugungstechnologien einbezogen. Zukünftige Änderungen der Entgeltstruktur für Einspeiser*innen können an dieser Stelle noch nicht berücksichtigt werden (siehe z.B. „Tarife 2.1“ (E-Control, 2021b), „SO-Guideline - Verordnung (EU) 2017/1485“ (E-Control, 2017b) und Überarbeitungen der „TOR“ (E-Control, 2019c)).

2.3.1 Netzentgelte für Stromeinspeiser*innen

Wie in Abbildung 5 ersichtlich ist, sind nach aktuellem Stand (Februar 2021) folgende Entgelte für Stromeinspeiser*innen zu entrichten:

- Netzzutrittsentgelt
- Netzverlustentgelt (für Einspeiser*innen größer 5 MW)
- Systemdienstleistungsentgelt (für Einspeiser*innen größer 5 MW)
- Messentgelt
- Entgelt für sonstige Leistungen

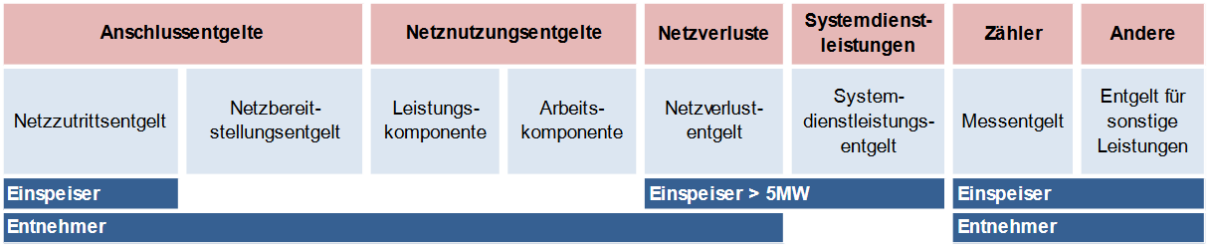


Abbildung 5: Aktueller Stand der Netzentgelte (Quelle: (E-Control, 2021b))

Im Folgenden werden die laut Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 (SNE-V), Novelle 2021, festgesetzten Netzentgelte und die individuell zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber*in zu vereinbarenden Netzzutrittsentgelte näher beschrieben und die für die LCOE-Berechnung herangezogenen Werte erläutert.

Festgesetzte Netzentgelte (SNE-V 2018, Novelle 2021) für Stromeinspeiser*innen

Die in der SNE-V 2018, Novelle 2021, festgesetzten Netzentgelte für Stromeinspeiser*innen beinhalten das Netzverlustentgelt, das Systemdienstleistungsentgelt, das Messentgelt und das Entgelt für sonstige Leistungen.

Das Netzverlustentgelt deckt – nach § 53 ElWOG 2010, Novelle 2021 – Kosten des Netzbetreibers ab, die für den Ausgleich der physikalischen Netzverluste entstehen und muss von Stromeinspeiser*innen mit einer Leistung größer 5 MW entrichtet werden. Es ist in der SNE-V 2018, Novelle 2021 je Netzebene (NE) und Netzgebiet und je eingespeister kWh festgesetzt. Die für die Berechnung herangezogenen Werte sind in Tabelle 77 im Anhang angeführt.

Das Systemdienstleistungsentgelt kompensiert den Regelzonenführer für die Kosten, die durch den Einsatz von Regelreserve (Sekundär- und Tertiärregeleistung) entstehen und

nicht anderweitig, wie durch die Ausgleichsenergieabrechnung, gedeckt werden (siehe § 56 ElWOG 2010, Novelle 2021). Diese Tarifkomponente ist für Einspeiser*innen mit einer Leistung größer 5 MW und für ganz Österreich einheitlich laut SNE-V 2018, Novelle 2021, zu entrichten und beträgt 0,008 ct/kWh.

Das Messentgelt muss von allen Einspeiser*innen entrichtet werden und entschädigt den Netzbetreiber für die Kosten, die mit der Installation und dem Betrieb von Messeinrichtungen verbunden sind (siehe §57 ElWOG 2010, Novelle 2021). Die maximalen Werte des Messentgeltes in Österreich werden in der SNE-V 2018, Novelle 2021, in €/Monat oder € vorgeschrieben. Diese Messentgelte sind in Tabelle 78 im Anhang angeführt.

Ebenso sind die Entgelte für sonstige Leistungen von allen Stromeinspeiser*innen zu entrichten. Sie entschädigen den Netzbetreiber für weitere, unmittelbar durch den/die Netzbenutzer*in verursachte Kosten (siehe § 58 ElWOG 2010, Novelle 2021). Die Maximalwerte für das Entgelt sind in € (bzw. €/Monat) in der SNE-V 2018, Novelle 2021, festgesetzt und in Tabelle 79 im Anhang ersichtlich.

Die über alle Netzbereiche gemittelten und für die weitere Berechnung der Stromgestehungskosten angesetzten laufenden Netzkosten sind in Tabelle 7 dargestellt. Für die Berechnung der LCOEs wurde die zu entrichtenden Kosten für die Drehstromzählung und, für Einspeiser*innen größer 5 MW, das Systemdienstleistungsentgelt und Netzverlustentgelt berücksichtigt.

Tabelle 7: Angenommene laufende Netzkosten

Über Netzbereiche gemittelte laufende Netzkosten	
Drehstromzählung	30 €/a
Systemdienstleistungsentgelt (Einspeiser*innen >5 MW)	0,08 €/MWh
Netzverlustentgelt (Einspeiser*innen >5 MW)	0,72 €/MWh Mittelwert NE 3 0,81 €/MWh Mittelwert NE 4

*Die laut Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018, Novelle 2021, festgesetzten Netzentgelte für Stromeinspeiser*innen werden in der Berechnung der Stromgestehungskosten (LCOE) je Einspeisetechnologie berücksichtigt.*

Netzzutrittsentgelte für Stromeinspeiser*innen

Das Netzzutrittsentgelt entschädigt den Netzbetreiber für Kosten des erstmaligen Netzanschlusses oder für Änderungen des Anschlusses (§ 54 ElWOG 2010, Novelle 2021) (siehe auch Abbildung 5). Diese Entgeltkomponente wird individuell zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber*in festgesetzt, wobei auch eine Pauschalierung möglich ist. Das durch den Netzbetreiber festgesetzte Netzzutrittsentgelt muss transparent und nachvollziehbar gegenüber Einspeiser*innen dargestellt werden. Eine Ablehnung des Anschlusses ist schriftlich zu begründen (Allgemeine Bedingungen für den Zugang zum Verteilernetz der Netzbetreiber).

Abbildung 6 zeigt, dass der Anschluss bis zum Netzanschlusspunkt[22] von dem/der Anlagenbetreiber*in direkt zu bezahlen ist (siehe Kapitel 2.3.2). Der Anschluss ab dem Netzanschlusspunkt zum öffentlichen Stromnetz ist durch den Netzbetreiber herzustellen, wobei die Kosten durch das Netzzutrittsentgelt dem/der Anlagenbetreiber*in in Rechnung gestellt werden.

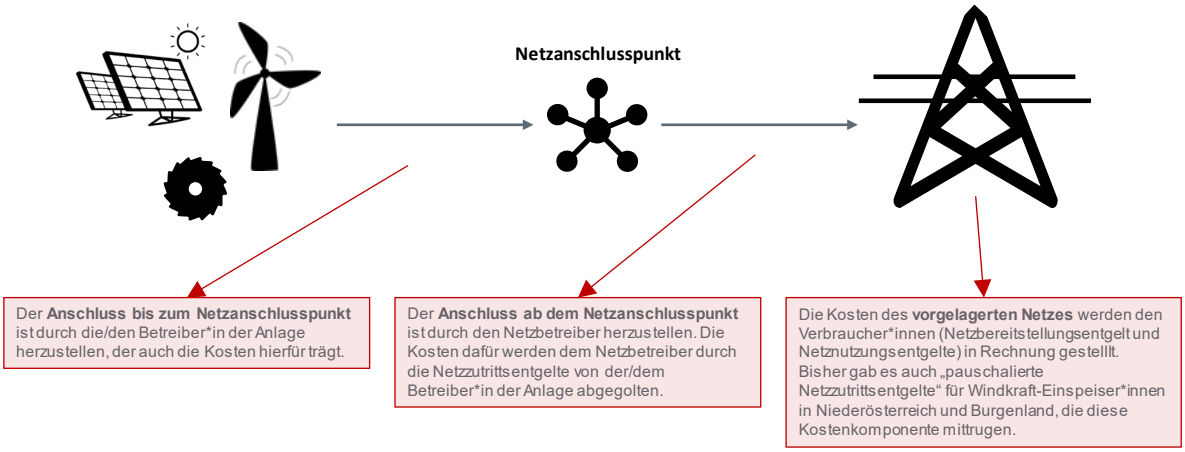


Abbildung 6: Kostenkomponenten für den Netzzugang

[22] Dieser **Netzanschlusspunkt** bezeichnet *„jene Stelle im Netz, an der die tatsächliche Anbindung von Anlagen des Netzbenutzers an das bestehende Netz erfolgt und an der in weiterer Folge elektrische Energie (Strom) in das Netz eingespeist oder daraus entnommen wird"* (E-Control, 2016b). Siehe auch Analogien zur Begrifflichkeit der **Übergabestelle**, die einen *„vertraglich fixierte*[n] *Punkt im Stromnetz, an dem elektrische Energie (Strom) zwischen Vertragspartnern übergeben wird"*, bezeichnet (E-Control, 2016b). Der **Netzzutrittspunkt** ist wiederum *„der Beginn des netzseitigen Teils der Anschlussanlage, der bei der Eigentumsgrenze (meist ident mit Netzanschlusspunkt bzw. Übergabestelle) endet und dient damit auch zur Festlegung des Netzzutrittsentgelts"* (E-Control, 2021e).

Hierbei gilt es anzumerken, dass bisher etwaige Transformatorstationen (siehe *Netzanschlusspunkt* in Abbildung 6) entweder direkt durch den/die Anlagenbetreiber*in angeschafft und bezahlt oder durch den Netzbetreiber installiert wurden (und dann durch die Netzzutrittsentgelte abgerechnet wurden). Die Eigentumsgrenze kann unterschiedlich vereinbart werden, und damit auch, wer von beiden Beteiligten welche Betriebsmittel beschafft und installiert. Damit kann die Eigentumsgrenze auch mitten in der Schaltanlage verlaufen. Die ElWOG-Novelle sieht künftig pauschalierte Netzzutrittsentgelte für erneuerbare Stromerzeugungsanlagen vor, *„sofern nicht geringere Kosten verursacht werden*“ (siehe § 54 Abs. 4 der ElWOG-Novelle). Die ElWOG-Novelle sieht auch vor, dass, wenn die tatsächlichen Kosten für den Netzanschluss 175 €/kW übersteigen, diese der/dem Anlagenbetreiber*in separat verrechnet werden können. Die Pauschalierung ist nach Anlagengröße gestaffelt (siehe konkrete Werte in Tabelle 8). Im Folgenden wird auf die Netzzutrittsentgelte je Einspeisetechnologie eingegangen.

„Pauschalierte Netzzutrittsentgelte“[23], die neben den direkt mit dem Anschluss verbundenen Kosten auch erweiterte Kostenkomponenten des vorgelagerten Netzes abdecken (siehe Abbildung 5), kamen nur für Windkraftanlagen (WKA) in Niederösterreich und dem Burgenland zur Anwendung (siehe ausführlicher weiter unten in diesem Kapitel). Die erhobenen Netzzutrittsentgelte sind in Tabelle 8 dargestellt und beinhalten auch nicht pauschalierte Anlagen aus der Steiermark. Für WKA teils zu installierende Blindleistungskompensationsanlagen können signifikante Kosten verursachen und sind von der/dem Windkraftbetreiber*in zu bezahlen. Da Kosten für Kompensationsanlagen nur in speziellen Anwendungsfällen zu entrichten sind, werden diese in der weiteren LCOE-Berechnung nicht berücksichtigt. Für WKA werden wie auch bei anderen Erzeugungstechnologien in den folgenden Berechnungen die pauschalierten Netzzutrittsentgelte laut § 54 Abs. 4 der ElWOG-Novelle herangezogen.

Die pauschalierten Netzzutrittsentgelte (laut § 54 Abs. 4 der ElWOG-Novelle) sind auch für Photovoltaikanlagen anzuwenden. Zudem soll für Photovoltaikanlagen bis 20 kW_p, die einen bestehenden Entnahmeanschluss aufweisen, kein zusätzliches Netzzutrittsentgelt erhoben werden (§ 17a der ElWOG-Novelle). Bisherige Netzzutrittsentgelte wurden für

[23] Diese bisherigen „pauschalierten Netzzutrittsentgelte“ für Windkraftbetreiber*innen in Niederösterreich und Burgenland sind nicht zu verwechseln mit den pauschalierten Netzzutrittsentgelten, welche für alle Ökostromtechnologien laut § 54 der ElWOG-Novelle festgesetzt werden.

das vorliegende Gutachten von Photovoltaikbetreiber*innen erhoben und sind in Tabelle 8 dargestellt.

Für Einspeiser*innen von Elektrizität aus Wasserkraft oder KWK werden ebenso die festgesetzten pauschalierten Netzzutrittsentgelte herangezogen (siehe § 54 Abs. 4 der ElWOG-Novelle). Tabelle 8 zeigt neben den neuen pauschalierten Netzzutrittsentgelten auch Daten bisheriger Netzzutrittsentgelte aus Betreibererhebungen und Gesprächen mit Verbänden.

*Netzzutrittsentgelte wurden, außer für den Anschluss von Windkraftanlagen in Niederösterreich und Burgenland, bisher individuell zwischen dem Netzbetreiber und den Anlagenbetreiber*innen vereinbart. Sie waren je Netzbereich und Netzebene, aber auch je spezifischem Standort und Anschlussleistung unterschiedlich. Die ElWOG-Novelle sieht hier eine Pauschalierung für erneuerbare Anlagen vor.*

Bisherige Netzzutrittsentgelte wurden im Rahmen der Betreiberdatenerhebung abgefragt. Tabelle 7 zeigt dabei die Spreizung der erhobenen (und teils für Windkraft pauschalierten) oder in Forschungsprojekten herangezogenen Netzzutrittsentgelte.

*Für die weiteren Berechnungen der Stromgestehungskosten (LCOE) werden die neu festgesetzten pauschalierten Netzzutrittsentgelte für erneuerbare Einspeiser*innen gemäß ElWOG-Novelle herangezogen.*

Tabelle 8: Netzzutrittsentgelte je Technologie

	Wasserkraft-Anlagen bis 25 MW (für Revitalisierung bis 10 MW)	Windkraft-anlagen	Photovoltaik-anlagen ab 10 kW_p	Biomasse-anlagen bis 5 MW_{el}	Biogasanlagen bis 250 kW_{el}
Pauschale Netzzutrittsentgelte laut § 54 Abs. 4 ElWOG-Novelle	0-20 kW: 10 €/kW 21-250 kW: 15 €/kW 251-1.000 kW: 35 €/kW 1,001-20 MW: 50 €/kW >20 MW: 70 €/kW				
Spreizung der bisherigen Netzzutritts-entgelte	90-200 €/kW [24] Daten enthalten gesamte Kosten für Netzanschluss[25]	60-150 €/kW [26]	10-120 €/kW_p [27]	23-100 €/kW [28]	86-200 €/kW [29] Daten enthalten gesamte Kosten für Netzanschluss[25]
Angenommene Netzzutritts-entgelte	Siehe Pauschalierung				

Rückblick: Beitrag für Ausbau und Verstärkung des vorgelagerten Netzes durch Windkrafteinspeiser*innen

Der vermehrte Ausbau erneuerbarer Energie erfordert vielerorts Netzausbaumaßnahmen durch den Netzbetreiber. Nur jene Teile dieses Ausbaus, die direkt mit dem jeweiligen Netzanschluss verbunden sind, dürfen den Einspeiser*innen im Wege des Netzzutrittsentgeltes verrechnet werden (§ 54 ElWOG 2010, Novelle 2021). Bisher wurden jedoch teils Vereinbarungen auf bilateralem Weg zwischen Netzbetreiber und Einspeiser*innen geschlossen werden, wie dies etwa durch das „pauschalierte Netzzutrittsentgelt“[30] für WKA in Niederösterreich und im Burgenland seit 2003 der Fall

[24] Daten laut E-Control Betreiberdatenerhebung (E-Control, 2019a).
[25] Kosten für Netzanschluss gliedern sich in Netzzutrittsentgelte und Kosten für Netzableitung.
[26] Daten laut IG Windkraft/Österreichs Energie Datenabfrage (IG Windkraft & Oesterreichs Energie, 2021).
[27] Daten laut Betreibererhebungen (E-Control, 2019a) (E-Control, 2021a) (AIT, Erhebungsdaten Photovoltaik, 2021a).
[28] Daten laut IG Holzkraft. Für größere Anlagen sinken die Kosten je kW (IG Holzkraft, 2021) (E-Control, 2019a).
[29] Daten laut Betreiberdatenerhebung (E-Control, 2019a).
[30] Diese bisherigen „pauschalierten Netzzutrittsentgelte“ für Windkraftbetreiber*innen in Niederösterreich und Burgenland sind nicht zu verwechseln mit den pauschalierten Netzzutrittsentgelten, welche für alle Ökostromtechnologien laut § 54 der ElWOG-Novelle festgesetzt werden.

war (E-Control, 2016a) (IG Windkraft, 2020). Diese pauschalierten Netzzutrittsentgelte für Windkraftbetreiber*innen in Niederösterreich und im Burgenland, welche durch die E-Control genehmigt wurden und die Kosten für den Ausbau und die Verstärkung der vorgelagerten Netze finanzieren sollten, konnten laut IG Windkraft bis zu 135.000 €/MW Anschlussleistung betragen (IG Windkraft, 2015). Dieses anteilige Netzzutrittsentgelt für Anschlüsse in der NE 4 betrug beispielsweise für die Netzregionen Brucker Becken und Weinviertel 135.000 €/MW und für das Waldviertel 80.000 €/MW (Netzausbaukonzept 2016)[31]. Für das Burgenland betrugen die pauschalierten Netzzutrittsentgelte 110.000 €/MW, wobei zuzüglich mit in etwa 35.000 €/MW für die Kosten am Umspannwerk kalkuliert werden konnte [32]. Die Netzentgelte konnten also für pauschalierte WKA (NÖ, BL) teils höher als 200 €/kW ausfallen, wenn ein Transformator oder die Ertüchtigung eines Umspannwerkes zusätzlich zu bezahlen war (Anschluss meist an NE 3 oder NE 4)[33], siehe auch Abbildung 6 in Kapitel 2.3.1.

*Für die Berechnungen der Stromgestehungskosten (LCOE) für Windkraft werden die Werte der zukünftigen Pauschalierung lt. ElWOG-Novelle (§ 54 Abs. 4) angewendet. Das bisher in Niederösterreich und Burgenland zu entrichtende „pauschalierte Netzzutrittsentgelt“ für Windkraftbetreiber*innen wird nicht mehr berücksichtigt.*

*Für andere Einspeisetechnologien war auch bisher keine Beteiligung am Ausbau und der Verstärkung des vorgelagerten Netzes vorgesehen. Diese Kosten werden im Rahmen der Netzbereitstellungsentgelte (für den bereits durchgeführten und vorfinanzierten Ausbau des vorgelagerten Leitungsnetzes) und durch die Netznutzungsentgelte (Abdeckung der Kosten für Errichtung, Ausbau, Instandhaltung und Betrieb des Netzsystems) auf die Stromverbraucher*innen umgelegt (siehe auch Abbildung 5) (ElWOG 2010, Novelle 2021, als auch RV der ElWOG-Novelle).*

2.3.2 Kosten für Leitungslegung bis zum Einspeisepunkt

Zusätzlich zu den einmaligen und laufenden Kosten des Stromnetzes, welche dem Netzbetreiber zu vergüten sind, müssen Einspeiser*innen die Kosten für den

[31] Erläuterungen durch Netz Niederösterreich (Netz Niederösterreich, 2021).
[32] Daten von Windparkbetreiber (Windparkbetreiber, 2021).
[33] Erläuterungen durch Windparkbetreiber (Windparkbetreiber, 2021).

Netzanschluss bis zum Netzanschlusspunkt zahlen (siehe Abbildung 6). Der Netzanschlusspunkt bezeichnet den Punkt, an dem das lokale Stromversorgungssystem des/der Einspeiser*in mit dem Stromversorgungssystem des Netzbetreibers verbunden ist. Dies kann einerseits der Stromzähler sein, aber auch eine Transformatorstation oder ein Umspannwerk.

Die Kosten für die Leitungslegung bis zum Netzanschlusspunkt (Netzableitung oder Energieableitung) sind sehr variabel und hängen stark vom Standort der errichteten Anlage, der Größe der Anlage und der Technologie ab. Zudem sind die Kosten für die Stromableitung stark durch die Bodengegebenheiten getrieben.

Die Kosten der Energieableitung bis zum Netzanschlusspunkt sind sehr variabel und hängen von der Länge der Ableitung, aber auch vom Untergrund ab.

Für die weiterführenden Berechnungen der Stromgestehungskosten (LCOE) wurden folgende Annahmen aus Datenerhebungen und Interviews (siehe Tabelle 8) für die einzelnen Erzeugungstechnologien eruiert, wobei Sensitivitätsanalysen und deren Auswirkung auf die Stromgestehungskosten durchgeführt werden.

Tabelle 9: Netzableitungskosten je Technologie

	Wasserkraft bis 25 MW (für Revitalisierung bis 10 MW)	Windkraft	Photovoltaik ab 20 kW_p	Biomasse bis 5 MW_{el}	Biogas bis 250 kW_{el}
Länge der Leitungslegung	0-3 km[34] (Kleinwasserkraft bis 10 MW); für größere Anlagen: analog zu Windkraft	3-20 km (üblich: 10 km)	0-3 km (üblich für Freiflächen-anlagen: 0,5-1 km/MW_p[35],[36])	Für Biomasseanlagen kann davon ausgegangen werden, dass die Anlagen im kleineren Leistungssegment, analog zu den Biogasanlagen, direkt in der Nähe an NE 7 oder NE 6 (ab etwa 100 kW) angeschlossen werden können[37]. Da sich Stromaus-kopplung erst ab einer gewissen Leistungsgrenze lohnt, kann auch ein Netzanschluss an NE 5 erfolgen.	Für Biogasanlagen kann davon ausgegangen werden, dass die Anlagen in diesem Leistungssegment nahe an Verbraucher*innen und dadurch nahe zu einem elektrischen Anschlusspunkt bestehen. Es wird davon ausgegangen, dass diese Anlagen auf NE 7 oder NE 6 (ab etwa 100 kW) angeschlossen werden können.
Kosten Leitungslegung	Analog zu Windkraft	55-325 €/m[38]	50-90 €/m[39]		
Angenommene Kosten für die Energieableitung	80 €/kW	80 €/kW	70 €/kW_p	70 €/kW	70 €/kW

2.3.3 Abgaben und Steuern für Stromeinspeiser*innen

Neben den Netzentgelten können auch Abgaben und Steuern anfallen, die von Stromeinspeiser*innen zu entrichten sind. Die Elektrizitätsabgabe ist laut Elektrizitätsabgabegesetz (E-Abgabe-Gesetz), Novelle 2021, bei jeder Stromlieferung zu

[34] Laut Telefoninterview mit Kleinwasserkraft Österreich (Kleinwasserkraft Österreich, 2021b).
[35] Laut Telefoninterviews mit Photovoltaikbetreiber*innen (AIT, Erhebungsdaten Photovoltaik, 2021a).
[36] Laut *Leitfaden zur Ausweisung im Flächenwidmungsplan. Widmungsart: Grünland-Photovoltaikanlagen* des Landes Niederösterreichs gilt für Grünlandphotovoltaikanlagen, dass je Kilometer Leitungslänge zum Umspannwerk die Anlage 1 MW_p installiert haben muss, damit diese noch wirtschaftlich ist (Amt der NÖ Landesregierung, 2020).
[37] Je nach lokaler Netzsituation und Anlagenkonzeption kann es durchaus sein, dass Anlagenbetreiber*innen den Transformator selbst errichten und direkt an der NE 5 angeschlossen werden.
[38] Daten entsprechen der Spanne der Kosten aus Betreiberdatenhebung Wind (E-Control, 2019a) im Abgleich mit Daten von IG Windkraft/Österreichs Energie (IG Windkraft & Oesterreichs Energie, 2021).
[39] Abgebildete Szenarien von durchschnittlichen Kosten (Niedrig-, Mittel- und Hochpreisszenario) Leitungslegung im Niederspannungsnetz aus Projekt LEAFS (LEAFS, 2019).

entrichten und ist im österreichischen Steuergebiet einheitlich festgesetzt. Das E-Abgabe-Gesetz sieht folgende Ausnahmen der Elektrizitätsabgabe für Eigenverbrauch vor:

- Eigenverbrauch von Stromerzeuger*innen bis 5.000 kWh pro Jahr
- Eigenverbrauch von erneuerbaren Stromerzeuger*innen bis 25.000 kWh pro Jahr
- Eigenverbrauch von Strom aus Photovoltaikanlagen

Zusätzlich entfällt diese, wenn der Strom an ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen zum Weiterverkauf an Kund*innen geliefert wird.

Neben der Elektrizitätsabgabe kann – bei der Anschaffung sowie beim Betrieb einer Stromerzeugungsanlage – auch Umsatzsteuer anfallen. Wenn als Privatperson eigens erzeugter Strom an ein Energieversorgungsunternehmen oder eine/einen Endabnehmer*in verkauft wird, gilt diese als Kleinunternehmer*in. Liegt der somit erzielte Jahresumsatz unterhalb von 35.000 € netto (Stand 01. Jänner 2021), muss keine Umsatzsteuer auf Stromlieferung und Eigenverbrauch entrichtet werden, jedoch gilt auch keine Vorsteuerabzugsberechtigung (WKO, 2021). Privatpersonen, die Kleinunternehmer*innen sind, können allerdings einen Antrag auf Verzicht der Kleinunternehmerregelung stellen, wenn sie einen Vorsteuerabzug geltend machen wollen. Somit gelten sie aus umsatzsteuerlicher Sicht als Unternehmer*innen. Diese Verzichtserklärung auf die Kleinunternehmerregelung ist für fünf Jahre bindend und es wird eine UID-Nummer benötigt. Wird Strom an Wiederverkäufer*innen geliefert, geht die verpflichtende Abfuhr der Umsatzsteuer auf diese über. Bei Überschuss-Einspeiser*innen muss die Umsatzsteuer für den eigens verbrauchten Strom an das Finanzamt selbst abgeführt werden (BMF, 2014) (Photovoltaic Austria & Essletzbichler, 2021).

Da im Rahmen der Förderungen von Erzeugungsanlagen, welche in der EAG festgesetzt werden, der erzeugte Strom an Energieversorgungsunternehmen verkauft wird, ist diese Strommenge von der Elektrizitätsabgabe befreit. Eigenverbrauch des erzeugten Stroms ist vor allem für Photovoltaikanlagen und Wasserkraft möglich. Für Photovoltaikanlagen ist der Eigenversorgungsanteil immer von der Elektrizitätsabgabe befreit. Somit wir die Elektrizitätsabgabe für LCOE-Berechnungen der Photovoltaik nicht einbezogen. Für Wasserkraft wird kein Eigenverbrauch bei der LCOE-Berechnung berücksichtigt (siehe Argumentation in Kapitel 5).

Da die Umsatzsteuerschuld normalerweise beim abnehmenden Energieversorgungs-unternehmen liegt bzw. Privatpersonen die Möglichkeit haben, einen Antrag auf Verzicht der Kleinunternehmerregelung zu stellen, wird die Umsatzsteuer in den Berechnungen zu den Stromgestehungskosten (LCOE) nicht berücksichtigt (WKO, 2017).

2.3.4 Aufteilung der Kosten für Primärregelung

Basierend auf § 68 ElWOG 2010, Novelle 2021, werden die Kosten für die Primärregelleistung (PRL/FCR) vom Regelzonenführer an Erzeuger*innen mit einer EPL von mehr als 5 MW verrechnet. Die Zuteilung der Kosten erfolgt dabei im Verhältnis der jeweiligen Jahreserzeugung. Eine Umlegung der Jahreskosten der PRL für das Jahr 2019 (knapp 5 Mio. € (APG, 2019)) auf die Jahresstromerzeugung aus Anlagen über 5 MW (etwa 64 TWh inkl. Speicherkraftwerken (E-Control, 2019b)) ergibt gewälzte Kosten von 77 €/GWh.

Die Kosten für Primärregelung finden aufgrund des geringen Anteils an den Stromgestehungskosten je kWh *keine Berücksichtigung in der Berechnung.*

2.3.5 Kosten für Ausgleichsenergie

Durch die im Marktprämienmodell vorgeschriebene Direktvermarktung des produzierten Ökostroms fallen, vorrangig für die Technologien Windkraft und Photovoltaik, Kosten für Ausgleichsenergie an. Diese Kosten gilt es in der Vollkostenbetrachtung der Stromgestehungskosten zu berücksichtigen.

Die OeMAG veröffentlicht quartalsweise Ausgleichsenergiemengen und daraus resultierende Kosten auf ihrer Homepage (OeMAG, 2021a). Zudem werden aliquote

Ausgleichsenergiekosten, aufgeteilt auf Windkraft und anderen Ökostrom, jährlich durch ein Gutachten der E-Control berechnet (E-Control, 2021a). Jedoch werden bei dieser Berechnung Opportunitätserlöse[40] berücksichtigt, die durch die Abnahmeverpflichtung durch Lieferant*innen („Zuweisung“) bei Unterlieferung entstehen, sprich bei weniger gelieferter als prognostizierter Ökostrommenge. Somit wurden hierbei jene Einnahmen der Ökobilanzgruppe den Ausgleichsenergiekosten gegengerechnet, welche durch den Verkauf der (im Endeffekt nicht gelieferten) zugewiesenen Energiemenge an Lieferant*innen entstanden. Einerseits stellt dies einen Spezialfall der Ökobilanzgruppe dar, in welcher Stromhändler*innen verpflichtet sind, die ihnen von der OeMAG zugeordneten Strommengen abzukaufen (siehe auch (OeMAG, 2021e)). Andererseits berücksichtigt diese Herangehensweise nicht die entgegengesetzte Überdeckung und die damit einhergehenden Opportunitätskosten. Diese entstehen, wenn mehr Ökostrom als prognostiziert geliefert wird und dieser nicht bereits an Stromlieferant*innen verkauft wurde.

Da die Zuweisung von Ökostrom aus der Ökobilanzgruppe an Stromlieferant*innen nicht auf die Direktvermarktungswelt einzelner Betreiber*innen umgelegt werden können, wurden aus den jeweiligen E-Control-Gutachten jene Ausgleichenergiekosten für die folgende Berechnung herangezogen, welche den direkten Ausgleichsenergiezahlungen inkl. Intradayhandel entsprechen.

Tabelle 10 zeigt dabei die entstandene Ausgleichsenergiemenge, die Ausgleichsenergiekosten, eingespeiste Erzeugungsmengen (für Windkraft, Photovoltaik und die gesamte Einspeisemenge aller Ökostromanlagen) und die aus den E-Control-Gutachten entnommenen Werte für die Aufteilung der Ausgleichsenergie. Hierbei wird ersichtlich, dass die Windkraft hauptverantwortlich für die Ausgleichsenergiezahlungen ist und hierbei auch die meisten Kosten trägt.

[40] Opportunitätserlöse bezeichnen Kostenersparnisse, die durch die Entscheidung für eine alternative Handlung entstehen. Opportunitätskosten hingegen beschreiben Kosten, die durch einen entgangenen Nutzen einer alternativen Handlung entstehen.

Tabelle 10: Berechnung Ausgleichsenergiekosten ohne Berücksichtigung der Zuweisung von Ökostrommengen der Ökobilanzgruppe an Stromlieferant*innen in Österreich (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2021a) (E-Control, 2020))

	2015	2016	2017	2018	2019
Ausgleichsenergiemenge [GWh]	1.304,00	1.307,00	1.219,00	1.010,00	1.038,00
Ausgleichsenergiekosten [Mio. €]					
exkl. ID	87,68	73,89	47,33	27,73	41,40
inkl. ID	85,25	71,47	41,78	25,37	40,28
eingespeiste Windkraft [GWh]	4.592,00	4.932,00	5.746,00	5.061,00	6.208,00
eingespeiste Photovoltaik [GWh]	436,58	500,54	574,30	620,40	707,30
gesamte eingespeiste Ökostrommenge [GWh]	9.168,00	9.770,00	10.528,00	9.784,00	10.406,00
Aufteilungsschlüssel der Ausgleichsenergie: Wind	89,95%	89,84%	90,29%	87,09%	86,43%
Ausgleichsenergie für Wind nach Aufteilung [ct/kWh]	**1,67**	**1,30**	**0,66**	**0,44**	**0,56**
Ausgleichsenergie für andere nach Aufteilung [ct/kWh]	**0,19**	**0,15**	**0,08**	**0,07**	**0,13**

Dabei können allerdings keine Kosten für Ausgleichsenergie der Photovoltaik abgeleitet werden, da der Betrag des eingespeisten Photovoltaikstroms in Relation zum Strom aus Windkraft gering ist (in etwa 11% im Jahr 2019) und deshalb in diesem Gutachten, wie auch die anderen Technologien, nicht näher beleuchtet werden kann. Jedoch kann davon ausgegangen werden, dass auch für Photovoltaikanlagen in der Direktvermarktung Ausgleichsenergiekosten entstehen werden (siehe auch (e3 consult, 2015)).

Im Folgenden wird auf die Berücksichtigung der Kosten für Ausgleichsenergie-aufwendungen in Deutschland eingegangen, um die eruierten Kosten der Ökobilanzgruppe (siehe Tabelle 10) in Relation zu setzen.

Kompensation für Ausgleichsenergieaufwendungen in Deutschland

Das Marktprämienmodell wurde in Deutschland im Jahr 2012 durch das EEG 2012 eingeführt. Es war ein freiwilliger Wechsel zwischen dem klassischen Einspeisetarif und einer Vergütung nach dem Marktprämienmodell möglich. Die Berechnung der Marktprämie war im EEG 2012 Anlage 4 geregelt. Als zusätzlichen Anreiz für Betreiber*innen, in die Direktvermarktung zu wechseln, gab es die sogenannte Managementprämie, um den zeit- und kostenintensiven Aufwand für Prognosen sowie das Ausgleichsenergierisiko abzudecken.

In Abbildung 7 ist das Marktprämienmodell am Beispiel einer Windenergieanlage größer 50 kW nach der Anfangsvergütung dargestellt (Kathan, Esterl, Leimgruber, & Brunner, 2012).

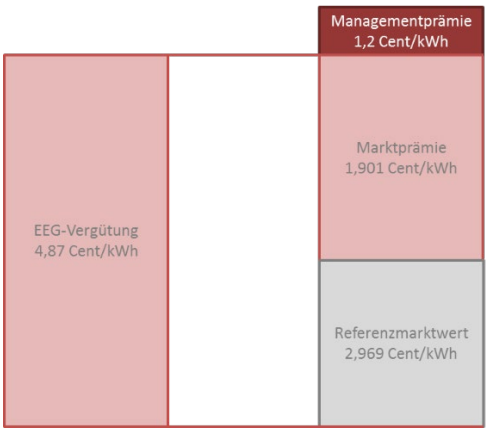


Abbildung 7: Beispiel der Vergütung einer Windkraftanlage im Marktprämienmodell 2012 (Quelle: (Kathan, Esterl, Leimgruber, & Brunner, 2012))

Abbildung 8 zeigt die Entwicklung der Managementprämie in Deutschland seit 2012, wobei diese sowohl für Wind- und Photovoltaikanlagen steuerbar und nicht-steuerbar dargestellt ist (ebenso wird diese für Biogas-, Wasserkraft- und BHKW-Anlagen skizziert). Die höher angesetzte Managementprämie für steuerbare Anlagen wurde hier als Anreiz gesetzt. Ersichtlich ist, dass die Managementprämie mit dem EEG 2012 bei einem relativ hohen Niveau von 1,2 ct/kWh (12 €/MWh) eingeführt wurde und bis zum Jahr 2017 auf etwa 0,4 ct/kWh (4 €/MWh) für steuerbare Wind- und Photovoltaikanlagen abfiel.

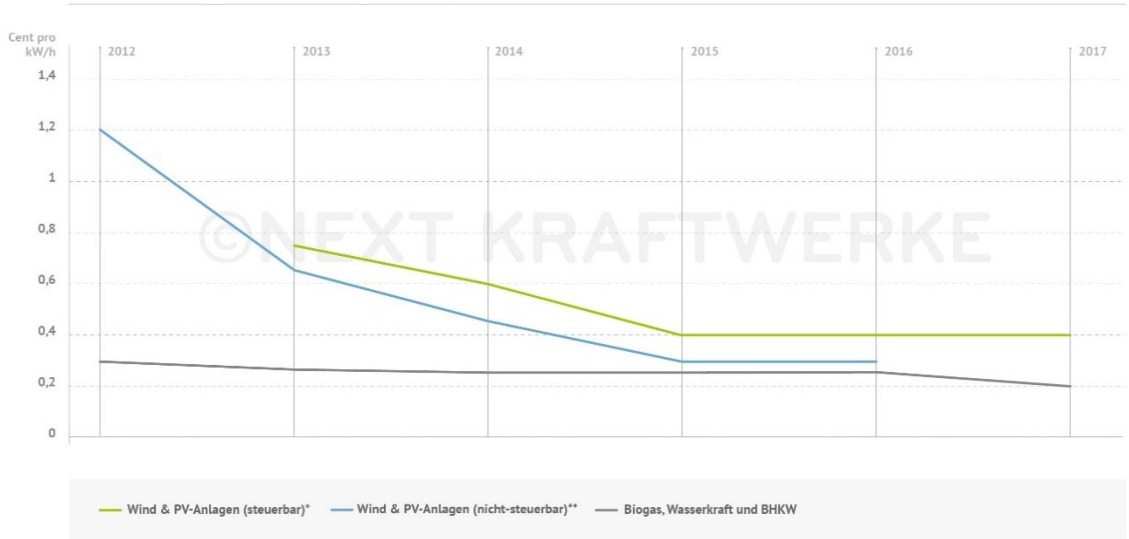


Abbildung 8: Managementprämie ab 2012 bis 2017 in Deutschland (Quelle: (next Kraftwerke, 2021))

Durch das EEG 2014 wurde die Managementprämie in Deutschland nicht mehr separat ausgezahlt, sondern in die Marktprämie eingepreist. Durch das EEG 2017 wurde die explizite Managementprämie abgeschafft. Einerseits wurde keine explizite Ausweisung der Prämie für das Marktprämiensegment der 100-750 kW_p Anlagen mehr durchgeführt

und zudem wurde das neue Instrument der Ausschreibungen (für Anlagen größer 750 kW_p verpflichtend) eingeführt.

Die Managementprämie für Wind- und Photovoltaikanlagen lag im Jahr 2015 bis 2017 in Deutschland in der Größenordnung von 4 €/MWh, was laut Tabelle 10 in etwa der Größenordnung der Ausgleichsenergieaufwendungen der letzten Jahre für Windkraft in der Ökobilanzgruppe in Österreich entspricht. Für die weitere Berechnung des LCOE für Windkraft werden Kosten für Ausgleichsenergie laut Tabelle 10 berücksichtigt. Die signifikanten Kosten für Ausgleichsenergieaufwendungen für Photovoltaikbetreiber*innen werden im prozentuellen Aufschlag auf den errechneten LCOE zur Ermittlung eines Ausschreibungshöchstwerts berücksichtigt. Ausgleichsenergieaufwendungen werden in den folgenden Berechnungen ausschließlich im Marktprämien-Regime berücksichtigt. Für Investitionsförderungen ist eine Direktvermarktung nicht verpflichtend, weshalb Ausgleichsenergiekosten nicht betrachtet werden. Es wird davon ausgegangen, dass die spezifischen Ausgleichsenergiekosten für Photovoltaik tendenziell geringer sind als jene der Windkraft. Im Falle, dass Photovoltaikanlagen im zukünftigen Fördersystem in Bezug auf Ausgleichsenergiekosten gleich wie Windenergieanlagen abgebildet werden, müssten diese Kosten auch im Rahmen zukünftiger Gutachten im Detail erhoben werden.

An dieser Stelle muss angemerkt werden, dass sich ein änderndes Ausgleichsenergie-regime signifikant auf die entstehenden spezifischen Ausgleichsenergiekosten auswirkt. Auch muss berücksichtigt werden, dass eine Verbesserung der Prognosequalität durch Lerneffekte und verbesserte Vorhersagemethoden zu exakteren Fahrplänen und damit geringeren Ausgleichsenergiemengen führen kann.

Tabelle 11: Angenommene Kosten für Ausgleichsenergie

Kosten für Ausgleichsenergie	
Windkraft	4 €/MWh
Photovoltaik	Im Aufschlag für die Ermittlung des Ausschreibungshöchstwerts enthalten

*Die Gutachter*innen empfehlen eine jährliche Evaluierung der angesetzten Ausgleichsenergieaufwendungen und ggf. eine Anpassung künftiger Förderhöhen.*

2.3.6 Erlöse für Herkunftsnachweise

Herkunftsnachweise (HKN) gemäß Richtlinie (EU) 2018/2001 (RED II) dienen als Nachweise für die Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen. HKN dienen der Sicherstellung des Anteils oder der Menge erneuerbarer Energie im Energiemix eines Energieversorgungsunternehmens gegenüber den Endkund*innen sowie als Nachweis seitens der Mitgliedsstaaten, dass die Herkunft von erneuerbarer Energie als solche im Sinne der zugrundeliegenden Richtlinie (RED II) gemäß objektiven, transparenten und nichtdiskriminierenden Kriterien garantiert werden kann.

Gemäß RED II Art. 19 (7) hat der Herkunftsnachweis mindestens folgende Angaben zu enthalten:

- Angaben zur Energiequelle, aus der die Energie produziert wurde, und zu Beginn und Ende ihrer Produktion;
- Angaben dazu, ob der Herkunftsnachweis Elektrizität oder Gas, einschließlich Wasserstoff, oder Wärme oder Kälte betrifft;
- Bezeichnung, Standort, Typ und Kapazität der Anlage, in der die Energie produziert wurde;
- Angaben dazu, ob die Anlage Investitionsförderung erhalten hat und ob die Energieeinheit in irgendeiner anderen Weise in den Genuss einer nationalen Förderregelung gelangt ist, und zur Art der Förderregelung;
- Datum der Inbetriebnahme der Anlage; und
- Ausstellungsdatum und ausstellendes Land und eine eindeutige Kennnummer.

Auf Herkunftsnachweisen von Anlagen unter 50 kW können vereinfachte Angaben gemacht werden.

Aufgrund der Umstellung der Förderregelungen in Österreich auf ein Marktprämiensystem sind Anlagenbetreiber*innen künftig zur Selbstvermarktung des erzeugten Stroms verpflichtet. Dies stellt zwar einerseits eine Herausforderung dar, bietet aber andererseits auch Möglichkeiten für weitere Erlöse, wie etwa aus dem Verkauf von HKN. In vielen EU Ländern stellt dies bereits heute eine gängige Praxis dar – so generieren Anlagenbetreiber*innen etwa in Luxemburg, Frankreich oder in Skandinavien zusätzliche Erlöse aus dem Verkauf der HKN.

Transparente Informationen zum Preisgeschehen auf entsprechenden Handelsplattformen sind jedoch zumeist nicht öffentlich zugänglich, sondern werden

kommerziell angeboten. Eine Ausnahme hiervon stellt die Luxemburger Börse für HKN dar, wo vergangene Auktionen technologiespezifisch unterschiedliche Preise zeigten – für Wind lagen die Erlöse bei ca. 0,16 €/MWh, für Photovoltaik bei über 0,6 €/MWh und für Biomasse lag die Preisspanne zwischen 0,3 und 0,4 €/MWh (Institut Luxembourgeois de Régulation, 2021). Auf verfügbaren Onlineplattformen für den österreichischen HKN-Markt (Transparent Marktplatz Handels GmbH, 2021) findet man einige wenige (beispielhafte) Gebote (Angebote und Nachfragen) in einer Bandbreite von 0,3 bis 0,65 €/MWh.

Ein Aufschluss zum derzeit noch begrenzt in Österreich stattfindenden Handel mit HKN bieten auch die jährlich erfolgenden Erhebungen seitens der E-Control im Rahmen des ÖSG. Hier zeigt sich bei vergleichsweise geringer Anzahl an Transaktionen ein mittlerer Preis in Höhe von 0,76 €/MWh für den nationalen Handel (E-Control, 2021h).

Wie sich der Markt für HKN in Österreich künftig entwickeln wird, vor allem angesichts der steigenden Anzahl an Anbieter*innen aufgrund der künftigen Selbstvermarktung, ist aus heutiger Sicht schwer zu beurteilen. Ein Vernachlässigen etwaiger Erlöse erscheint aber ebenso nicht angebracht. Demgemäß wird eine konservative Abschätzung vorgenommen: Für Anlagenbetreiber*innen werden für den künftigen Verkauf von HKN vergleichsweise niedrige Erlöse in Höhe von 0,4 €/MWh angenommen.

Künftige Erlöse aus dem Verkauf von HKN finden Berücksichtigung in den Berechnungen. Der monetäre Wert von HKN wird hierfür konservativ mit 0,4 €/MWh abgeschätzt.

2.4 Brennstoffnutzungsgrad

Im Zusammenhang mit Verstromungsanlagen auf Basis von Biogas und fester Biomasse war der BNG bereits im ÖSG ein wichtiger Parameter, selbiges gilt nun auch für das EAG (insbes. § 10). Aufbauend auf der bisherigen Regelung wird im Rahmen des Gutachtens die entsprechende Berechnungsmethodik bzw. -vorschrift definiert.

Im EAG § 5 ist der BNG wie im ÖSG definiert: *„Der Brennstoffnutzungsgrad ist die Summe aus Stromerzeugung und genutzter Wärmeerzeugung, geteilt durch den Energieinhalt der eingesetzten Energieträger bezogen auf ein Kalenderjahr.“*

Durch Untergrenzen für BNGs von mindestens 60% sollen Anlagen ausgeschlossen werden, die eine reine Verstromung von Biomasse bzw. Biogas anstreben. Basierend auf dem „best available techniques reference document“ des JRCs (JRC, 2017) können selbst in großen Anlagen BNGs (basierend auf dem unteren Heizwert) für die alleinige Verstromung von 40% bis maximal 60% erreicht werden – im österreichischen Kontext und auch gemäß Informationen im angrenzenden europäischen Umfeld sind jedoch keinerlei Praxisbeispiele bekannt, wo bei alleiniger Verstromung ein derart hoher BNG erreicht werden konnten. Es kann daher festgestellt werden, dass die EAG Regelung zur Brennstoffnutzung bei Beibehaltung der unteren Schranke von 60% den Zweck erfüllt, alleinige Verstromung von Biomasse auszuschließen und gleichzeitig den energetischen Biomasseeinsatz mittels KWK zu forcieren wie es auch bereits im ÖSG der Fall ist.

Bezüglich „genutzter Wärmeerzeugung“ wurde in der bisherigen Förderpraxis die Wärmebereitstellung (1) bei Nah- und Fernwärme, aber auch (2) Prozesswärme (im Verbund mit Industrie) oder auch (3) bei kleineren Anlagen Lohntrocknung oder eine direkte Beheizung von z.B. Kuhställen oder auch Fischteichen anerkannt. Hingegen wurde beispielsweise Poolheizungen oder der Energiegehalt von Sekundärprodukten/-energieträgen (z.B. Holzkohle bei Biomassevergasung) als Nutzungsarten gemäß Förderrichtlinien des ÖSG nicht anerkannt. Seit der OESET-VO 2012 wurden Tarife für eine zusätzliche Biomasseanlagenkategorie, nämlich für hocheffiziente Anlagen (BNG von mindestens 70%), vergeben. Einigen Anlagen auf Basis fester Biomasse wurde die Hocheffizienz nicht anerkannt, da die Wärmenutzung für die Vortrocknung/Aufbereitung von Energieträgern, die in Biomasseanlagen zur Energieerzeugung eingesetzt werden, nicht als „genutzte Wärme“ akzeptiert wurde. Das EAG sieht keine eigene Kategorie für hocheffiziente Anlagen vor. Es wird erwartet, dass daher auch eine genauere Diskussion, ob und unter welchen Umständen Vortrocknung/Aufbereitung von Energieträgern im BNG eingerechnet werden soll, nicht notwendig ist.

Die Gutachter*innen empfehlen die bisherige Praxis bezüglich „Brennstoffnutzungsgrad“ beizubehalten – dies impliziert auch, dass die OeMAG weiterhin nicht anzurechnende Wärmenutzungen und Mengenobergrenzen für bestimmte Nutzungsarten festlegen können soll.

2.5 Aktuelle Entwicklungen bei Energie- und Rohstoffpreisen und deren mögliche Auswirkungen auf Förderempfehlungen

Im Allgemeinen fußen die im Rahmen dieses Gutachtens getroffenen Förderempfehlungen auf umfassenden Daten zum Betrieb sowie zu Investitions- und Betriebskosten von historisch errichtenden Ökostromerzeugungsanlagen. Die Basis hierfür bildeten einerseits historisch und auch aktuell (bis Stand 2. April 2021) seitens der Regulierungsbehörde E-Control durchgeführte Erhebungen unter Ökostromanlagenbetreiber*innen und andererseits seitens der Ökostromabwicklungsstelle OeMAG bereitgestellte Informationen. Diese Angaben wurde komplementiert durch Brancheninformationen, eigene Datenerhebungen und einer ggf. durchgeführten ergänzenden Literaturrecherche. Details hierzu finden sich bei den nachfolgend auf Technologieebene durchgeführten Analysen (siehe Kapitel 3 bis 7).

Der Blick auf diesjährige Entwicklungen in Wirtschaft und Politik zeigt, dass **weltweit aktuell (Stand Anfang November 2021) ein Preisanstieg bzw. Preisturbulenzen in Rohstoff- 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 ggf. auch auf den Förderbedarf für erneuerbare Energien.[41]

Bestätigen sich aktuelle Entwicklungen als langanhaltender Trend, so empfiehlt sich eine Anpassung der im Rahmen dieses Gutachtens – vorwiegend auf Basis historischer Daten – im Detail hergeleiteten Förderempfehlungen. Zur Indikation dessen hat das Gutachter*innen-Team im Zuge einer im Oktober und November 2021 durchgeführten Überarbeitung die Auswirkungen der aktuellen Marktdynamiken auf die Stromgestehungskosten sowie die daraus resultierenden Förderempfehlungen analysiert und quantifiziert. Ausgangspunkt hierfür war die systematische Erfassung entsprechender

[41] Hinsichtlich des Nettoförderbedarfs für erneuerbare Energien, also der Differenz zwischen Gesamtvergütung und von Anlagenbetreiber*innen generierten Markterlösen, ist aber nur schwerlich von einem Anstieg dessen auszugehen. Wie der Blick auf die Jahre 2005 bis 2008 verdeutlicht, wo ebenso rasant steigende Energie- und Rohstoffpreise am Weltmarkt beobachtbar waren, bedingt ein Anstieg von Rohstoffpreisen höhere Kosten in der Errichtung von Energieerzeugungsanlagen im Allgemeinen. Das in Folge erwartbare und auch beobachtbare Anziehen der Preise auf Energiemärkten senkt aber gleichermaßen die Differenzkosten, also die Mehrkosten für Strom aus erneuerbaren im Vergleich zu fossilen Quellen.

aktueller Marktentwicklungen, speziell hinsichtlich der Entwicklung von Energie- und Rohstoffpreisen sowie von Baukosten- bzw. -preisen. Die gewonnenen Daten werden nachfolgend im Rahmen dieses Abschnitts vorgestellt. Auf Basis dieser Daten erfolgte eine vereinfachte Abschätzung der Auswirkungen auf Stromgestehungskosten und daraus resultierende Förderempfehlungen. Die hierbei gewählte Vorgehensweise wird ebenso nachfolgend erläutert. Des Weiteren sei angemerkt, dass die Ergebnisse dieser Berechnungen in den nachfolgenden Technologiekapiteln (siehe Kapitel 3 bis 7) zur ergänzenden Angabe von oberen Bandbreiten bei den Förderempfehlungen dienten, welche die aktuelle Marktdynamik widerspiegeln. Diese oberen Bandbreiten ergänzen somit zuvor getätigte Angaben, welche vorwiegend auf historischen Daten fußen.

Abbildung 9 bietet einen umfassenden Überblick zu aktuellen Veränderungen diverser Preise und Kosten auf österreichischer Ebene sowie im europäischen und internationalen Umfeld. Konkret zeigt diese Grafik auf monatlicher Basis gemäß aktuell (Anfang November 2021) verfügbarer Daten die nachfolgend aufgelisteten Parameter:

- Den harmonisierten Verbraucherpreisindex, welcher ein Maß für die allgemeine Inflation in Österreich ist;
- Diverse auf Österreich bezogene Baukostenindizes, welche diesjährige Entwicklungen der Kosten beleuchten, die den Bauunternehmer*innen bei der Ausführung von Bauleistungen durch Veränderung der Kostengrundlagen (Material und Arbeit) entstehen, entsprechend statisch verfügbarer Bauklassifizierungen;
- Den Baupreisindex für Hoch- und Tiefbau in Österreich, der Auskunft gibt über die Veränderung der tatsächlichen Preise, die die Baufrau bzw. der Bauherr für Bauarbeiten bezahlen muss – inkl. Gewinnmargen – und folglich als Deflator zur Ermittlung der realen Veränderung von Bauproduktionswerten dient;
- Aktuelle Preisentwicklungen auf internationalen Rohstoffmärkten gemäß (World Bank, 2. November 2021), beispielhaft dargestellt für Roheisen (als Vorprodukt des für den Energiebereich vielfach relevanten Stahls) und Kupfer;
- Aktuelle Preisentwicklungen auf europäischer bzw. internationaler Ebene bei den Energieträgern Erdgas und Erdöl;
- Sowie abschließend einen Vergleich von Angaben zu diesjährigen Preisanstiegen am Beispiel einer in Österreich zu errichtenden Windkraftanlage, gemäß Branchenangaben (IG Windkraft, 2. November 2021) und eigenen Berechnungen auf Basis von Hersteller*innenangaben).

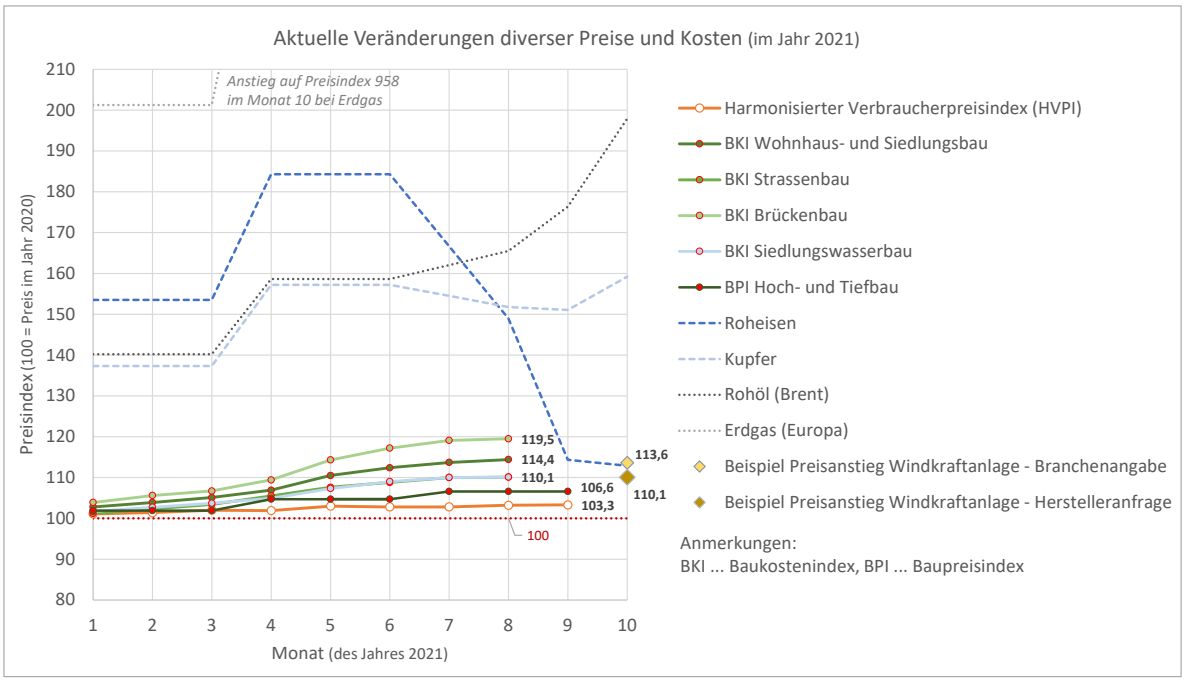


Abbildung 9: Aktuelle Veränderungen diverser Preise und Kosten im Jahr 2021 (Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Hersteller*innenangaben, (IG Windkraft, 2. November 2021), (Statistik Austria, 2021b), (Statistik Austria, 2021c) sowie (World Bank, 2. November 2021))

Der Anstieg des harmonisierten Verbraucherpreisindex auf aktuell (September 2021) 3,3% (im Vergleich zum Vorjahr) zeigt die aktuelle heimische Inflation auf Basis der internationalen Preisturbulenzen. Die beeinflusst bei Fortdauer der aktuellen Entwicklungen maßgeblich das künftige Lohngefüge und mit Blick auf die Stromgestehungskosten von neu zu errichtenden Erzeugungsanlagen vor allem die Ausgaben für Betrieb und Wartung. Ungewiss ist naturgemäß die Fortdauer dieses aktuellen Trends – ein Blick auf die Historie lässt eine über die kommenden Jahre und Jahrzehnte anhaltend hohe Inflation untypisch für Österreich und Europa erscheinen. **Zur vereinfachten Abschätzung der Auswirkungen aktueller Marktdynamiken wird in der modifizierten LCOE-Berechnung und den daraus abgeleiteten oberen Bandbreiten der Förderempfehlungen von einer Fortdauer der vergleichsweise hohen Inflation über die kommenden drei Jahre ausgegangen, was maßgeblich die Betriebs- und Wartungskosten einer neu zu errichtenden Erzeugungsanlage beeinflusst. Konkret wird hier für alle Technologien die im Vergleich zur Standardannahme doppelte Höhe der Inflation angenommen, also 3,2% anstelle von 1,6%.**

Maßgeblich für die Investition von neu zu errichtenden Erzeugungsanlagen im Strombereich erscheint einerseits der Blick auf den Baupreisindex, gemäß heimischen Statistiken öffentlich verfügbar für die Sparte Hoch- und Tiefbau. Der aktuelle Anstieg liegt hier gemäß Angaben zum dritten Quartal 2021 bei 6,6%. Baupreise werden naturgemäß

neben der Lohnentwicklung von Rohstoffpreisen beeinflusst, weshalb der Blick auf die internationalen Rohstoffmärkte von Interesse erscheint. Hier zeigen sich am Beispiel Roheisen sehr gut aktuelle Preisdynamiken: Nach einem rasanten Anstieg im ersten und zweiten Quartal pendelte sich der Preis aktuell (Oktober 2021) auf rund 13% im Vergleich zum Vorjahr ein, während bei Kupfer, einem für elektrische Komponenten relevanten Rohstoff, ein anhaltend deutlicher Preisanstieg im Vergleich zum (vergleichsweise niedrigen) Vorjahresniveau beobachten werden kann – dieser liegt aktuell knapp unter 60%. Noch dramatischer erscheinen die Entwicklungen bei den fossilen Energieträgern Erdöl und Erdgas, die ebenso (noch) zentral für unser Wirtschaftsgefüge sind. Die in Summe resultierenden Auswirkungen aktueller Marktdynamiken auf die Investitionskosten von Stromerzeugungsanlagen werden am Beispiel Windenergie veranschaulicht – hier ist aktuell (Oktober 2021) ein Preisanstieg in Höhe von 10,1% (gemäß Hersteller*innenangaben) bis 13,6% (gemäß Branchenangaben (IG Windkraft, 2. November 2021)) beobachtbar.

Im Einklang mit diesen Angaben wird **zur vereinfachten Abschätzung der Auswirkungen aktueller Marktdynamiken auf die Stromgestehungskosten neu zu errichtender Erzeugungsanlagen sowie daraus resultierende Förderempfehlungen ein pauschaler Anstieg der Investitionskosten von 10% bei allen Technologien unterstellt**. Dies steht im Einklang mit aktuellen Entwicklungen im Windenergiesektor und erscheint ein passendes Mittelmaß im Vergleich zu (noch anhaltend) hohen Energie- und Rohstoffpreisen und hierzu vergleichsweise geringeren Baupreisanstiegen sowie aktuellen Lohnentwicklungen zu sein.

Unsicherheiten bei Preisen beeinflussen maßgeblich auch das Risiko, das Investor*innen zu tragen haben. Hier ist aber klar anzumerken, dass aktuelle Entwicklungen im Strommarkt – wie etwa der massive Preisanstieg auf den europäischen Strombörsen – auch die Erlösseite von Stromerzeuger*innen positiv beeinflussen und Investitionen in neue Anlagen auch in hohem Maße lukrativer erscheinen lassen. Als Kompromiss wurde folglich **zur Abschätzung oberer Bandbreiten bei Förderempfehlungen (im Einklang mit den aktuellen Marktdynamiken) von einem geringfügig erhöhten Risiko sowohl bei Eigenkapital** (10,0% anstelle von 8,0%) **als auch bei Fremdkapital** (2,25% anstelle von 2,12%) **ausgegangen. Dies führt zu einem Anstieg des WACC vor Steuer von im Standardfall 3,30% auf 3,80%.**

Der Blick auf diesjährige Entwicklungen in Wirtschaft und Politik zeigt, dass weltweit aktuell (Stand Anfang November 2021) ein Preisanstieg bzw. Preisturbulenzen in Rohstoff- 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 ggf. auch auf den Förderbedarf für erneuerbare Energien.

*Zur Indikation der Auswirkungen hat das Gutachter*innen-Team im Zuge einer im Oktober und November 2021 durchgeführten Überarbeitung des vorliegenden Gutachtens die Auswirkungen der aktuellen Marktdynamiken auf die Stromgestehungskosten sowie die daraus resultierenden Förderempfehlungen analysiert und quantifiziert. Ausgangspunkt hierfür war die systematische Erfassung entsprechender aktueller Marktentwicklungen, speziell hinsichtlich der Entwicklung von Energie- und Rohstoffpreisen sowie daraus resultierender Baukosten- bzw. 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 vergleichsweise hohen Inflation über die kommenden drei Jahre** *ausgegangen, was maßgeblich die Betriebs- und Wartungskosten einer neu zu errichtenden Erzeugungsanlage beeinflusst. Konkret wird hier* **für alle Technologien die im Vergleich zur Standardannahme doppelte Höhe der Inflation unterstellt, also 3,2% anstelle von 1,6%.**

- Es wird ein **pauschaler Anstieg der Investitionskosten von 10% bei allen Technologien** *unterstellt. Dies steht im Einklang mit aktuellen Entwicklungen im Windenergiesektor und erscheint ein passendes Mittelmaß im Vergleich zu (noch anhaltend) hohen Energie- und Rohstoffpreisen sowie zu hierzu vergleichsweise geringeren Baupreisanstiegen und aktuellen Lohnentwicklungen zu sein.*

- Es wird von einem **geringfügig erhöhten Risiko sowohl bei Eigen- als auch bei Fremdkapital ausgegangen**. *Dies führt zu einem* **Anstieg des WACC vor Steuer von im Standardfall 3,30% auf 3,80%**.

Auf Basis dieser Annahmen erfolgte die ergänzende Angabe oberer Bandbreiten bei den Förderempfehlungen in den nachfolgenden Technologiekapiteln 3 bis 7.

3 Photovoltaik

3.1 Historische Marktentwicklung

Dieses Kapitel geht auf die Entwicklung des Photovoltaikausbaus in den letzten 10 Jahren in Österreich und die Entwicklung der bisherigen Fördertarifstruktur und Fördermöglichkeiten für Photovoltaik ein. Zusätzlich werden die jährlichen Zubauraten dargestellt. Ferner wird die historische Kostenentwicklung von Photovoltaiksystemen dargestellt.

Die jährlich installierte und die kumulierte Photovoltaikleistung für die Jahre 2010 bis 2019 ist in Abbildung 10 dargestellt. Von 2010 bis 2012 konnte ein stetiger Zuwachs der jährlichen Ausbauraten verzeichnet werden. 2013 war ein vergleichsweise hoher Zuwachs zu verzeichnen, was auf verschiedene (u.a. befristete) Fördermaßnahmen[42] in diesem Jahr zurückzuführen ist. Die jährlichen Zubauraten von Photovoltaik sind zwischen 2014 und 2018 im Wesentlichen stagniert. Im Jahr 2019 wurde ein Anstieg von etwa 33% im Vergleich zum Jahr 2018 verzeichnet, was auf den Einbezug des Eigenversorgungsanteils bei der Tarifförderung zurückzuführen ist (siehe Erläuterungen weiter unten).

[42] Einerseits wurde ein großes Fördervolumen durch die OeMAG vergeben, andererseits wurde zusätzlich eine Förderung durch den Klima- und Energiefonds und eine Zusatzförderung durch das Land Steiermark eingerichtet (Klima- und Energiefonds, 2013)

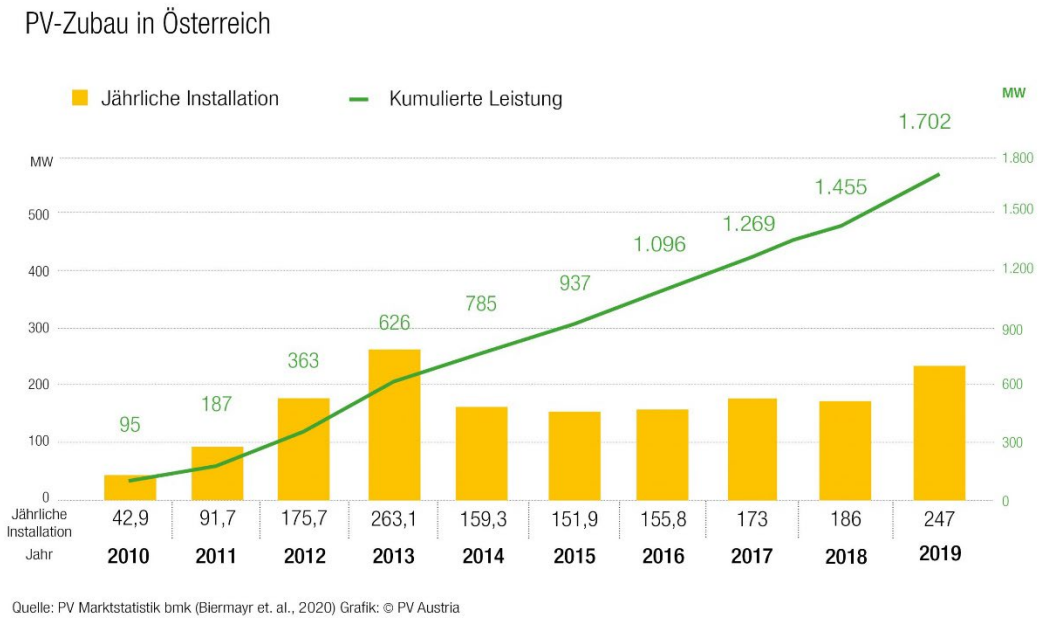
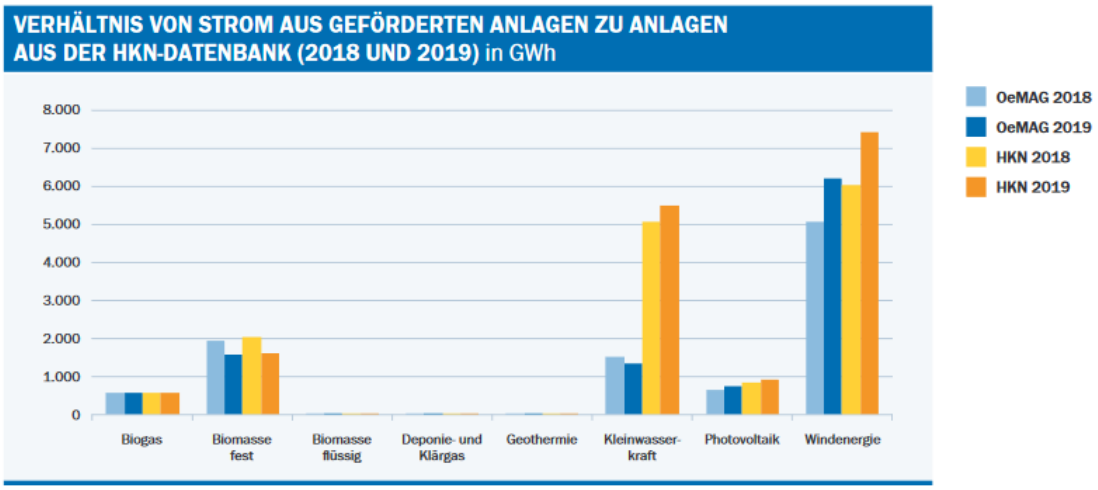


Abbildung 10: Photovoltaikzubau in Österreich (Quelle: (PV Austria, 2021))

Die von der OeMAG abgenommene Photovoltaikenergie wurde von 2018 auf 2019 um 14% auf 707 GWh (+87 GWh) gesteigert. Es wurde ein Leistungszuwachs um 149 MW (Stichtag 31.12.2019) verzeichnet. Für alle kontrahierten Photovoltaikanlagen gab es im Jahr 2018 ein Unterstützungsvolumen von 117 Mio. €, welches 2019 auf 106 Mio. € sank. Das Vergütungsvolumen[43] (netto) für Photovoltaik betrug im Jahr 2018 140,1 Mio. € und stieg im Jahr 2019 auf 140,3 Mio. € (E-Control, 2020). Nicht alle in Österreich installierten, netzgekoppelten Photovoltaikanlagen wurden durch die OeMAG kontrahiert. Abbildung 11 zeigt die insgesamt eingespeiste Photovoltaikstrommenge im Jahr 2019, welche knapp 1 TWh betrug (E-Control, 2020).

[43] Das Vergütungsvolumen bezeichnet die Summe aus Unterstützungsvolumen und Marktwert der Energie, vermindert durch Ausgleichsenergieaufwendungen, Technologiefördermittel und administrative Aufwendungen.



Quelle: E-Control

Abbildung 11: Vergleich der Erzeugung von Strom aus OeMAG-geförderten und allen Ökostromanlagen (Quelle: (E-Control, 2020))

Die Tarifförderung nach ÖSG 2012 besteht aus einem kombinierten Einspeisetarif und einem Investitionszuschuss, wobei die Förderung nur für Gebäudeanlagen zwischen 5 kW_p und 200 kW_p gewährt wird. Der Einspeisetarif wird für 13 Jahre gewährt. Die Entwicklung der Förderhöhen für die Einspeisetarife als auch für die maximalen Investitionszuschüsse nach ÖSG 2012[44] sind für den Zeitraum 2016-2021 in Tabelle 12 dargestellt, wobei die tatsächliche Höhe des Investitionszuschusses immer mit 30% der anerkennbaren Investitionskosten gedeckelt ist (OeMAG, 2021f) (ÖSET-VO 2018).

Tabelle 12: Entwicklung der Tarifförderung nach ÖSG 2012

Jahr	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Tarifförderung [ct/kWh]	8,24	7,91	7,91	7,67	7,67	7,06
Max. Investitions-zuschuss [€/kW_p]	375	250	250	250	250	250

Ab dem Jahr 2018 erfolgte die Reihung der Anträge auf Tarifförderung in der ersten Woche der Antragstellung nach Eigenversorgungsanteil (§ 4 Abs. 1 ÖSET-VO) (OeMAG,

[44] Die Tarife wurden in der Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2016 und 2018 (ÖSET-VO 2016 und 2018) sowie gemäß ÖSG festgesetzt.

2021c). Diese Maßnahme führte dazu, dass mehr Anlagen gefördert werden konnten, da die Tarifförderung für die jeweiligen Photovoltaikanlagen um den Prozentsatz der Eigenversorgung reduziert wurde. Bisher konnte beobachtet werden, dass die Förderkontingente für Photovoltaik teils relativ schnell vergeben wurden. Für das Jahr 2021 konnten von 8.998 Anträgen nach aktuellem Stand 5.327 Anträge im Kontingent berücksichtigt werden (Stand 12.02.2021). Dabei konnten Anlagen, die einen Eigenversorgungsanteil unter 17% angegeben hatten, nicht mehr berücksichtigt werden, da das Kontingent von Anlagen mit höherem Eigenversorgungsanteil ausgeschöpft wurde (OeMAG, 2021d). Auch 2021 wird die Warteliste für Förderungen abgebaut, sobald Kontingente durch die Nichtumsetzung von Photovoltaikanlagen, welche ursprünglich eine Förderzusage erhielten, frei werden.

Seit der ÖSG Novelle 2017 wurde eine weitere Förderschiene der reinen Investitionsförderung für Photovoltaikanlagen und Stromspeicher eingeführt (§ 27a ÖSG 2012). Diese Förderung wurde für die Jahre 2018 und 2019 jährlich mit 15 Mio. € dotiert, wobei 9 Mio. € für Photovoltaikanlagen und 6 Mio. € für Stromspeicher vorgesehen waren. Dieses Kontingent wurde für die Jahre 2020, 2021 und 2022 auf 36 Mio. € erhöht, wobei vorrangig 24 Mio. € für die Errichtung bzw. Erweiterung von Photovoltaikanlagen vorgesehen sind (OeMAG, 2021b). Dabei können Photovoltaikanlagen bis zu einer Peak-Leistung von 100 kW_p mit maximal 250 €/kW_p und einer Leistung von größer 100 kW_p bis 500 kW_p mit 200 €/kW_p gefördert werden. Von dieser Förderung ausgenommen sind Photovoltaikanlagen auf Grünflächen (OeMAG, 2021b).

Ebenso vergeben der Klima- und Energiefonds, Bundesländer und einzelne Gemeinden weitere befristete bzw. kontingentierte Investitionsförderungen für Photovoltaikanlagen.

Abbildung 12 und Abbildung 13 zeigen die Entwicklung der Kostenstruktur für Photovoltaiksystempreise (BMK, 2019). In den Jahren 2011 bis 2016 kam es aufgrund sinkender Modulpreise ebenso zu sinkenden Preisen für schlüsselfertige Photovoltaiksysteme. Ersichtlich wird, dass sich Systempreise in den letzten drei Jahren kaum verändert haben; diesbezüglich kann also von keiner gravierenden zusätzlichen Kostenreduktion in den kommenden Jahren ausgegangen werden.

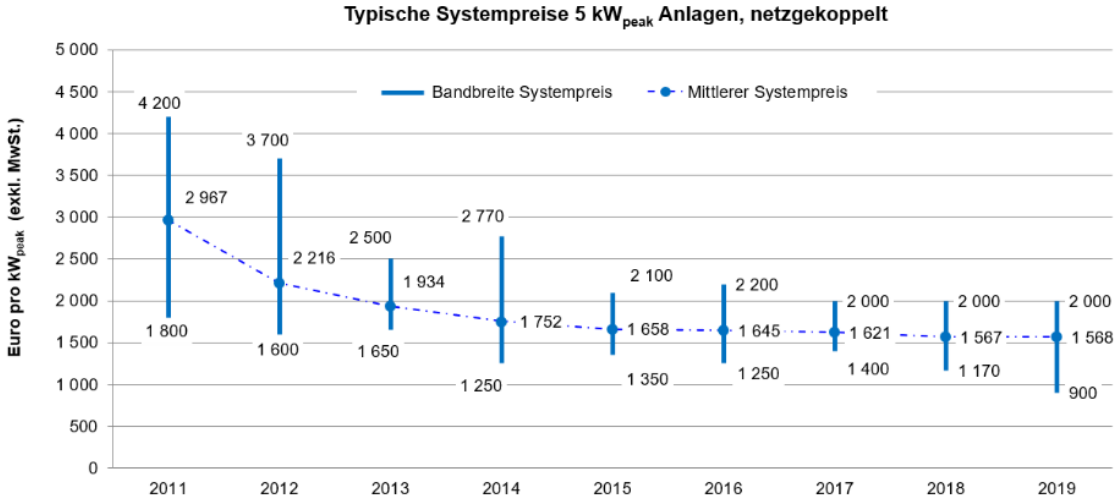


Abbildung 12: Entwicklung der Systempreise 5 kWp-Anlagen von 2011 bis 2019 (Quelle: (BMK, 2019))

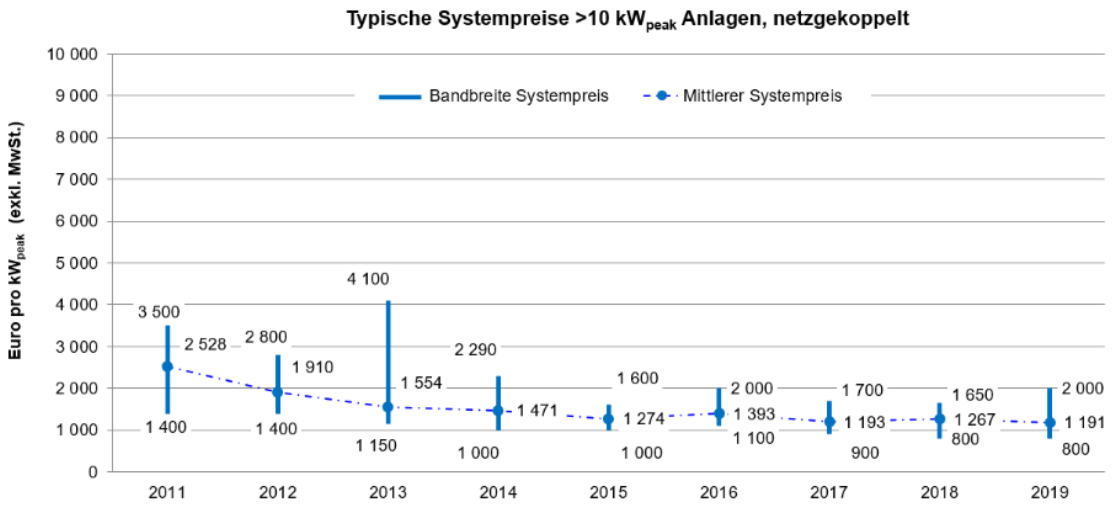


Abbildung 13: Entwicklung der Systempreise für Anlagen größer 10 kWp von 2011 bis 2019 (Quelle: (BMK, 2019))

Durch die gesetzten Förderanreize konnte in den Jahren 2010 bis 2020 ein moderater Photovoltaikausbau realisiert werden. Die Jahre 2013 und 2019 zeigen, dass breitere Förderangebote und höhere Fördervolumina direkt zu einem signifikant stärkeren Ausbau führen.

3.2 Zukunftsperspektive – EAG-Ziele

Laut EAG ist zur *„Erreichung des […] Zielwertes für das Jahr 2030 ist ausgehend von der Produktion im Jahr 2019 die jährliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen bis zum Jahr 2030 mengenwirksam um 27 TWh zu steigern. Davon sollen 11 TWh auf Photovoltaik*

[…] entfallen. Der Beitrag der Photovoltaik soll insbesondere durch das Ziel, eine Million Dächer mit Photovoltaik auszustatten, erreicht werden.“ (§ 4 Abs. 4 EAG)

Um bis zum Jahr 2030 die Photovoltaikproduktion um 11 TWh zu steigern, müssen in den nächsten Jahren jeweils 1 TWh zusätzlich an Photovoltaikeinspeisung hinzukommen, wenn von einem gleichmäßigen Zubau ausgegangen wird. Dies entspricht einem jährlichen Zubau von in etwa der gesamten derzeitigen ins öffentliche Netz eingespeisten Photovoltaikerzeugungsmenge (siehe Abbildung 11). Um dieses ambitionierte Ziel zu erreichen, sieht das EAG Ausschreibungsvolumina von jährlich mindestens 700.000 kW_p vor, wobei Ausschreibungen zumindest zweimal jährlich stattfinden sollen (vorbehaltlich allfälliger Kürzungen gemäß § 7 oder § 23 Abs. 3 EAG) (§ 31 Abs. 1 EAG). Weiters sollen auch Investitionsförderungen (Fördercalls sind zumindest zweimal jährlich angesetzt) einen Beitrag zum Ausbau leisten. Für Investitionsförderungen stehen zumindest 60 Mio. € jährlich, vorbehaltlich allfälliger Kürzungen, zur Verfügung (§ 56 Abs. 3 EAG).

3.3 Daten zu Investitions- und Betriebskosten

Im Rahmen dieses Gutachtens wurden aktuelle Kosten für die Investition in und den Betrieb von Photovoltaikanlagen erhoben, um darauf aufbauend eine Vollkostenbetrachtung für die Umsetzung von Photovoltaikanlagen zu ermöglichen.

Die Daten zu spezifischen System-Investitionskosten werden in Größenkategorien gegliedert, um die Berechnungen zur Bestimmung von Höchstwerten der Ausschreibung und Investitionsförderungen für Photovoltaikanlagen durchführen zu können.

Als Datenbasis für die Berechnungen werden Photovoltaikdaten aus mehreren Quellen herangezogen:

- Datenbank der OeMAG (Anlagendaten aus dem Zeitraum von 2018 bis 2020), (OeMAG, 2021g)
- Betreiberdatenerhebungen der E-Control (E-Control, 2021g)[45]
- eigene Betreibererhebungen (AIT, 2021a)

[45] Die E-Control Betreiberdatenerhebung umfasst für 2021 nur Photovoltaikdaten.

Es standen 8842 Datenpunkte der übermittelten OeMAG-Daten, 49 Datenpunkte der E-Control-Erhebung und 14 Datenpunkte der eigenen Betreibererhebung für die weitere Auswertung zur Verfügung. Diese Ergebnisse wurden auch mit den Daten aus der der Photovoltaik-Marktstatistik (BMK, 2019) verglichen.

In den folgenden Kapiteln wird auf die Kostenstruktur von Gebäudeanlagen[46] (d.h. Photovoltaikanlagen auf Gebäuden, Kapitel 3.3.1), von Freiflächenanlagen (Kapitel 3.3.2) und von innovativen Photovoltaikanlagen (Kapitel 3.3.3) eingegangen. Investitionskosten werden für alle Kategorien ausgewertet; Betriebskosten hingegen nur für Gebäude- und Freiflächenanlagen, da hierfür eine Vollkostenbetrachtung laut LCOE-Methode Anwendung findet.

Im vorliegenden Gutachten wird eine Vollkostenbetrachtung für Photovoltaikanlagen durchgeführt. Damit werden sowohl die Investitionskosten inkl. Planungs- und Errichtungskosten, einmalige Netzanschlusskosten, als auch alle laufenden Betriebskosten für die Berechnung von Stromgestehungskosten berücksichtigt.

3.3.1 Investitions- und Betriebskosten von Gebäudeanlagen

Investitionskosten Gebäudeanlagen

Eine Auswertung aller Datenpunkte zu spezifischen Systemkosten von schlüsselfertigen Photovoltaikanlagen, die an oder auf einem Gebäude errichtet wurden, zeigt Abbildung 14. Die eingezeichnete (ausgleichende) Potenzfunktion zeigt einen deutlich abnehmenden Kostentrend im kleinen Leistungsbereich von Photovoltaikanlagen, eine flachere Kostendegression im mittleren und großen Leistungssegment.

Der Vergleich mit Daten aus der Marktstatistik 2019 (siehe Abbildung 13) zeigt eine ähnliche Kostenstruktur (BMK, 2019). Die Systempreise für Anlagen über 10 kW_p liegen

[46] Mit Gebäudeanlagen werden in diesem Gutachten Photovoltaikanlagen bezeichnet, welche an Gebäuden lediglich angebracht, aber nicht in Bauprodukte oder die Gebäudehülle integriert sind (gebäudeintegriert). Typischerweise sind bei Gebäudeanlagen die Photovoltaikmodule am Dach montiert. Gebäudeintegrierte Photovoltaikanlagen (die Photovoltaikmodule übernehmen eine oder mehrere der Funktionen der Gebäudehülle) werden in den Kapiteln 3.3.3 und 3.5.4 gesondert behandelt.

laut Marktstatistik im Jahr 2019 bei etwa 800-2000 €/kW$_p$, was die Trendlinie bzw. die Datenpunkte im größeren Leistungssegment in Abbildung 14 ebenso abbilden.

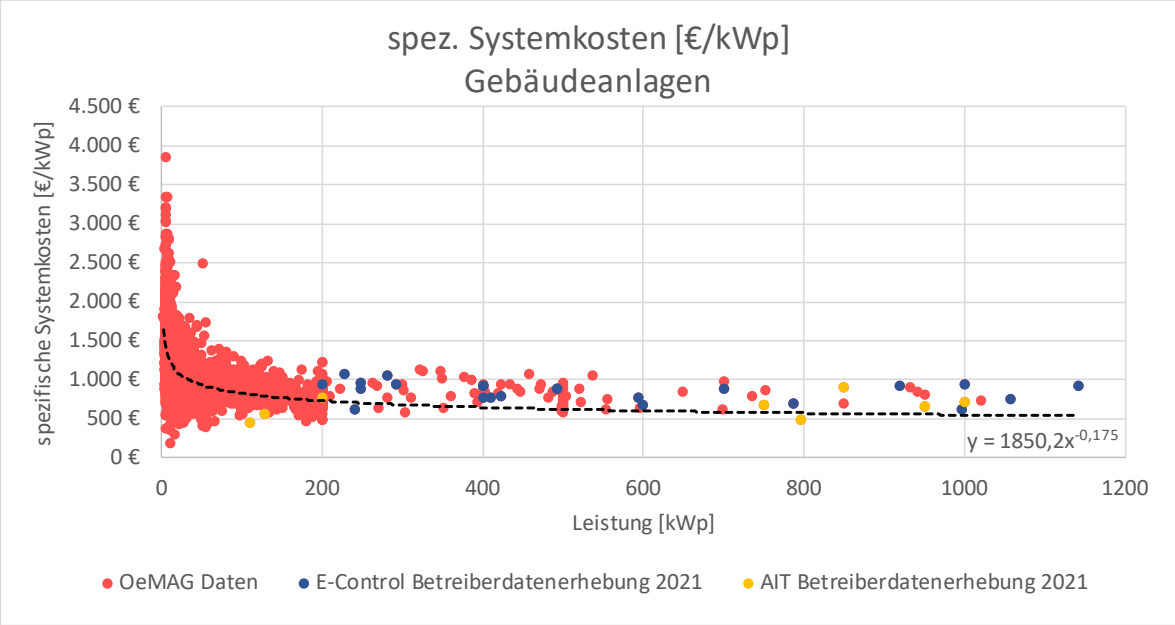


Abbildung 14: Spezifische Systemkosten von Photovoltaikanlagen auf Gebäuden für alle Anlagengrößen der verfügbaren Datensätze. Die Datensätze der spezifischen Systemkosten in der Darstellung hier sind vollständig und unbereinigt. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021g) (E-Control, 2021g) (AIT, 2021a))

Die Datenauswertung für Photovoltaik wurde analog zu den anderen Technologiefeldern in diesem Bericht durchgeführt. Für die Bewertung der Daten wurden die jeweilig zutreffenden Größenkategorien der Anlagen aus der Datenerhebung statistisch ausgewertet. Bei einer einfachen Mittelwertbildung wurde festgestellt, dass eine ausreichende Datenbasis für eine statistische Auswertung vorhanden war (ausreichende Anzahl an Datenpunkten), aber dass es signifikante Abweichungen einzelner Punkte vom Mittel gibt. Insbesondere kommen vermehrt Anlagen mit deutlich nach oben abweichenden - also höheren Systemkosten - vor, einige mit nach unten abweichenden Systemkosten. Um eine Verzerrung des Mittelwertes durch stark abweichende und nicht jeweils im Einzelfall nachprüfbare Werte zu vermeiden, wurde das statistische Mittel des gestutzten Mittelwertes angewendet. Dabei wurde die Datenbasis für jede Größenkategorie gesondert um die höchsten und niedrigsten Werte beschnitten. Die Datenbasis wurde so jeweils um 20% gestutzt (10% der höchsten Werte und 10% der niedrigsten Werte). Über die restlichen Werte wurde der Mittelwert für die jeweilige Größenkategorie gebildet. Die so erhaltenen gestutzten Mittelwerte wurden für die weiteren Berechnungen als Grundlage verwendet. Es ist zu erwähnen, dass die Datenlage

bei Photovoltaik sehr gut war und viele Daten vorhanden waren; so weichen die gestutzten Mittelwerte maximal -2,1% von den reinen Mittelwerten ab.

Abbildung 15 zeigt die statistische Herangehensweise, um ausreißende Datenpunkte aus der spezifische Datenbasis der Systemkosten zu bereinigen (bereinigt durch das gestutzte Mittel um insgesamt 20%) für die Größenkategorie größer 20 kW_p bis 100 kW_p. Die Darstellung ist nur eine beispielhafte Visualisierung des Bewertungsprozesses und kann analog für die anderen Technologien betrachtet werden.

Die Daten zu spezifischen Systeminvestitionskosten werden in Größenkategorien gegliedert, um die Berechnungen zur Bestimmung von Höchstwerten der Ausschreibung und Investitionsförderungen für Photovoltaikanlagen durchführen zu können.

Für die Berechnung der LCOE-Werte für die Marktprämie und in weiterer Folge zur Bestimmung der Ausschreibungshöchstwerte wurde das gesamte Größenspektrum ab 10 kW_p gemäß § 10 Abs. 3 EAG herangezogen.

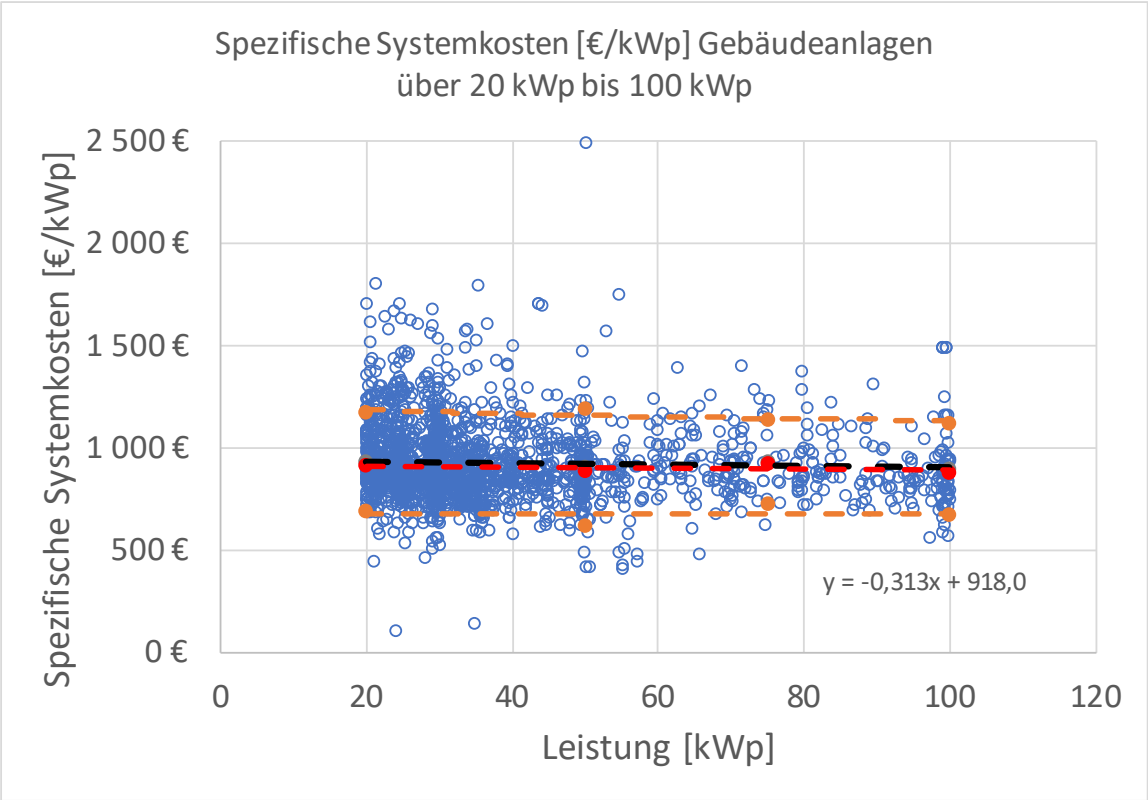


Abbildung 15: Beispielhafte Statistik der Systempreise für Anlagen größer 20 kW_p bis 100 kW_p. Die Linien zeigen die Ergebnisse der Analyse: schwarze Linie: Mittelwert, rote Linie: gestutzter Mittelwert, orange Linien: Grenze für gestutztes Mittel, wo 10% der größten Datenwerte über der oberen und 10% der kleinsten Datenwerte unter der unteren orangen Linie liegen. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021g) (E-Control, 2021g) (AIT, 2021a))

Für die Berechnungen zu Investitionsförderungen wurden die Daten zu Systempreisen der Photovoltaikanlagen in folgende Größenkategorien eingeteilt:

- Kategorie A: Photovoltaik-Anlagen bis 10 kW_p
- Kategorie B: Photovoltaik-Anlagen größer 10 kW_p bis 20 kW_p
- Kategorie C: Photovoltaik-Anlagen größer 20 kW_p bis 100 kW_p
- Kategorie D: Photovoltaik-Anlagen größer 100 kW_p bis 1 MW_p

Analog zu obiger Vorgehensweise wurden die Anlagen in den vier Größenkategorien um ausreißende Datenpunkte bereinigt (durch das gestutzte Mittel um insgesamt 20%), wodurch die folgende Datenlage in Abbildung 16 für die weiteren Berechnungen herangezogen wurde.

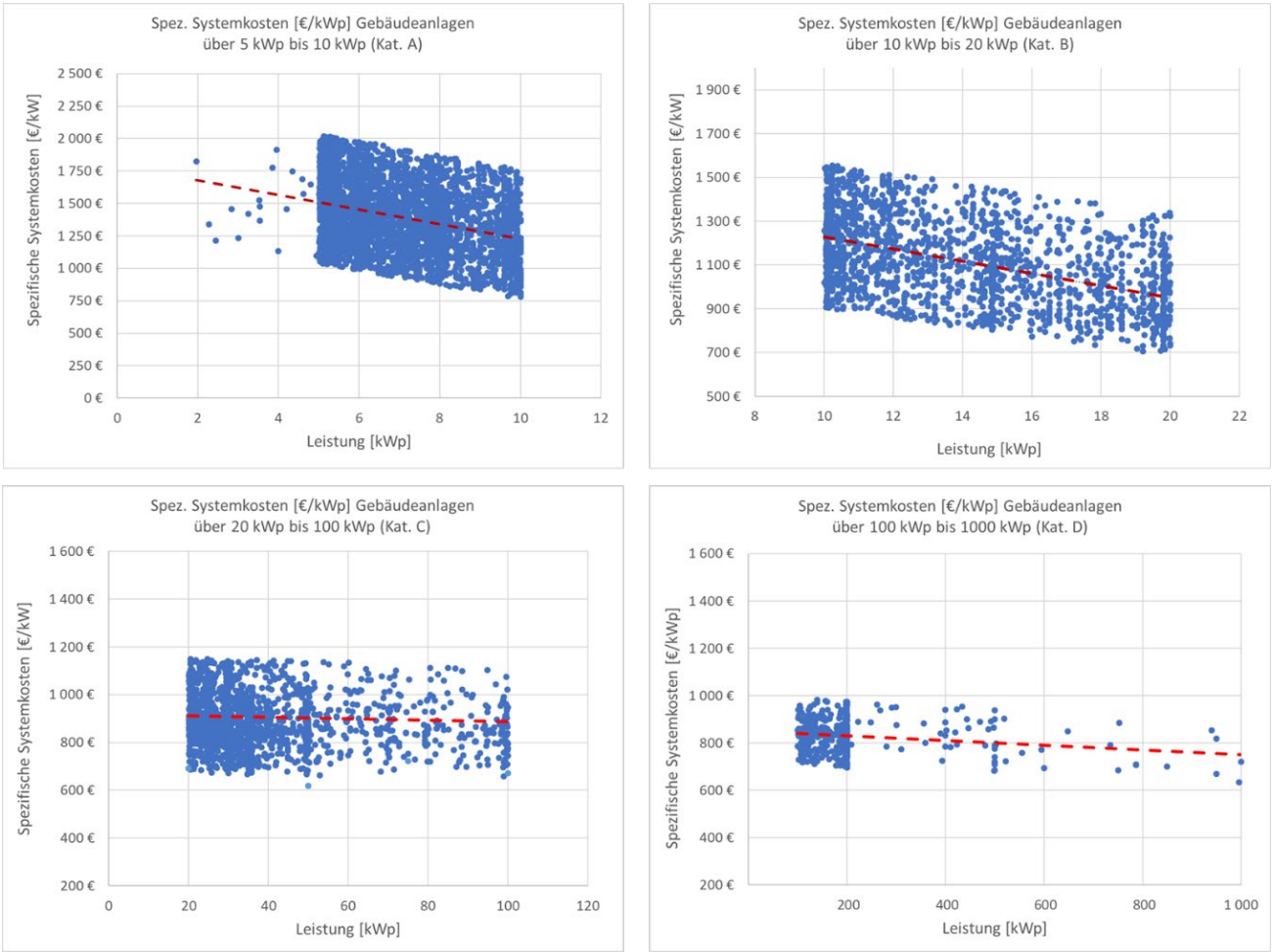


Abbildung 16: Bereinigte spezifische Systemkosten von Gebäudephotovoltaikanlagen für die vier Größenkategorien der Investitionsförderung (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021g) (E-Control, 2021g) (AIT, 2021a))

Tabelle 13 zeigt die resultierenden und für die Berechnung der Investitionsförderung herangezogenen, bereinigten und gemittelten Systemkosten je Größenkategorie. Es wird angenommen, dass die mit den gestutzten Mittelwerten eruierten Systemkosten bereits repräsentativ und kosteneffizient sind. Zum einen wurden noch oben ausreißende Werte systematisch bereinigt, zum anderen würde die Annahme von einem niedrigeren Wert für die Systempreise (etwa um 10%, 20% oder 30% niedriger als der gestutzte Mittelwert) einen größeren Anteil als die Hälfte der Anlagen nicht ausreichend hinsichtlich ihrer Systempreise berücksichtigen. Dies ist insbesondere als kritisch anzusehen, da ohnehin nicht alle Anlagen optimal betrieben werden können, oder zu den niedrigsten möglichen Kosten errichtet werden können.

Tabelle 13: Ergebnis der gestutzten Mittelwerte für spez. Systemkosten je Kategorie berechnet über alle Anlagen der Kategorien A bis D (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021g) (E-Control, 2021g) (AIT, 2021a))

Spez. Systeminvestitionskosten			
Anlagengrößen	**Kategorien**	**Anzahl**	**€/kW$_p$**
bis 10 kW$_p$	Kategorie A	4.067	1.406,46
>10-20 kW$_p$	Kategorie B	2.088	1.132,32
>20-100 kW$_p$	Kategorie C	2.027	905,73
>100 kW$_p$-1 MW$_p$	Kategorie D	851	831,76

Für eine Vollkostenbetrachtung sind neben den Systemkosten von Photovoltaik – die neben den Photovoltaikmodulen auch Wechselrichter, Unterkonstruktion, Verkabelung, Montage, Bauarbeiten, Blitzschutz, Überspannungsschutz, Messtechnik und die Inbetriebnahme der Anlage enthalten – Aufwendungen wie die Planungskosten und Kosten für Projektabwicklung zu berücksichtigen. Diese Kostenkomponenten wurden im Rahmen der Betreiberdatenerhebung ermittelt und sind für Gebäudeanlagen in Abbildung 17 dargestellt (abermals bereinigt durch das gestutzte Mittel um insgesamt 20%) (E-Control, 2021g) (AIT, 2021a). Die Datenlage zeigt eine leicht abfallende Kostenstruktur für größere Photovoltaikanlagen jeweils innerhalb einer Kategorie.

Für die Berücksichtigung der Planungs- und Projektabwicklungskosten in den LCOE-Berechnungen wurde je betrachteter Anlagenleistung der zugehörige gestutzte Mittelwert

herangezogen, was einer Auswertung der Trendlinie an einem bestimmten Leistungswert in Abbildung 17 entspricht.

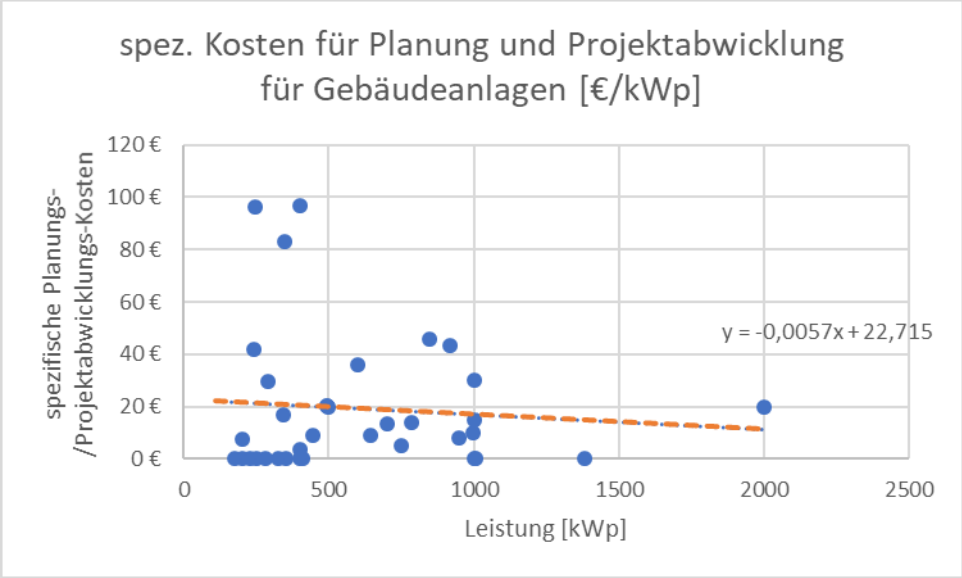


Abbildung 17: Spezifische Kosten für Planung und Projektabwicklung für Gebäudephotovoltaikanlagen (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2021g) (AIT, 2021a))

Weitere Investitionskostenparameter wie Netzanschlusskosten (bestehend aus Netzzutrittsentgelt und den Kosten für die Netzableitung) werden wie in Kapitel 2.3.1 und Kapitel 2.3.2 dargestellt berücksichtigt.

Volllaststunden von Photovoltaikanlagen

Ein Faktor, der die Stromgestehungskosten signifikant beeinflusst, ist jener der Volllaststunden pro Jahr. Die höchste Volllaststundenzahl (h/a) wird nur bei optimaler Neigung, keiner Verschattung, freiem Horizont und Südorientierung und gegebenenfalls automatisierter Nachführung erreicht. Standortabhängig ist daher die Volllaststundenzahl sehr unterschiedlich. Zur Erhebung wurden mehrere Quellen herangezogen. Der österreichische Durchschnittswert der OeMAG-Daten für die Jahre 2019 und 2020 beträgt in etwa 1.050 h/a bis 1.090 h/a (OeMAG, 2021g). In Ostösterreich und ganz im Süden Österreichs werden durch höhere Einstrahlungswerte teils höhere Volllaststunden von über 1.000 h/a bis über 1.200 h/a erreicht (Heinrich, 2018) (Energie Kompass GmbH, 2017). Es gibt jedoch auch viele Standorte mit deutlich niedrigeren Jahreserträgen unter 800 h/a. Ein repräsentativer Wert für viele Standorte ist nach (Huld & Pinedo-Pascua, 2019) ebenfalls 1.050 h/a. Für die weiteren Berechnungen wurde daher der ermittelte Wert von **1.050 Volllaststunden pro Jahr** herangezogen.

Degradation von Photovoltaikmodulen

Photovoltaikmodule unterliegen einer Alterung, welche sich in einem jährlichen Leistungsverlust abbildet. Im ersten Betriebsjahr kann die (sogenannte) Anfangsdegradation 2% bis 3% ausmachen (AIT, 2021b). Sie kann z.B. durch lichtinduzierte Alterung von Komponenten und Solarzellmaterial entstehen. In den Folgejahren im Betrieb tritt eine langsame Alterung auf (z.B. Korrosion durch Feuchtigkeit), welche einem jährlichen Leistungsverlust von durchschnittlich 0,5% entspricht (Fraunhofer ISE, 2021) (Jordan & Kurtz, 2012). Üblich sind Leistungsgarantien der Hersteller*innen von 20 bis 25 Jahre, vereinzelt auch bis 30 Jahre, für einen maximalen linearen Leistungsabfall von bspw. 20%. Die genannten Werte beziehen keine Ausfälle aufgrund von Produktionsmängeln mit ein und berücksichtigen ausschließlich kristalline Module. In der LCOE-Berechnung wird daher die Degradation mit 0,5% Leistungsverlust pro Jahr berücksichtigt, sowie eine Leistungsabnahme von 3% im ersten Betriebsjahr.

Betriebskosten Gebäudeanlagen

Die Betriebskosten wurden anhand der E-Control Betreiberdatenerhebung (E-Control, 2021g) und der eigenen Betreibererhebung eruiert (AIT, Erhebungsdaten Photovoltaik, 2021a). Von den erhobenen Datensätzen enthielten insgesamt 29 Gebäudeanlagen Daten zu Betriebskosten. Diese sind in Abbildung 18 als Kosten je produzierter MWh (€/MWh) dargestellt, wobei die jährliche Stromerzeugungsmenge anhand der Volllaststunden von 1.050 h/a ermittelt wurde. Die Betriebskosten beinhalten – wenn vorhanden – Personalaufwand, Betriebsführung, Wartung/Instandhaltung, Versicherung und Sonstiges. Ebenso wurden teilweise Pachtkosten genannt, welche ebenso den Betriebskosten zugerechnet wurden.

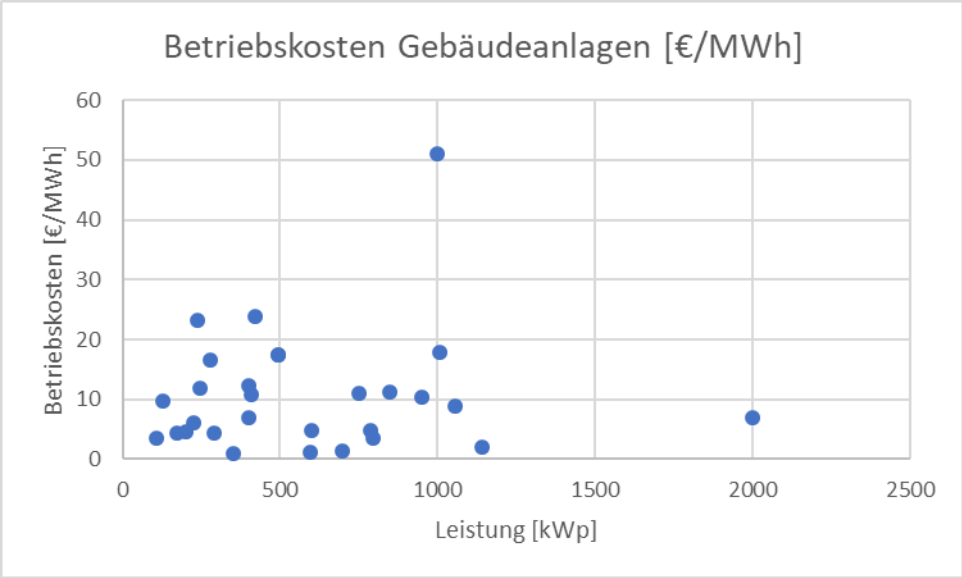


Abbildung 18: Erhobene Betriebskosten (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2021g) (AIT, 2021a))

Da die Betriebskosten sehr unterschiedlich sind und kein Trend bezüglich Anlagengrößen feststellbar ist, wurde für die Betriebskosten für Gebäudephotovoltaik ein um 20% gestutzter Mittelwert von **9,28 €/MWh** über alle Anlagengrößen hinweg berechnet. Der Wert stellt dabei gesamte Betriebskosten (inklusive Personalaufwand, Wartung und Instandhaltung, Versicherung und Sonstiges (z.B. Pacht)) geteilt durch den jährlich produzierten Stromertrag bei 1.050 Volllaststunden pro Jahr dar.

Weitere in den Berechnungen berücksichtigte Betriebskostenparameter sind die laufenden Netzgebühren (siehe Kapitel 2.3.1) und Einnahmen (negative Kosten) aus HKN (siehe Kapitel 2.3.6).

3.3.2 Investitions- und Betriebskosten von Freiflächenanlagen

Begriffsdefinition Freiflächenanlagen

Photovoltaikanlagen auf Freiflächen bezeichnen gemäß EAG landwirtschaftlich genutzte Flächen oder Flächen im Grünland mit einer speziell für die Errichtung einer Photovoltaikanlage vorgesehenen Widmung (§ 10 Abs. 1 Z 3 lit. c und § 56 Abs. 1 Z 3).

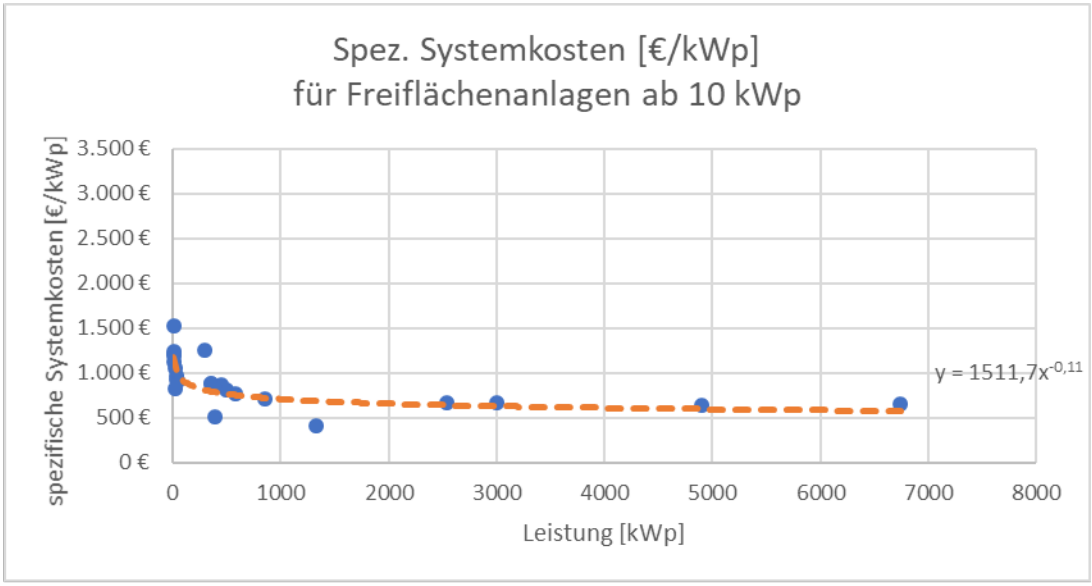
Beispielsweise sind „landwirtschaftlich genutzte Grundflächen“ Flächen zur Gewinnung jeglicher Art von Feldfrüchten, gemähte, beweidete Flächen und ungenutzte Flächen im

Bereich der Landwirtschaft (Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend über die Angabe und Definition der Benützungsarten und Nutzungen im Grenzkataster (Benützungsarten-Nutzungen-Verordnung – BANU – V), 2010).

„Grünflächen“ wiederum sind *„unbebaute oder unbefestigte Teilflächen von Betriebsflächen, insbesondere landwirtschaftliche Nutzflächen, Gartenflächen und Naturschutzflächen*“ (PV-FRL, 2020).

Investitionskosten Freiflächenanlagen

Die spezifischen Systemkosten für Freiflächenanlagen sind in Abbildung 19 dargestellt. Ein Vergleich der spezifischen Systemkosten für Freiflächen- und Gebäudeanlagen und eine an die Datenpunkte gelegte Ausgleichskurve (Potenzfunktion) zeigen ähnliche, durchschnittliche Kostenstrukturen für die spezifischen Systemkosten. Erkennbar ist, dass die Auswertung für Freiflächenanlagen deutlich weniger Datenpunkte enthält, diese jedoch auch für größere Anlagen (über 1 MW_p) zur Verfügung stehen. Freiflächenanlagen weisen ab etwa 3 MW_p bei steigender Leistung keine signifikante Kostendegression mehr auf. Eine beispielhafte Auswertung der Potenzfunktion an der Leistung von 1 MW_p zeigt für Freiflächenanlagen spezifische Systemkosten von 707 €/kW_p, wobei die Potenzfunktion der Gebäudeanlagen einen Wert von 689 €/kW_p ausgibt. Freiflächenanlagen weisen also im Vergleich zu Gebäudeanlagen im selben Leistungssegment keine geringeren Systemkosten auf. Dies liegt vor allem an den Aufwendungen für Aufständerung und Fundamentierung.



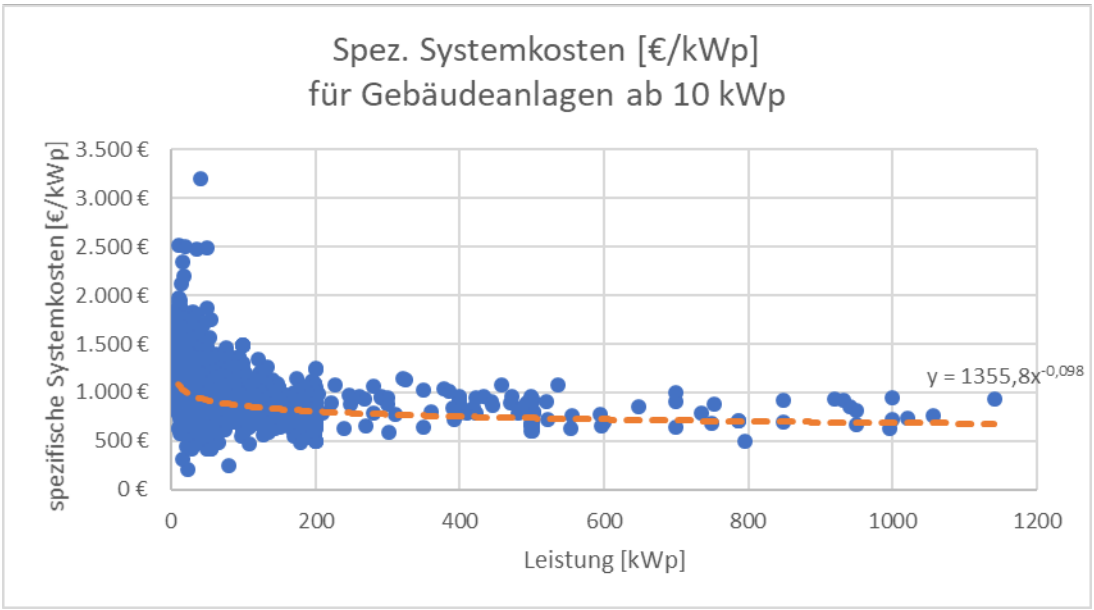


Abbildung 19: Spezifische Systemkosten für Freiflächen- und Gebäudephotovoltaikanlagen (jeweils ab 10 kWp), unbereinigt (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021g) (E-Control, 2021g) (AIT, 2021a))

Abbildung 20 zeigt die bereinigte Datenlage (um 20% gestutzter Mittelwert) zu Planungskosten und Kosten für Projektabwicklung für Freiflächenanlagen. Die einzelnen Datenpunkte streuen zwar stark, im Mittel betragen diese allerdings für alle Anlagengrößen etwa 47 €/kW_p (siehe auch Vergleichsgrafik für Gebäudeanlagen Abbildung 17). Im Vergleich zu Planungs- und Projektabwicklungskosten von Gebäudeanlagen ist keine Kostendegression mit steigender Anlagengröße ersichtlich – somit bestehen auch bei größeren Freiflächenphotovoltaikanlagen im Vergleich zu Gebäudeanlagen relativ hohe spezifische Planungs-/Projektentwicklungskosten.

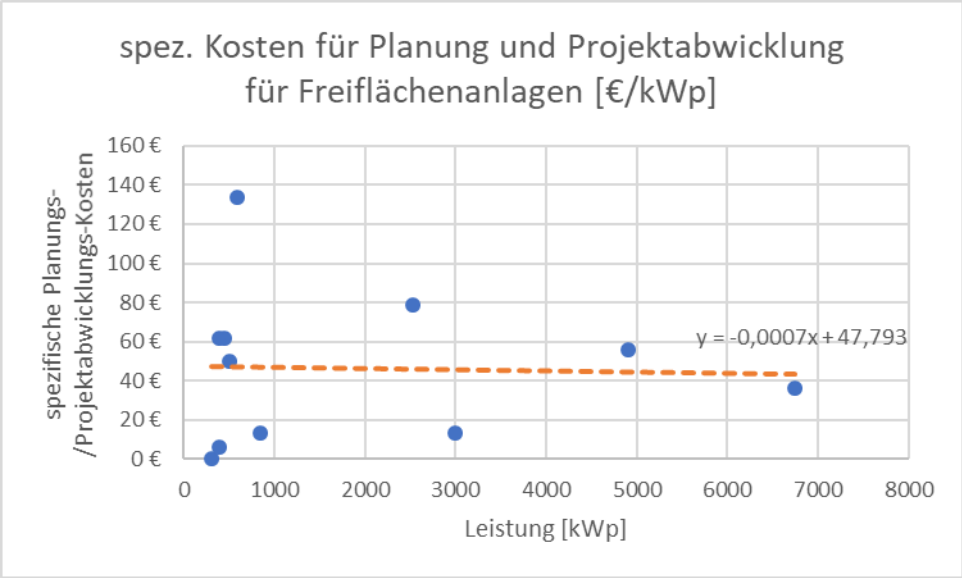


Abbildung 20: Spezifische Kosten für Planung und Projektabwicklung für Freiflächenphotovoltaikanlagen (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a) (AIT, 2021a))

Für die Berücksichtigung der Planungs- und Projektabwicklungskosten in den LCOE-Berechnungen für Freiflächenanlagen wurde je betrachteter Anlagenleistung wiederum der zugehörige (um 20% gestutzte) Mittelwert herangezogen, was einer Auswertung der Trendlinie an einem bestimmten Leistungswert in Abbildung 20 entspricht.

Betriebskosten Freiflächenanlagen

Neben den Systemkosten und Planungs-/Projektabwicklungskosten müssen auch die laufenden Betriebskosten in der Berechnung der Stromgestehungskosten berücksichtigt werden. Es konnten neun Datensätze von Freiflächenanlagen bzgl. Betriebskosten ausgewertet werden (E-Control, 2021g) (AIT, 2021a). Die folgenden Tabelle 14 zeigt eine Gegenüberstellung der ausgewerteten Daten für Betriebskosten von Gebäude- und Freiflächenanlagen, wobei für die Auswertung die Herangehensweise des um 20% gestutzten Mittelwerts wie in Kapitel 3.3.1 gewählt wurde. Die Volllaststundenanzahl und Degradation der Photovoltaikmodule wurde analog zu Gebäudeanlagen angenommen (siehe Kapitel 3.3.1). Die Betriebskosten in Tabelle 14 beinhalten Personalaufwand, Betriebsführung, Wartung/Instandhaltung, Versicherung und Sonstiges (u.a. Pachtkosten). Laufende Netzentgelte und Erlöse aus HKN wurden dabei noch nicht berücksichtigt. Die Betriebskosten wurden in der Datenerhebung von den Anlagenbetreiber*innen nicht immer einheitlich angegeben, wodurch die genaue Höhe der Pachtkosten nicht eindeutig ermittelbar ist. Die Pachtkosten wurden damit, wenn vorhanden, in den laufenden Betriebskosten berücksichtigt. Bei Photovoltaikprojekten auf Flächen ohne Pachtkosten

sind die Betriebskosten – und daraus resultierend die Stromgestehungskosten – entsprechend geringer.

Tabelle 14: Vergleich der Betriebskosten für Freiflächen- und Gebäude-Photovoltaikanlagen (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2021g) (AIT, Erhebungsdaten Photovoltaik, 2021a))

	Gesamte Betriebskosten (bezogen auf die produzierte Strommenge)
Freiflächenphotovoltaikanlage	9,14 €/MWh
Gebäudephotovoltaikanlage	9,28 €/MWh

Es ist ersichtlich, dass Betriebskosten für Freiflächenanlagen (v.a. durch Aufwendungen für Pacht und Grünschnitt) in einer ähnlichen Größenordnung wie jene für Gebäudeanlagen liegen.

3.3.3 Investitionskosten innovativer Photovoltaiksysteme

Der Investitionszuschuss gemäß EAG § 56 Abs. 7 sieht vor, dass *„[…] bei der Auszahlung für Freiflächenanlagen gemäß Abs. 1 Z 3 ein Abschlag von 25% gilt und für gebäudeintegrierte Anlagen und besonders innovative Projekte mit Verordnung gemäß § 58 ein Zuschlag von bis zu 30% vorgesehen werden kann*“.

Begriffsdefinition Bauwerksintegrierten Photovoltaik (BIPV)

Zu Beginn wurde eine Detaillierung der Definition von gebäudeintegrierten Anlagen und besonders innovativen Projekten und darunterfallenden Anlagen(-kombinationen) vorgenommen.

Der Begriff der gebäudeintegrierten Photovoltaik (GIPV) ist gleichbedeutend mit dem Begriff der bauwerksintegrierten Photovoltaik (BIPV), da in diesem Zusammenhang unter Gebäude und Bauwerk das gleiche verstanden wird. Im internationalen Gebrauch wird die englische Bezeichnung Building Integrated PV – BIPV verwendet. Referenzen und Projekttitel aus dem internationalen Umfeld werden in diesem Bericht daher auch mit dieser Abkürzung dargestellt.

Bei gebäudeintegrierten Photovoltaikanlagen (GIPV) übernehmen die Photovoltaikmodule eine oder mehrere der Funktionen der Gebäudehülle. Im Gegensatz zur GIPV steht die gebäudeapplizierte Photovoltaik (GAPV), mit lediglich angebrachten, aber nicht in Bauprodukte oder Gebäudehülle integrierte Photovoltaikmodulen. Die gebäudeapplizierte Photovoltaik (GAPV) ist gleichbedeutend mit den Gebäudeanlagen in diesem Gutachten.

Für gebäudeintegrierte Photovoltaikanlagen wird eine Abgrenzung des Begriffes gemäß IEC 63092-1 Photovoltaik im Bauwesen - Teil 1: Gebäudeintegrierte Photovoltaik-Module vorgeschlagen.

Die Norm DIN EN 63092-1:2018-09 beschreibt das „*Photovoltaikmodul, das eine oder mehrere der Funktionen der Gebäudehülle übernimmt*“. Die Funktionen der Gebäudehülle müssen, je nach Anwendung, eine oder mehrere der folgenden sein:

- Mechanische Steifigkeit oder strukturelle Integrität
- Primärer Wetterschutz: Regen, Schnee, Wind, Hagel
- Beschattung, Tageslichtnutzung, Wärmedämmung
- Brandschutz
- Lärmschutz
- Trennung zwischen Innen- und Außenbereich
- Schutz oder Sicherheit

Diese Norm wurde auch mit Unterstützung von international anerkannten Expert*innenkreisen (z.B. IEA PVPS Task 15 - Bauwerksintegrierte Photovoltaik der internationalen Energieagentur (IEA PVPS Task 15, 2021)) entwickelt und spiegelt die allgemeine Auffassung von GIPV wider. In der Abbildung 21 sind die technischen GIPV Systeme an einem Gebäude prinzipiell dargestellt (SUPSI, 2020).

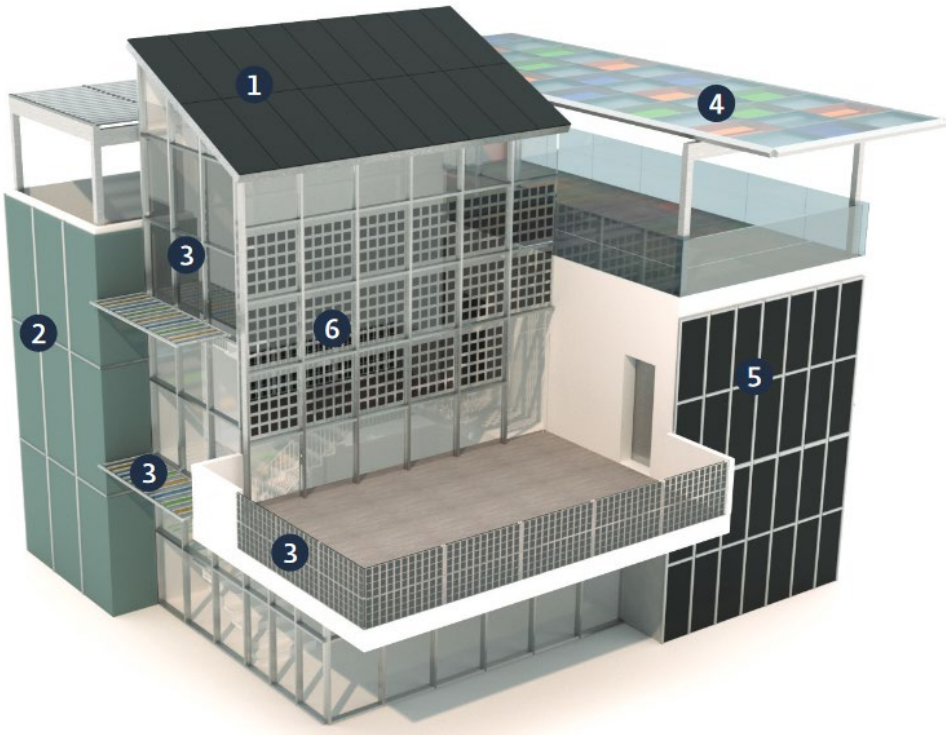


Abbildung 21: Darstellung von technischen GIPV Systemen: (1) Schrägdach, (2) Kaltfassade, (3) Anbauelemente, (4) Pergola, (5) Vorgefertigte Fassadensysteme, (6) Vorhangfassade (Quelle: (SUPSI, 2020))

Diese Definition für gebäudeintegrierte Photovoltaikanlagen deckt sich in weiten Teilen mit der derzeitigen Auffassung im Klima- und Energiefonds. (KLIEN, 2021)

- Unter gebäudeintegrierten Photovoltaikanlagen versteht man Anlagen, bei denen das photovoltaische Element neben seiner üblichen Funktion der Stromerzeugung auch die Funktion von Bauelementen des Gebäudes übernimmt (doppelte Funktion).
- Der Begriff „Bauelement“ umfasst Teile der Bauwerkhülle (Dachbedeckung, Fassaden- und Beschattungselemente, Glasoberflächen).
- Ausdrücklich keine gebäudeintegrierten Photovoltaikanlagen (GIPV) sind somit Photovoltaikmodule, die zusätzlich an der Gebäudehülle angebracht werden und keine Funktion von Bauelementen übernehmen. Zu diesen nicht gebäudeintegrierten Anlagen zählen weiters Anlagen, welche die Funktion des Daches eines Carports, Eingangsbereichs, Balkons, Gartenhauses oder einer Terrasse übernehmen.

Gemäß der Definition sowohl in DIN EN 63092-1:2018-09 als auch in den vorgenannten internationalen Expert*innenkreisen sind jedoch auch Anlagen und Photovoltaiksysteme, welche die Funktion des Daches eines Carports, Eingangsbereichs, Balkons, Gartenhauses oder einer Terrasse (Pergola) übernehmen als GIPV Anlage zu werten. Folglich wird empfohlen, bei der Behandlung von GIPV Anlagen die DIN EN 63092-1:2018-09 vollumfänglich anzuwenden.

Für die Behandlung in der Begriffsbestimmung von GIPV-Anlagen wird empfohlen, die europäische Norm DIN EN 63092-1:2018-09 anzuwenden.

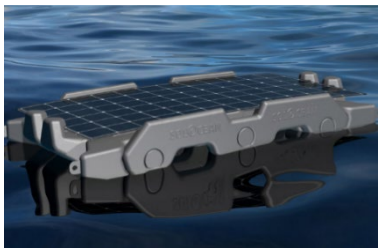
Kategorisierung für innovative Photovoltaikprojekte

Für gebäudeintegrierte und besonders innovative Photovoltaikprojekte werden nachfolgend die wesentlichen in Frage kommende Konzepte dargelegt und in Kategorien eingeteilt. Diese wurden mit den ermittelten Investitionskosten bzw. Stromgestehungskosten von Referenzphotovoltaikanlagen verglichen und im Hinblick auf die Stromgestehungskosten untersucht.

Innovative Photovoltaiksysteme sind keine Standardphotovoltaikanlagen (standardisierte Photovoltaikdachanlagen oder Photovoltaikfreiflächenanlagen) und weisen einen hohen Innovationsgehalt auf. Diese besitzen typischerweise bereits einen hohen technologischen Reifegrad, liegen aber kostenmäßig noch deutlich über Standardphotovoltaikanlagen.

Als innovative Photovoltaiksysteme gelten aus Sicht des Gutachter*innen-Teams im Wesentlichen Anwendungen bzw. Umsetzungen wie in Tabelle 15 dargestellt. Diese Darstellung hat keinen Anspruch auf Vollständigkeit und soll lediglich eine indikative Kategorisierung wiedergeben. Beispielsweise sind innovative Photovoltaiksysteme auch nicht auf kristalline Solarzellentechnologie oder eine bestimmte Modultechnologie beschränkt. Anhand von Projektbeispielen werden die vielfältigen Variationen und Projektspezifika aufgezeigt.

Tabelle 15: Beispiele von innovativen Photovoltaikanlagen

Beispiele innovative Photovoltaikanlagen		
Anlagenart	**Projektbeispiel**	
Agrar-PV	Vertikale Photovoltaikmodulreihen	(next2sun)
	Überkopfmontage Stahlbau	(Fraunhofer ISE)
	Gewächshaus	(Kioto Solar)
Schwimmende Photovoltaik	Einzelschwimmkörper	 (SolOcean)
	Schwimmkonstruktion vorgefertigt	(BayWa r.e.,)

Photovoltaik-Überdachung befestigte Flächen	Carport	(Kioto Solar)
	Überdachung Parkplatz	(ClickCon)
	Überdachung Autobahn	(© LABOR3 Architektur GmbH)
	Überdachung Kläranlage	(DHP Technologies)
Photovoltaik in Infrastruktur		
	Lärmschutzwand Aufklebung	(DAS Energy)
	Lärmschutzwand Aufsatz	(Forster)

Gebäudeintegrierte Photovoltaik	Siehe Abbildung 21	(Ertex-Solar) (EDS)

Ergänzende Kommentare zu den Kategorien:

- Nicht nur der integrative Aspekt der Photovoltaikmodule wird bei dieser Darstellung beachtet, sondern auch die Anwendung von Photovoltaikanlagen in besonders herausfordernden oder neuen Betriebsumgebungen.
- Freiflächenanlagen, mit leicht erhöhten Photovoltaikmodultischen, um eine Weidehaltung von Nutztieren zu erleichtern, sind einer herkömmlichen Freiflächenanlage gleichzusetzen und fallen demgemäß nicht unter die Kategorie Agrar-PV.
- Diese Darstellung hat keinen Anspruch auf Vollständigkeit und soll lediglich eine indikative Kategorisierung wiedergeben.

Investitionskosten innovativer Photovoltaikanlagen

Um Vorschläge für die Zuschlagshöhe für besonders innovative Photovoltaiksysteme und gebäudeintegrierte Photovoltaikanlagen festzulegen, wurden die Investitionskosten für diese Systeme ermittelt und in Tabelle 16 zusammengefasst. Hierfür wurden beispielhafte Anlagen aus verschiedenen Größenklassen herangezogen, welche für die jeweilige Anwendung typisch sind, z.B. wurden Agrar-PV-Anlagen im größeren Leistungsbereich angelegt, fassadenintegrierte Photovoltaikanlagen im kleineren Leistungssegment.

In Tabelle 16 sind außerdem die relativen Mehrkosten von innovativen Photovoltaiksystemen und GIPV im Vergleich mit Standardphotovoltaikanlagen (Gebäudeanlagen und Freiflächenanlagen gemäß Tabelle 20, Tabelle 21 und Tabelle 22) berechnet. Dafür wurden die gesamten Investitionskosten der innovativen Photovoltaikanlagen mit den Investitionskosten der Vergleichsphotovoltaiksysteme im jeweils gleichen Leistungsbereich (kW_p) und in einem ähnlichen Anwendungsbereich (Gebäude oder Freifläche) herangezogen.

Die spezifischen Kosten (€/kW_p) wurden auf Basis von Angeboten von Lieferant*innen, Preislisten von Hersteller*innen, Literatur, Internetrecherche sowie eigenen Erhebungen in Vorprojekten ermittelt. Es ist anzumerken, dass die genannten Kosten nicht auf einer breiten Statistik beruhen, sondern als exemplarische Angaben für einzelne oder wenige Projekte gelten. Sie dienen dazu, indikativ und beispielhaft die Größenordnungen der höheren Kosten aufzuzeigen. Aufgrund der Standort-, Technologie- und Projektspezifika einer jeden Kategorie erschien im Rahmen dieser Arbeit eine weitere Detaillierung nicht zielführend.

Es wurde untersucht, ob ein Zuschlag bis zu 30% auf den Fördersatz für diese Systeme ausreichend ist, oder ob es differenziertere Abstufungen braucht.

Tabelle 16: Ermittelte Investitionskosten innovativer Photovoltaikanlagen

Investitionskosten innovative Photovoltaikanlagen und GIPV				
Projektbeispiel	**Anlagengröße kW_p**	**Spezifische Kosten €/kW_p**	**Vergleichs - photovoltaik-system kW_p (*)**	**Mehrinvestitions-kosten %**
Agrar-PV				
Vertikale Photovoltaik-modulreihen	500	1.177,00	>200 kW_p FFA	32%
Überkopfmontage Stahlbau	500	1.645,00	>200 kW_p FFA	84%
Gewächshaus	500	1.168,33	200-500 kW_p GA	21%

Schwimmende Photovoltaik				
Einzelschwimm-körper	200	1.865,00	>200 kW_p FFA	108%
Floating PV international unteres Preissegment	200	950,00	>200 kW_p FFA	6%
Floating PV international oberes Preissegment	200	1.930,00	>200 kW_p FFA	115%
Schwimmkonstruk-tion vorgefertigt	2000	1.202,00	>200 kW_p FFA	20%
Photovoltaik-überdachung befestigte Flächen				
Carport (8 Stellplätze)	20	1.439,81	20-40 kW_p GA	40%
Überdachung Parkplatz	100	1.332,00	>200 kW_p FFA	46%
Überdachung Autobahn	760	4.500,00	>200 kW_p FFA	402%
Überdachung Kläranlage	250	2.531,37	200-500 kW_p GA	161%
Photovoltaik in Infrastruktur				
Lärmschutzwand Aufklebung	500	1.395,00	>200 kW_p FFA	56%
Lärmschutzwand Aufsatz	200	1.965,00	>200 kW_p FFA	119%

Gebäudeintegrierte Photovoltaik				
Fassadenintegrierte Kleinanlage unteres Preissegment	15	1.303.18	20-40 kW_p GA	27%
Fassadenintegrierte Kleinanlage oberes Preissegment	15	2.039,18	20-40 kW_p GA	99%
Fassadenintegrierte große Anlage unteres Preissegment	50	1.302,94	40-60 kW_p GA	30%
Fassadenintegrierte große Anlage oberes Preissegment	50	2.038,94	40-60 kW_p GA	105%
Dachintegration	20	2.909,00	20-40 kW_p GA	185%

(*) Vergleichsphotovoltaiksysteme beziehen sich auf die Angaben der Investitionskosten GESAMT für Photovoltaikanlagen unterschiedlicher Leistungsgrößen gemäß Tabelle 20, Tabelle 21 und Tabelle 22). Die Abkürzungen stehen für GA: Gebäudeanlage, FFA: Freiflächenanlage.

Bei der Ermittlung der Investitionskosten von innovativen Photovoltaikanlagen wurden folgende Randbedingungen beachtet:

- Bei integrierten Photovoltaiksystemen (z.B. Fassade, Dach, Carport, Gewächshaus) wurde der Ersatz des herkömmlichen Bauproduktes berücksichtigt.
- Die spezifischen Kosten (€/kW_p) wurden mittels Angeboten von Lieferant*innen, Preislisten von Hersteller*innen, Literatur, Internetrecherche sowie eigenen Erhebungen in Vorprojekten ermittelt. Die dargestellten Investitionskosten für Photovoltaiksysteme in Tabelle 16 basieren teilweise auf nur einer Preisinformation und sind deshalb nur indikativ.
- Agrar-PV mit vertikalen Photovoltaikmodulreihen: Die installierte Nennleistung (und damit kostenbestimmende Größe) bezieht sich auf die Hauptseite der Photovoltaikmodule. Aufgrund der bifazialen Ausführung der Anlage lassen sich grundsätzlich ähnlich hohe Volllaststunden (MWh/a) wie Standard Freiflächenanlagen erzielen.
- Fassadenintegration: 70% des Ertrages im Vergleich zu geneigter Aufdachanlage

Wie aus Tabelle 16 ersichtlich, sind die absoluten Investitionskosten für innovative Photovoltaikanlagen und gebäudeintegrierte Photovoltaikanlagen nach der dargestellten Kategorisierung mindestens 20% höher als Vergleichsphotovoltaikanlagen (mit Ausnahme von *Floating PV international unteres Preissegment*). Die höheren Investitionskosten bei den dargestellten innovativen Photovoltaikanlagen ergeben sich größtenteils aus einem oder mehreren der folgenden Elemente:

- Tauglichkeit von Überkopfanwendung von Glas/Glas-Photovoltaikmodulen
- Einsatz von aufwändigen Stahlkonstruktionen, sowie Fundamentierungen
- Sonderbauformen z.B. im Architekturbereich
- Kleine Losgrößen (keine „Projektmodule“)
- Individuelle Projektierungskosten
- Erhöhter Montageaufwand

3.4 Sonstige Kosten- und Erlösparameter

In diesem Kapitel wird die Berücksichtigung des Eigenverbrauchs als Opportunitätserlös in den Berechnungen der Stromgestehungskosten dargestellt.

3.4.1 Opportunitätserlöse durch Eigenverbrauch

Das EAG lässt eine Förderung durch Marktprämie auch für Überschusseinspeiser*innen zu. Für die Tarifförderung wurde im ÖSG 2012 nicht zwischen Voll- und Überschusseinspeiser*innen unterschieden. Seit 2018 erfolgte die Reihung der Anträge auf Tarifförderung der OeMAG in der ersten Woche der Antragstellung nach der Höhe des Eigenversorgungsanteils (§ 4 Abs. 1 ÖSET-VO) (OeMAG, 2021c). Die Tarifförderung wird damit nur für den Leistungsanteil der Photovoltaikanlage für die Überschusseinspeisung beantragt und gewährt. Der im Förderantrag anzugebene Eigenversorgungsanteil stellt somit jenen Prozentsatz der Leistung dar, der die förderbare EPL um die angegebenen Prozent verringert. Somit erhält eine beispielhafte 10 kW_p Photovoltaikanlage, für welche ein Eigenversorgungsanteil von 30% angegeben wurde, eine Tarifförderung für Einspeisungen von maximal 7 kW_p, während der Investitionsförderanteil für die gesamte Leistung gewährt wird (OeMAG, 2021c). Diese kurzfristige Maßnahme führte dazu, dass Anlagen mit Eigenverbrauch weniger Förderkontingent beantragen und folglich mit dem vorgegebenen Unterstützungsvolumen mehr Anlagen bzw. mehr Gesamtleistung gefördert und damit auch umgesetzt werden können.

Für das EAG muss die Gegebenheit des möglichen Eigenverbrauchs von Photovoltaikstrom in der Marktprämie berücksichtigt und in den folgenden Berechnungen abgebildet werden. Für die Berechnung der Stromgestehungskosten (LCOE) wird deshalb jeweils eine Sensitivitätsrechnung für Eigenverbrauch von 0% bis 50% durchgeführt. Bei steigendem Eigenverbrauchsanteil werden die Stromgestehungskosten um die Ersparnis von Strombezug aus dem Netz vermindert. Dabei wird davon ausgegangen, dass kleinere Anlagen (im Leistungssegment ab 10 kW_p) tendenziell einen höheren Eigenverbrauchsanteil aufweisen als Photovoltaikanlagen ab 200 kW_p. Als Strombezugspreise aus dem Netz werden typische Kosten für Private, Gewerbe und große Industrie herangezogen. In Bezug auf die Strombezugspreise wird angenommen, dass Photovoltaikanlagen bis zu einer Leistung von 100 kW_p von Privaten, Anlagen über 100 kW_p bis 200 kW_p von Gewerbebetreibenden und Anlagen über 200 kW_p von Industrieunternehmen errichtet werden.

Tabelle 17 zeigt die angenommenen und durch den Eigenverbrauch von Photovoltaikstrom vermiedenen Stromkosten aus Netzbezug. Dieser Betrag setzt sich für die drei Kategorien Industrie (2,4 GWh/a), Gewerbe (100 MWh/a) und Private (3 MWh/a) aus den reinen Energiekosten, Netzkosten (Netznutzungsentgelt und Netzverlustentgelt) und Steuern/Abgaben (Elektrizitätsabgabe, Ökostromförderbeitrag) zusammen. In dieser Betrachtung wurden nur die variablen, sprich arbeitsbezogenen Kosten summiert. In Analogie zu anderen Erzeugungstechnologien (vgl. Ausführungen in Abschnitt 2.3.3) wurde die Umsatzsteuer nicht berücksichtigt.

Tabelle 17: Angenommene variable Stromkosten unterschiedlicher Verbrauchergruppen (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2021d) (E-Control, 2021c) (Anonymer Großverbraucher, 2021))

Verbraucher gruppe	Netzebene	Energiepreis	Netzpreis	Abgaben	**SUMME**
Privat (3.000 kWh/a)	NE 7 (ungemessene Leistung)	0,05 €	0,05 €	0,03 €	0,129 €
Gewerbe (100.000 kWh/a)	NE 6	0,06 €	0,02 €	0,02 €	0,107 €
Industrie (2.400.000 kWh/a)	NE 5	0,03 €	0,02 €	0,02 €	0,069 €

Die durch Eigenverbrauch von Photovoltaikstrom vermiedenen variablen Stromkosten aus Netzbezug sind für Privathaushalte am größten. Daher ist der Eigenverbrauch von Photovoltaikstrom für Privathaushalte am rentabelsten. Größere Verbraucher (Betriebe), die einen niedrigeren Stromtarif bei Netzbezug zahlen, ersparen sich durch Eigenverbrauch von Photovoltaikstrom daher weniger.

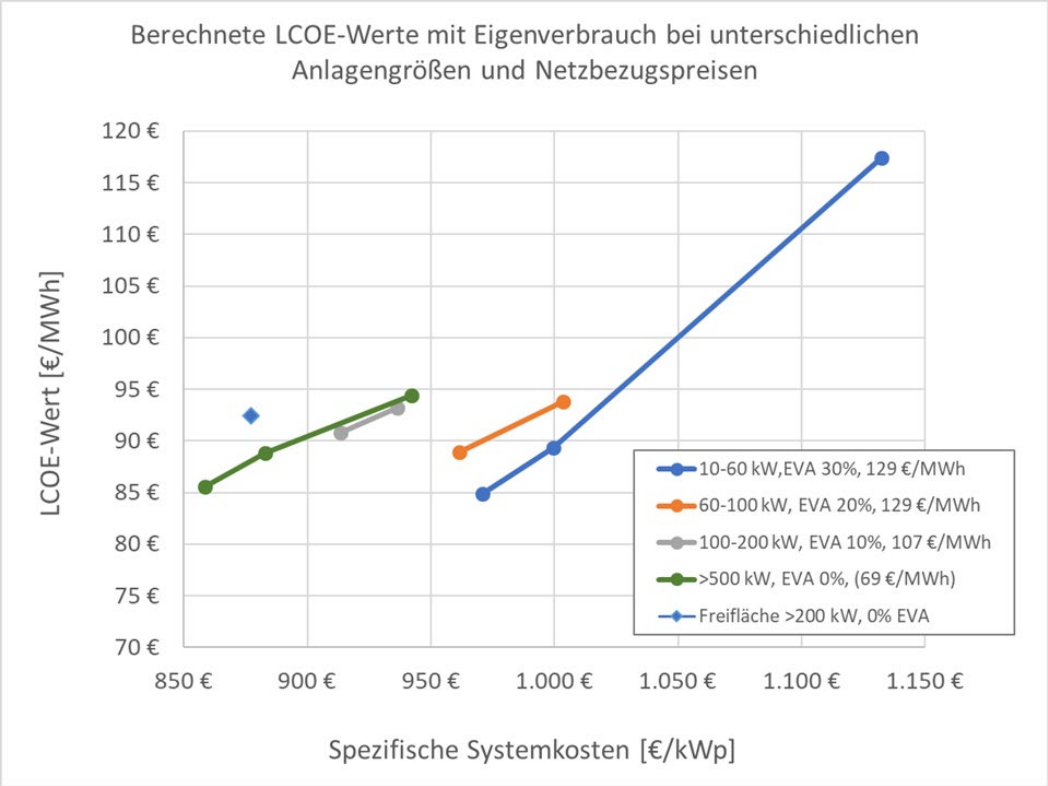


Abbildung 22: Auswirkung unterschiedlicher vermiedener variabler Strombezugspreise aus dem Netz und spezifischer Systemkosten auf die errechneten LCOE-Werte. Die Linien zeigen die Abhängigkeit der LCOE-Werte von den Systempreisen für unterschiedliche Anlagengrößen (kleinste Anlagen bei über 1.100 €/kW_p), vom Eigenverbrauchsanteil und den vermiedenen Netzbezugspreisen. Für verschiedene Anlagengrößen werden unterschiedliche Eigenverbrauchsanteile erreicht (siehe Legende) und unterschiedliche variable Netzbezugspreise können gegengerechnet werden. Alle resultierenden LCOE-Werte liegen zwischen 87 €/kW_p und knapp über 95 €/kW_p. Ausnahme mit höheren Werten stellt nur das kleinste Anlagensegment dar.

Abbildung 22 zeigt die Sensitivität errechneter LCOE-Werte für unterschiedliche spezifische Systemkosten. Der Eigenverbrauchsanteil wird dabei für kleine Anlagen mit 30% angenommen und für größere Anlagen mit 20% (bis 100 kW_p) und 10% (bis 200 kW_p). Die Strombezugspreise (bei Netzbezug) werden für unterschiedlich große Anlagen als die Werte der privaten, gewerblichen und industriellen Betreiber*innen aus Tabelle 17 herangezogen. Aus der Abbildung ist ersichtlich, dass höhere vermiedene Strombezugspreise aus dem Netz die errechneten LCOE-Werte reduzieren und dass Eigenverbrauch bei hohen Strompreisen aus dem öffentlichen Versorgungsnetz

wirtschaftlicher wird. Die Abbildung zeigt auch, dass die errechneten LCOE-Werte für verschiedene Anlagengrößen aufgrund der unterschiedlichen Kostenzusammensetzung ähnlich sind. Auch ist zu sehen, dass Freiflächenanlagen prinzipiell keine niedrigeren LCOE-Werte erreichen.

3.5 Empfehlungen zur Förderung

Dieses Kapitel stellt die Berechnung der Stromgestehungskosten und Berechnung zur Investitionsförderung dar. Als Datenbasis dienen Investitions- und Betriebskostenparameter unter Berücksichtigung des Eigenverbrauchs aus den vorangegangenen Kapiteln 3.3 und 3.4.

3.5.1 Ausgestaltung der Photovoltaikausschreibungen und Förderhöhe

Um Vorschläge für Höchstpreise für die Photovoltaikausschreibung festzulegen, wurden die Stromgestehungskosten (LCOE) von beispielhaften Photovoltaikanlagen unterschiedlicher Leistungsgrößen berechnet. Für die Berechnung werden Investitionskosten, Betriebskosten und Eigenverbrauch herangezogen. Im Folgenden werden die Kostenteile der Berechnung erklärt.

Die ermittelten und für die Berechnung herangezogenen Systemkosten sind in Tabelle 18 dargestellt. Diese wurden aus dem um insgesamt 20% gestutzten Mittelwert je Größensegment berechnet (siehe Methodik in Abbildung 15 und Beschreibung in Kapitel 3.3.1). Sie weisen teilweise einen steigenden Trend trotz höherer Leistungskategorie auf (vergleiche hierzu z.B. die Kategorie von 150 kW_p bis 200 kW_p mit jener von 200 kW_p bis 500 kW_p). Dies ist möglicherweise auf die Datenlage zurückzuführen, welche selbst nach Bereinigung nach dem gestutzten Mittelwert eine signifikante Varianz je Leistungssegment aufweist.

Die gesamten Investitionskosten beinhalten neben den Systemkosten auch Netzanschlusskosten (Netzzutrittsentgelte und Kosten für Netzableitung, siehe Kapitel 2.3.1 und Kapitel 2.3.2) und *sonstigen Kosten* für Planung und Projektentwicklung. Für die Kosten für Planung und Projektentwicklung wurde für Gebäudeanlagen die Mittelwertfunktion nach Bereinigung der Daten um das gestutzte Mittel um 20% für alle Beispielanlagengrößen ausgewertet (siehe Abbildung 17). Für Freiflächenanlagen wurde ein konstanter Wert von 47 €/kW_p herangezogen (siehe Abbildung 20).

Die angenommenen Wechselrichterkosten von 100 €/kW$_p$, welche bereits in den Systemkosten eingepreist sind, werden separat in der Berechnung ausgewiesen, da im Jahre 10 ein Wechselrichtertausch in der Berechnung berücksichtigt wird (eigene Erhebung basierend auf aktuellen Marktpreisen, wie z.B. (photovoltaik4all, 2021)). Die angenommenen Wechselrichterkosten stellen einen Durchschnittswert über alle Leistungsklassen dar, eine Degression der spezifischen Wechselrichterkosten bei steigenden Anlagenleistungen wurde in diesem Fall nicht berücksichtigt.

Tabelle 18: Ermittelte spezifische Systemkosten für LCOE-Berechnung für unterschiedliche Leistungsbereiche von Photovoltaikanlagen.

Spezifische Systeminvestitionskosten		
Anlagengrößen in kW$_p$	**Anlagenart**	**€/kW$_p$**
10-20	Gebäudeanlage	1.132,32
20-40	Gebäudeanlage	914,63
40-60	Gebäudeanlage	885,72
60-80	Gebäudeanlage	916,31
80-100	Gebäudeanlage	876,71
100-150	Gebäudeanlage	851,34
150-200	Gebäudeanlage	828,41
200-500	Gebäudeanlage	842,29
500 -1.000	Gebäudeanlage	771,74
>1.000	Gebäudeanlage	818,35
>200	Freiflächenanlage	729,55

Die Betriebskosten werden nach Tabelle 14 einheitlich auf 9,28 €/MWh (für Gebäudeanlagen) und 9,14 €/MWh (für Freiflächenanlagen) angesetzt. Für die gesamten Betriebskosten werden auch laufende Netzkosten (siehe Tabelle 19) und Kosten für Ausgleichsenergie (mit 4,2 €/MWh angesetzt, siehe Kapitel 2.3.5) eingepreist. Die Drehstromzählung, welche zu den laufenden Netzkosten zählt, wird in der Stromgestehungsberechnung auf €/MWh umgerechnet und stellt somit einen mit Anlagengröße abnehmenden Wert dar. Das Systemdienstleistungsentgelt und

Netzverlustentgelt wird nur in der größten Anlagenkategorie berücksichtigt, da diese Komponenten nur für Stromeinspeiser*innen über 5 MW zu errichten ist. In den Betriebskosten wird auch die Erlöskomponente der HKN (als negative Kosten) mit 0,4 €/MWh berücksichtigt (siehe Kapitel 2.3.6).

Tabelle 19: Angenommene laufende Netzkosten (als Teil der gesamten Betriebskosten)

Laufende Netzkosten (laut SNE-V 2018, Novelle 2021)
• 30 €/a für Drehstromzählung • 0,008 ct/kWh Systemdienstleistungsentgelt (für Einspeiser*innen >5 MW) • 0,081 ct/kWh Netzverlustentgelt Mittelwert NE 4 (für Einspeiser*innen >5 MW)

Des Weiteren wird angenommen, dass vor allem Betreiber*innen kleinerer Photovoltaikanlagen eine erhöhte Eigenverbrauchdeckung mit dem produzierten Photovoltaikstrom erzielen können. Für Betreiber*innen von Photovoltaikanlagen ab 10 kW_p bis 60 kW_p wird ein Eigenverbrauchsanteil von 30% angenommen. Für Gebäudeanlagen zwischen 60 kW_p und 100 kW_p wird von einem Eigenverbrauchsanteil von 20% ausgegangen. Für Gebäudeanlagen von 100 kW_p bis 200 kW_p wird ein Eigenverbrauchsanteil von 10% angesetzt. Für Gebäudeanlagen im höheren Leistungssegment und für Freiflächenanlagen wird in den Berechnungen für die Stromgestehungskosten von keinem signifikanten Eigenverbrauch ausgegangen. Der höhere Eigenverbrauch im unteren Leistungssegment zeigt, dass Private gegenüber Großverbrauchern eine höhere Wirtschaftlichkeit durch Eigenverbrauch erzielen. Dies erklärt sich durch höhere Stromnetzkosten und dadurch höhere Opportunitätserlöse (siehe auch Kapitel 3.4.1).

Die errechneten Stromgestehungskosten mit dem jeweilig angenommenem Eigenverbrauchsanteil sind in Tabelle 20, Tabelle 21 und Tabelle 22 dargestellt (siehe Wert in Orange). Für alle Anlagengrößen bis 200 kW_p ist auch der errechnete LCOE-Wert ohne Eigenverbrauchsanteil bzw. mit Anteilen von 10%, 20%, 30% und 50% ersichtlich. In den Leistungssegmenten darüber wird dieser nicht mehr explizit dargestellt, da durch den angenommenen variablen Stromnetztarif von 69 €/MWh eine Eigenversorgung mit Photovoltaikstrom mit Kosten von über 80 €/MWh (siehe LCOE-Berechnung) nicht wirtschaftlich ist.

Tabelle 20: Berechnete Stromgestehungskosten für Beispielgebäudeanlagen zwischen 10 kW_p und 60 kW_p

Technologiefeld:		Photovoltaik Bsp 1	Photovoltaik Bsp 2	Photovoltaik Bsp 3
Photovoltaik	Beispielfall:	Durchschnittsanlage Gebäude 10-20 kWp	Durchschnittsanlage Gebäude 20-40 kWp	Durchschnittsanlage Gebäude 40-60 kWp
Anlagenspezifikation:				
Engpassleistung	MW	0,015	0,030	0,050
Stromerzeugung (netto)	MWh	15,75	31,50	52,50
Volllaststunden	h/a	1.050,00	1.050,00	1.050,00
Kostenparameter:				
Investitionskosten GESAMT	€/kW	1.224,95	1.022,17	992,88
hiervon:				
PV-Anlage (Modul, WR, Installation)	€/kW	1.132,32	914,63	885,45
davon: Wechselrichter	€/kW	100,00	100,00	100,00
Netzanschluss	€/kW	70,00	85,00	85,00
Sonstiges	€/kW	22,63	22,54	22,43
Betriebskosten GESAMT (Pauschale)	€/MWh	10,78	9,83	9,45
hiervon explizit:				
Drehstromzählung	€/MWh	1,90	0,95	0,57
Systemdienstleistungsentgelt	€/MWh			
Netzverlustentgelt	€/MWh			
Erlöskomponenten				
Herkunftsnachweise	€/MWh	0,40	0,40	0,40
Finanzierungsbedingungen				
WACC Standard	%	**3,30%**	**3,30%**	**3,30%**
Inflation	%	1,60%	1,60%	1,60%
Mittlere Abschreibdauer (mAd)	a	20	20	20
Levelised Cost of Electricity				
$LCOE_{20\ ohne\ Anlagenrestwert}$	€/MWh	107,30	91,45	88,85
Levelised Cost of Electricity mit Eigenverbrauchsanteil	alle Werte in €/MWh			
angenommener Netzstrombezugspreis		129	129	129
LCOE bei Eigenverbrauch von 10 %	10%	104,89	87,28	84,39
LCOE bei Eigenverbrauch von 20 %	20%	101,87	82,06	78,81
LCOE bei Eigenverbrauch von 30 %	30%	**98,00**	**75,36**	**71,64**
LCOE bei Eigenverbrauch von 50 %	50%	85,60	53,90	48,70

Tabelle 21: Berechnete Stromgestehungskosten für Beispielgebäudeanlagen zwischen 60 kW_p und 200 kW_p

Technologiefeld:		Photovoltaik Bsp 4	Photovoltaik Bsp 5	Photovoltaik Bsp 6	Photovoltaik Bsp 7
Photovoltaik	Beispielfall:	Durchschnittsanlage Gebäude 60-80 kWp	Durchschnittsanlage Gebäude 80-100 kWp	Durchschnittsanlage Gebäude 100-150 kWp	Durchschnittsanlage Gebäude 150-200 kWp
Anlagenspezifikation:					
Engpassleistung	MW	0,070	0,090	0,125	0,175
Stromerzeugung (netto)	MWh	73,50	94,50	131,25	183,75
Volllaststunden	h/a	1.050,00	1.050,00	1.050,00	1.050,00
Kostenparameter:					
Investitionskosten GESAMT	€/kW	1.023,63	983,91	958,34	935,13
hiervon:					
PV-Anlage (Modul, WR, Installation)	€/kW	916,31	876,71	851,34	828,41
davon: Wechselrichter	€/kW	100,00	100,00	100,00	100,00
Netzanschluss	€/kW	85,00	85,00	85,00	85,00
Sonstiges	€/kW	22,32	22,20	22,00	21,72
Betriebskosten GESAMT (Pauschale)	€/MWh	9,29	9,20	9,11	9,04
hiervon explizit:					
Drehstromzählung	€/MWh	0,41	0,32	0,23	0,16
Systemdienstleistungsentgelt	€/MWh				
Netzverlustentgelt	€/MWh				
Erlöskomponenten					
Herkunftsnachweise	€/MWh	0,40	0,40	0,40	0,40
Finanzierungsbedingungen					
WACC Standard	%	**3,30%**	**3,30%**	**3,30%**	**3,30%**
Inflation	%	1,60%	1,60%	1,60%	1,60%
Mittlere Abschreibdauer (mAd)	a	20	20	20	20
Levelised Cost of Electricity					
$LCOE_{20\ ohne\ Anlagenrestwert}$	€/MWh	90,86	87,88	85,92	84,16
Levelised Cost of Electricity mit Eigenverbrauchsanteil	alle Werte in €/MWh				
angenommener Netzstrombezugspreis		129	129	107	107
LCOE bei Eigenverbrauch von 10 %	10%	86,62	83,31	**83,58**	**81,63**
LCOE bei Eigenverbrauch von 20 %	20%	**81,33**	**77,60**	80,65	78,45
LCOE bei Eigenverbrauch von 30 %	30%	74,52	70,26	76,89	74,38
LCOE bei Eigenverbrauch von 50 %	50%	52,72	46,76	64,84	61,33

Tabelle 22: Berechnete Stromgestehungskosten für Beispielgebäudeanlagen größer 200 kW_p und für eine Beispielfreiflächenanlage größer 200 kW_p

Technologiefeld:		Photovoltaik Bsp 8	Photovoltaik Bsp 9	Photovoltaik Bsp 10	Photovoltaik Bsp 11
Photovoltaik	Beispielfall:	Durchschnittsanlage Gebäude 200-500 kWp	Durchschnittsanlage Gebäude 500-1000 kWp	Durchschnittsanlage Gebäude >1000 kWp	Durchschnittsanlage Freifläche > 200 kWp
Anlagenspezifikation:					
Engpassleistung	MW	0,350	0,750	5,000	5,00
Stromerzeugung (netto)	MWh	367,50	787,50	5.250,00	5.250,00
Volllaststunden	h/a	1.050,00	1.050,00	1.050,00	1.050,00
Kostenparameter:					
Investitionskosten GESAMT	€/kW	968,01	895,18	943,97	896,55
hiervon:					
PV-Anlage (Modul, WR, Installation)	€/kW	842,29	771,74	818,35	729,55
davon: Wechselrichter	€/kW	100,00	100,00	100,00	100,00
Netzanschluss	€/kW	105,00	105,00	120,00	120,00
Sonstiges	€/kW	20,72	18,44	5,62	47,00
Betriebskosten GESAMT (Pauschale)	€/MWh	8,96	8,92	8,89	8,75
hiervon explizit:					
Drehstromzählung	€/MWh	0,08	0,04	0,01	0,01
Systemdienstleistungsentgelt	€/MWh			0,08	0,08
Netzverlustentgelt	€/MWh			0,81	0,81
Erlöskomponenten					
Herkunftsnachweise	€/MWh	0,40	0,40	0,40	0,40
Finanzierungsbedingungen					
WACC Standard	%	**3,30%**	**3,30%**	**3,30%**	**3,30%**
Inflation	%	1,60%	1,60%	1,60%	1,60%
Mittlere Abschreibdauer (mAd)	a	20	20	20	20
Levelised Cost of Electricity					
$LCOE_{20\ ohne\ Anlagenrestwert}$	€/MWh	**86,43**	**81,12**	**84,60**	**81,00**

Die errechneten Stromgestehungskosten weisen bei berücksichtigtem Eigenverbrauch Werte zwischen 71,6 €/MWh und 86,4 €/MWh auf, wobei die Stromgestehungskosten für das kleinste Leistungssegment mit 98,0 €/MWh (bei einem Eigenverbrauchsanteil von 30%) einen signifikant höheren Wert ausgibt. Der signifikant höhere LCOE-Wert im Größensegment von 10 kW_p bis 20 kW_p ist auf die hohen Systemkosten in dieser Größenkategorie zurückzuführen. Allerdings kann in dieser Größenkategorie davon ausgegangen werden, dass die Errichtenden geringere Renditeerwartungen haben. Mit einem geringeren WACC von beispielsweise 1% sinkt der LCOE-Wert jedoch drastisch auf 88,34 €/MWh (kein Eigenverbrauch) bzw. 73,83 €/MWh (mit 30% Eigenverbrauchsanteil).

Als Vergleich werden die errechneten Stromgestehungskosten aus Deutschland dargestellt (siehe Tabelle 23) (ZSW, 2019b). Diese liegen sogar etwas höher als die aktuellen Werte dieses Gutachtens, die für Österreich errechnet wurden.

Tabelle 23: Gegenüberstellung Stromgestehungskosten und jeweilige Einspeisevergütung/azW in Deutschland (Quelle: Adaptierte Darstellung von (ZSW, 2019a), um nur die Stromgestehungskosten darzustellen)

	Festvergütung				Direktvermarktung *			
[ct/kWh]	5 kW	30 kW	60 kW	100 kW	101 kW	250 kW	500 kW	750 kW FFA
Stromgestehungskosten Mittelwert	12,68	11,20	10,56	10,22	10,71	9,85	9,41	8,24

* Die Stromgestehungskosten beinhalten die Kosten der Direktvermarktung

Um eine Überförderung über alle Größenklassen zu vermeiden bzw. die Renditeerwartung in diesem Leistungssegment nicht zu hoch anzusetzen, wird der LCOE-Wert im Größensegment von 10 kW_p bis 20 kW_p nicht für die weitere Bestimmung der Höchstwerte der Ausschreibung berücksichtigt.

Es ergibt sich ein Mittelwert der berechneten LCOE-Werte von 80,4 €/MWh über alle Größenkategorien der Gebäudephotovoltaikanlagen hinweg (inkl. Einbezug von Eigenverbrauch). Diese Mittelung der LCOE-Werte führt auch zu einer weiteren Glättung der Eingangsgrößen-Varianz der Systempreise (vergleiche dazu Tabelle 18). Ein Aufschlag von 5% für die Festlegung des Ausschreibungshöchstwertes scheint Kostenunsicherheiten adäquat abzubilden. Diese ergeben sich durch Aufwendungen für Ausgleichsenergie, etwaig geringere Möglichkeiten eines Eigenverbrauchs des Photovoltaikstroms (im kleineren Leistungssegment), zusätzliche Risiken wie höhere Finanzierungskosten und administrative Kosten, die durch das Ausschreibungsregime entstehen (siehe auch (BMWi, 2015)). Der Aufschlag von 5% wird als angemessen erachtet, da alle entstehenden Kostenparameter in der LCOE-Betrachtung vollumfänglich berücksichtigt wurden.

*Die Gutachter*innen empfehlen einen 5-prozentigen Aufschlag auf den gemittelten Stromgestehungswert von 80,4 €/MWh als Höchstwert für die Photovoltaikausschreibung, was einem Wert von* **84,4 €/MWh** *entspricht.*

Obere Bandbreiten der Förderempfehlungen im Einklang mit aktuellen Marktdynamiken in Energie- und Rohstoffmärkten

Wie in Abschnitt 2.5 dieses Gutachtens erläutert, zeigt der Blick auf diesjährige Entwicklungen in Wirtschaft und Politik aktuell (Stand Anfang November 2021)

Preisanstiege bzw. Preisturbulenzen in Rohstoff- und Energiemärkten weltweit, die auch Auswirkung auf die heimische Inflation und Baukosten haben. Zur Indikation der Einflüsse und Konsequenzen auf die Förderempfehlungen hat das Gutachter*innen-Team im Zuge einer im Oktober und November 2021 durchgeführten Überarbeitung des vorliegenden Gutachtens die Auswirkungen der aktuellen Marktdynamiken auf die Stromgestehungskosten sowie die daraus resultierenden Förderempfehlungen analysiert und quantifiziert. Auf Basis der erhobenen Daten und den daraus resultierenden getroffenen Annahmen – siehe Abschnitt 2.5 hinsichtlich Details hierzu – erfolgte die ergänzende Angabe oberer Bandbreiten bei den Förderempfehlungen.

Im Fall der Photovoltaik resultieren **91,2 €/MWh als obere Bandbreite der gemittelten Stromgestehungskosten der Gebäudephotovoltaikanlagen** (inkl. Einbezug von Eigenverbrauch). Unter Berücksichtigung eines 5-prozentigen Aufschlags ergeben sich folglich **95,8 €/MWh als hiermit im Einklang stehender Höchstwert für die Photovoltaikausschreibung**.

Abschließend sei hier erwähnt, dass die nachfolgend vorgestellten Empfehlungen zur Abschlagsregelung für Photovoltaikanlagen auf Freiflächen von der beobachteten Marktdynamik unbeeinflusst bleiben. Analoges gilt für Empfehlungen zur Ausgestaltung von Investitionsförderungen, da hier dem Anstieg der Kosten ebenso ein Anstieg der Erlösseite gegenübersteht und die Vollkostenbetrachtung nur als einer von vielen Indikatoren zur Ausgestaltung der entsprechenden Förderempfehlungen anzusehen ist.

3.5.2 Abschlag für Photovoltaikanlagen auf Freiflächen

Das EAG (§ 33, § 56 Abs. 7) sieht für Photovoltaikanlagen auf Freiflächen einen Abschlag von 25% gemessen am Zuschlagswert sowohl in der Marktprämien- als auch Investitionsförderung vor. Die Höhe dieses Abschlages kann aber per VO geändert werden. Mit der Spezifizierung der Freifläche gemäß § 10 Abs. 1 Z 3 lit. c und § 56 Abs. 1 Z 3 ist ausreichend definiert, für welche Freiflächen ein Abschlag zur Anwendung kommen soll.

Für die VO zur Änderung des Abschlages für Photovoltaikfreiflächenanlagen werden in diesem Bericht die Kostenstrukturen dieser Anlagenkategorie untersucht. Dazu erfolgt die Ermittlung der Investitionskosten und der daraus berechneten Stromgestehungskosten für

Freiflächenanlagen auf Basis der von OeMAG und E-Control zur Verfügung gestellten Daten von Anlagenerrichter*innen bzw. -betreiber*innen sowie eigenen Erhebungen dazu (OeMAG, 2021g) (E-Control, 2021g) (AIT, 2021a).

In den Betrachtungen in Kapitel 3.3.2 wurde gezeigt, dass sowohl die Investitionskosten als auch die Betriebskosten für Freiflächenanlagen in einer ähnlichen Größenordnung wie jene für Gebäudeanlagen liegen.

Ein Förderabschlag für Freiflächenphotovoltaikanlagen von 25% ist weder aus der Analyse zu Investitions- und Betriebskostendaten (Kapitel 3.3.2) noch aus der Berechnung der Stromgestehungskosten (Kapitel 3.5.1) ableitbar. Bei Photovoltaikprojekten auf Freiflächen ohne 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.

Vergleich mit dem EEG 2021 in Deutschland

Als Vergleichsbasis für Österreich dient die aktuelle Regelung im EEG in Deutschland bzgl. Freiflächenphotovoltaik. Das deutsche Förderregime unterscheidet sich grundlegend zum festgesetzten Marktprämienmodell für Photovoltaik im österreichischen EAG.

Photovoltaik-Ausschreibungen in Deutschland werden in Ausschreibungen des ersten Segments (für bauliche Anlagen und Freiflächenanlagen ab 750 kW_p, EEG § 37 ff.) und Anlagen des zweiten Segments (Gebäudeanlagen und Anlagen an Lärmschutzwänden ab 300 bzw. 750 kW_p, EEG § 38c ff.) separiert.

Im EEG 2021 werden die Höchstpreise für die Ausschreibungen des ersten Segments (aktuell 5,9 ct/kWh) und des zweiten Segments (aktuell 9 ct/kWh) festgesetzt. Kleinere Photovoltaikanlagen erhalten fixe Einspeisevergütungen, wobei Anlagenbetreiber*innen von Anlagen über 100 kW_p eine administrative Marktprämie im Direktvermarktungsregime erhalten (ohne Ausschreibung) (siehe Tabelle 24).

Tabelle 24: Photovoltaikförderungen im EEG 2021 in Deutschland im Vergleich zum Förderregime nach ÖSG 2012 (und zukünftig EAG)

<table>
<tr><th>Anlagen-größe [kW_p]</th><th colspan="2">Einspeisevergütung/Marktprämie (azW)/Höchstwerte der Ausschreibung für Photovoltaikanlagen lt. EEG 2021 in Deutschland [ct/kWh]</th><th>Bisherige Einspeise-tarife 2021 für Photovoltaikanlagen lt. ÖSG 2012 [ct/kWh]</th><th>Neue Tarifförderung lt. EAG [ct/kWh]</th></tr>
<tr><td></td><td>Für Gebäudeanlagen</td><td>Für Freiflächen-anlagen</td><td>Für Gebäudeanlagen</td><td>Für Gebäudeanlagen (Abschlag für Freiflächenanlagen)</td></tr>
<tr><td>Bis 5</td><td rowspan="2">8,56 (Einspeisetarif)</td><td></td><td></td><td rowspan="2">/[47]</td></tr>
<tr><td>5-10</td><td rowspan="2">6,01 (Einspeisetarif)</td><td rowspan="4">7,06 (inkl. Investitionszuschuss von max. 250€/kW)</td></tr>
<tr><td>10-20</td><td>8,33 (Einspeisetarif)</td><td rowspan="6">Höchstwert Ausschreibung (Abschlag für Freiflächenanlagen)</td></tr>
<tr><td>40-100</td><td>6,62 (Einspeisetarif)</td></tr>
<tr><td>100-200</td><td rowspan="2">6,62 (Marktprämie, azW)</td><td rowspan="4">6,01 (Marktprämie, azW)</td></tr>
<tr><td>200-300</td><td></td></tr>
<tr><td>300-750</td><td>6,62 (Marktprämie für 50% des eingespeisten Stroms, azW) oder 9 (Höchstwert Ausschreibung)</td><td></td></tr>
<tr><td>>750</td><td>9 (Höchstwert Ausschreibung)</td><td>5,9 (Höchstwert Ausschreibung)</td><td></td></tr>
</table>

Photovoltaikanlagen an, auf oder in Gebäuden im Leistungssegment 300 kW_p bis 750 kW_p können entscheiden, an einer Ausschreibung teilzunehmen oder eine administrativ festgelegte, gleitende Marktprämie für 50% des eingespeisten Stroms zu erhalten. Ein Vergleich des EEG-Förderregimes in Deutschland mit der bisherigen Einspeisetarifen in Österreich sowie ein Ausblick auf das EAG werden in Tabelle 24 dargestellt.

In Bezug auf die Unterteilung in Gebäude- und Freiflächenanlagen ist ersichtlich, dass der Höchstwert der Ausschreibung für Freiflächenanlagen lt. EEG 2021 34% unter jenem Wert der Gebäudeanlagen liegt. Es ist anzumerken, dass das zweite Segment (Gebäudeanlagen und Anlagen an Lärmschutzwänden ab 300 bzw. 750 kW_p) mit einem jährlichen Ausschreibungsvolumen von 300 MW für 2021 und 2022 nur 16% des

[47] In diesem Leistungssegment werden laut § 56 EAG Investitionsförderungen vergeben (siehe Kapitel 3.5.3)

Ausschreibevolumens des ersten Segments (bauliche Anlagen und Freiflächenanlagen ab 750 kW_p) mit einem jährlichen Ausschreibungsvolumen von 1.850 MW darstellt.

Verglichen mit dem Marktprämienmodell für Photovoltaik im EAG ist einerseits hervorzuheben, dass das Instrument der Ausschreibung in Österreich bereits für Photovoltaikanlagen ab 10 kW_p, welche höhere spezifische Kosten aufweisen als jene Anlagen in der Größenkategorie über 750 kW_p in Deutschland, Anreizwirkung zeigen muss. Andererseits bedeutet die gemeinsame Ausschreibung für Freiflächen- und Gebäudeanlagen, dass der Lenkungseffekt in Bezug auf den Ausbau allein durch den Freiflächenabschlag und nicht zusätzlich durch die Ausschreibungsvolumina zu bewerkstelligen ist. Auch ist das höhere Risiko für Photovoltaikanlagen in der Direktvermarktung und der Wettbewerb in der Ausschreibung zu berücksichtigen.

Abgeleitet von den Kosten für Photovoltaikfreiflächenanlagen ist der Abschlag auf den Zuschlagwert (§ 33, § 56 Abs. 7 EAG) sowohl in der Marktprämien- als auch Investitionsförderung auf ein Minimum zu reduzieren.

*Die Gutachter*innen empfehlen eine jährliche Evaluierung der Ausschreibungsergebnisse, um die Höhe des Freiflächenabschlags an die vorgesehenen Zubaukorridore für Freiflächenphotovoltaik und Gebäudephotovoltaik anzupassen. Eine sich ändernde Kostenstruktur der Anlagen sollte in zukünftigen Werten der Förderungen berücksichtigt werden.*

3.5.3 Ausgestaltung der Photovoltaikinvestitionsförderungen und Förderhöhe

Für den Vorschlag der Förderhöhe für die Investitionsförderungen gilt es mehrere Kostenbeschränkungen zu beachten. Einerseits darf die Förderung nur maximal 30% der Investitionskosten der Photovoltaikanlage laut § 56 Abs. 7 des EAG ausmachen, wobei hier insbesondere darauf zu achten ist, dass nur förderfähige Kosten zu berücksichtigen sind (siehe § 11 Abs. 4 (PV-FRL, 2020)). Andererseits dürfen laut Art. 41, Abs. 6 lit. b Verordnung (EU) Nr. 651/2014 (Allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung AGVO) nur maximal 45% der umweltrelevanten Mehrkosten im Vergleich zu einer weniger umweltfreundlichen Energieerzeugungstechnologie auf Basis fossiler Energieträger gefördert werden. Die Förderung nach maximal 45% der umweltrelevanten Mehrkosten

gelten für Großunternehmen. Mittlere Unternehmen können maximal 55% und kleine Unternehmen/Private mit maximal 65% gefördert werden (Art. 41 Abs. 8 AGVO).

Tabelle 25 zeigt eine Aufstellung der beiden oben genannten Förderschranken für die vier Größenkategorien der Investitionsförderung. Zusätzlich zu den Systemkosten[48] werden Anschlussentgelte (förderbar bis 500 m) in die Gesamtinvestitionskosten eingepreist (Kosten laut Kapitel 2.3.2).

Tabelle 25: Berechnete Schranken der Investitionsförderung: 30% der Gesamtinvestitionskosten und 45% der umweltrelevanten Mehrkosten. Zusätzlich werden 55% und 65% der umweltrelevanten Mehrkosten ausgewiesen.

			Kategorie A	**Kategorie B**	**Kategorie C**	**Kategorie D**
			bis 10kW$_p$	10-20kW$_p$	20-100kW$_p$	100-1000kW$_p$
Photovoltaik	**Investitionskosten**	€/kW$_p$	1.406,46	1.132,32	905,73	831,76
	Anschlussentgelt bis 500m	€/kW$_p$	70,00	70,00	70,00	70,00
	Investitionskosten SUMME	€/kW$_p$	1.476,46	1.202,32	975,73	901,76
	30% der Investkosten	€/kW$_p$	**442,94**	**360,70**	**292,72**	**270,53**
weniger umweltfreundliche Vergleichs-technologie	**Investitionskosten**		477,00	477,00	424,50	231,50
	umweltrelevante Mehrkosten		999,46	725,32	551,23	670,26
	45% der umweltrelevanten Mehrkosten	€/kW	**449,76**	**326,39**	**248,05**	**301,62**
	55% der umweltrelevanten Mehrkosten	€/kW	549,70	398,93	303,18	368,64
	65% der umweltrelevanten Mehrkosten	€/kW	649,65	471,46	358,30	435,67

Um eine Aussage über den tatsächlichen Investitionsförderbedarf von Photovoltaikanlagen zu treffen, werden in einem nächsten Schritt zunächst Stromgestehungskosten auf Vollkostenbasis berechnet, wobei aber ein Investitionszuschuss den Systemkosten gegengerechnet wird. Der Investitionskostenzuschuss sollte dazu beitragen, das Stromgestehungskostenniveau in etwa auf Stromkosten am Strommarkt zu senken. Die Kostenstruktur basiert auf derselben Herangehensweise wie in Kapitel 3.5.1 beschrieben, wobei keine Erlöse aus HKN Berücksichtigung finden, da der Strom nicht notwendigerweise direktvermarktet werden muss. Für die Kategorien bis 20 kW$_p$ (Kategorie A und B) wurde davon ausgegangen, dass kein zusätzliches Netzzutrittsentgelt zu entrichten ist. Weiters wurde für alle Größenkategorien von einem geringeren WACC von 1% ausgegangen, um

[48] Für die Berechnung der Systemkosten werden abermals um insgesamt 20% gestutzte Mittelwerte je Größenkategorie herangezogen.

Renditeerwartungen vor allem von Anlagenbetreiber*innen kleinerer Photovoltaikanlagen abzubilden. Zudem wurde ein Eigenverbrauchsanteil von 30% für Photovoltaikanlagen bis 20 kW_p angesetzt. Für die Größenkategorie C (größer 20 kW_p bis 100 kW_p) wurde von einem Eigenverbrauch von 20% ausgegangen. Es wird für die Investitionsförderung angenommen, dass auch große Anlagen einen Eigenverbrauchsanteil von zumindest 10% aufweisen (siehe Kategorie D). Zudem wurde für die Berechnung der LCOE-Werte bereits der vorgeschlagene Investitionszuschuss von den gesamten Investitionskosten abgezogen. Tabelle 26 zeigt die Ergebnisse der Berechnung, wobei abermals in Orange die Stromgestehungskosten samt berücksichtigtem Eigenversorgungsanteil dargestellt sind.

Tabelle 26: Stromgestehungskosten für die Leistungskategorien der Investitionsförderung

Technologiefeld:		Photovoltaik K at A	Photovoltaik Kat B	Photovoltaik Kat C	Photovoltaik Kat D
Photovoltaik	Beispielfall:	Kleinstanlage (<10 kW)	Kleine Leistung (10-20 kW)	Mittlere Leistung (20-100 kW)	Große Leistung (100 kW-1 MW)
Anlagenspezifikation:					
Engpassleistung	MW	0,005	0,010	0,020	0,100
Stromerzeugung (netto)	MWh	5,25	10,50	21,00	105,00
Volllaststunden	h/a	1.050,00	1.050,00	1.050,00	1.050,00
Kostenparameter:					
Investitionskosten GESAMT	€/kW	1.214,15	994,95	838,10	806,34
		285€ Investzuschuss	230€ Investzuschuss	175€ Investzuschuss	150€ Investzuschuss
hiervon:					
PV-Anlage (Modul, WR, Installation)	€/kW	1.406,46	1.132,32	905,73	831,76
davon: Wechselrichter	€/kW	100,00	100,00	100,00	100,00
Netzanschluss	€/kW	70,00	70,00	85,00	105,00
Sonstiges	€/kW	22,69	22,63	22,37	19,58
Betriebskosten GESAMT (Pauschale)	€/MWh	14,99	12,14	10,71	9,57
hiervon explizit:					
Drehstromzählung	€/MWh	5,71	2,86	1,43	0,29
Finanzierungsbedingungen					
WACC Standard	%	**1,00%**	**1,00%**	**1,00%**	**1,00%**
Inflation	%	1,60%	1,60%	1,60%	1,60%
Mittlere Abschreibdauer (mAd)	a	20	20	20	20
Levelised Cost of Electricity					
$LCOE_{20\ ohne\ Anlagenrestwert}$	€/MWh	95,23	78,77	67,80	64,47
Levelised Cost of Electricity mit Eigenverbrauchsanteil	alle Werte in €/MWh				97500
angenommener Netzstrombezugspreis		129	129	107	69
LCOE bei Eigenverbrauch von 10 %	10%	91,47	73,19	63,45	**63,97**
LCOE bei Eigenverbrauch von 20 %	20%	86,78	66,22	**58,00**	63,34
LCOE bei Eigenverbrauch von 30 %	30%	**80,75**	**57,25**	51,00	62,53
LCOE bei Eigenverbrauch von 50 %	50%	61,45	28,55	28,61	59,94

Förderwerber*innen der Kategorie A erhalten den Investitionszuschuss nach dem first-come-first-served Prinzip, wobei Förderwerber*innen der anderen Kategorien abermals Gebote, analog zu einer Ausschreibung je €/kWp einzureichen haben und das pay-as-bid-Prinzip Anwendung findet. Dabei soll Kategorie A eine sehr niederschwellige Möglichkeit der Förderung für kleine Dachphotovoltaikanlagen bieten.

Trotz des relativ hohen Stromgestehungsniveaus der Kategorie A muss das differenzierte Fördervergabesystem hier Berücksichtigung finden. Der vorgeschlagene Investitionszuschuss ist bereits höher in Relation zu den anderen Größenkategorien angesetzt. Die bisherigen Investitionsförderungen wie beispielsweise nach ÖSG 2012, wurden gut angenommen. Insbesondere die in den Jahren 2020 und 2021 zusätzlich angebotene Förderung in Höhe von 14% durch Austria Wirtschaftsservice (AWS) zur Unterstützung der Wirtschaft nach der Coronakrise hat das Interesse an einer Realisierung einer Photovoltaikanlage bestärkt (aws, 2021).

Der vorgeschlagene Investitionszuschuss für die Kategorie A würde bisherigen Investitionsfördergegebenheiten der Photovoltaik, wie beispielsweise nach ÖSG 2012, inklusive eines Aufschlags von 14% entsprechen.

Für die Kategorien B, C und D wird eine Annäherung an das Strommarktpreisniveau erreicht (siehe Kapitel 2.1.3).

*Die Gutachter*innen empfehlen folgende Investitionszuschüsse in der Investitionsförderung:*
Kategorie A: 285 *€/kW$_p$*
Kategorie B: max. 230 €/kWp
Kategorie C: max. 175 €/kWp
Kategorie D: max. 150 €/kWp

3.5.4 Investitionsförderungen für innovative Photovoltaiksysteme

Um den Zuschlag von 30% auf den Investitionszuschuss für innovative Photovoltaikanlagen und gebäudeintegrierte Photovoltaikanlagen bewerten zu können, wurden die berechnete Schranken der Investitionsförderung aus Tabelle 25 sowie die empfohlenen Investitionszuschüsse aus Kapitel 3.5.3 für die Kategorien A, B, C und D herangezogen.

Die aus Tabelle 16 ermittelte Investitionskosten innovativer Photovoltaikanlagen weisen erhöhte Investitionskosten von mindestens 20% in Relation zu einer jeweiligen Vergleichsanlage auf. Tabelle 25 zeigt eine Aufstellung die Investitionskosten für die vier Größenkategorien der Investitionsförderung sowie deren Förderschranken. Auf Basis dieser Tabelle wird in Tabelle 27 die Berechnung für den 30%-Zuschlag auf den

Investitionszuschuss für innovative Photovoltaikanlagen und gebäudeintegrierte Photovoltaikanlagen dargestellt.

Tabelle 27: Berechnung für 30% Zuschlag auf den Investitionszuschuss für innovative Photovoltaikanlagen und gebäudeintegrierter Photovoltaikanlagen

			Kategorie A	Kategorie B	Kategorie C	Kategorie D
			bis 10kW$_p$	10-20kW$_p$	20-100kW$_p$	100-1000kW$_p$
innovative Photovoltaik	Investitionskosten SUMME	€/kW$_p$	1476,46	1202,32	975,73	901,76
	30% der Investkosten	€/kW$_p$	442,94	360,70	292,72	270,53
	Empfehlung für Investitionszuschuss	€/kW$_p$	285,00	230,00	175,00	150,00
	Investitionskosten innovative PV Beispielhaft +20% zu Vergleichssystem	**€/kW$_p$**	**1771,75**	**1442,78**	**1170,88**	**1082,11**
	30% der Investkosten innovative PV-Anlage	€/kW$_p$	531,53	432,84	351,26	324,63
	Investitionszuschuss inkl. 30% Innovationszuschlag	**€/kW$_p$**	**370,50**	**299,00**	**227,50**	**195,00**
weniger umweltfreundliche Vergleichs-technologie	Kosten Vergleichstechnologie	€/kW	477,00	477,00	424,50	231,50
	umweltrelevante Mehrkosten	€/kW	1294,75	965,78	746,38	850,61
	45% der umweltrelevanten Mehrkosten	€/kW	582,64	434,60	335,87	382,78
	55% der umweltrelevanten Mehrkosten	€/kW	712,11	531,18	410,51	467,84
	65% der umweltrelevanten Mehrkosten	€/kW	841,59	627,76	485,14	552,90

Für innovative Photovoltaikanlagen und gebäudeintegrierte Photovoltaikanlagen mit 20% Mehrkosten und darüber kann ein Zuschlag auf die Investitionsförderung von 30% in allen Anlagenkategorien A, B, C und D gewährt werden.

*Das Gutachter*innen-Team empfiehlt für innovative Photovoltaikanlagen und gebäudeintegrierte Photovoltaikanlagen nach der dargestellten Kategorisierung den Zuschlag von 30% auf den Investitionszuschuss der jeweiligen Leistungsgröße für alle Anlagen in diesem Bereich anzusetzen.*

3.6 Investitionsförderungen für Photovoltaik-Stromspeicher

Das EAG sieht laut § 56 Abs. 2 zusätzliche Investitionszuschüsse für Stromspeicher bis zu einer Speicherkapazität von 50 kWh vor, wenn diese mindestens 0,5 kWh/kW$_p$ installierter Photovoltaikleistung aufweisen. Dabei werden die Investitionszuschüsse, analog zur Kategorie A der Photovoltaikanlagen, als fixe Fördersätze per Verordnung (§ 58 EAG) pro kWh und nach Einlagen bei der Förderstelle gereiht vergeben.

Im folgenden Kapitel wird die historische Entwicklung der Investitionsförderung nach ÖSG 2012 für Photovoltaik-Stromspeicher umrissen und Daten zu Investitionskosten und zur Steigerung der Eigenverbrauchsquote dargestellt. Die Daten der Investitionskosten stammen aus der OeMAG Datenbank (OeMAG, 2021k) ab 2018 und umfassen somit nicht alle in Österreich installierten Photovoltaik-Stromspeichersyteme, sondern nur die nach ÖSG 2012 geförderten Stromspeicher. Darauffolgend werden Empfehlungen zur künftigen Investitionsförderung nach EAG gegeben. Dabei gilt es zu beachten, dass sich ändernde Kostenstrukturen für Photovoltaik-Stromspeicher im Rahmen zukünftiger Gutachten im Detail erhoben und berücksichtigt werden müssen.

Historische Entwicklung Förderung

Die Investitionsförderung für Photovoltaik-Stromspeicher wurde in der ÖSG 2012 Novelle 2017 beschlossen. Es wurden Speicherkapazitäten bezogen auf die Photovoltaikleistung im Ausmaß von mindestens 0,5 kWh/kW$_p$ bis zu maximal 10 kWh/kW$_p$ gefördert. Der Investitionszuschuss betrug maximal 500 €/kWh.

In der Novelle 2019 des ÖSG 2012 wurde der Investitionszuschuss auf maximal 200 €/kWh abgesenkt und die förderbare Speicherkapazität mit 50 kWh begrenzt. Die Anlage musste weiterhin über eine Speicherkapazität im Ausmaß von mindestens 0,5 kWh/kW$_p$ installierter Photovoltaikleistung verfügen.

Daten zu Investitionskosten

Als Datenbasis für die folgenden Berechnungen dient die Auswertung der Photovoltaik-Stromspeicher-Daten der OeMAG-Datenbank mit insgesamt 4.933 Datenpunkten ab dem Jahr 2018 (OeMAG, 2021k). Abbildung 23 zeigt die spezifischen Investitionskosten bezogen auf die Speicherkapazität, wobei die schwarze Linie eine Potenz-Trendlinie abbildet. Es ist ersichtlich, dass Stromspeicher mit kleineren Speicherkapazitäten signifikant teurer in der Anschaffung je Kilowattstunde Speicherkapazität sind. In den dargestellten Investitionskosten sind – mit Ausnahme von Spezialfällen – die Batteriekapazität, die Leistungselektronik als auch die Installation enthalten. Spezialfälle können z.B. die Erweiterung der Anlage oder Abgrenzungsprobleme, wenn neue Photovoltaikanlagen in Kombination mit einem Stromspeicher errichtet werden, sein.

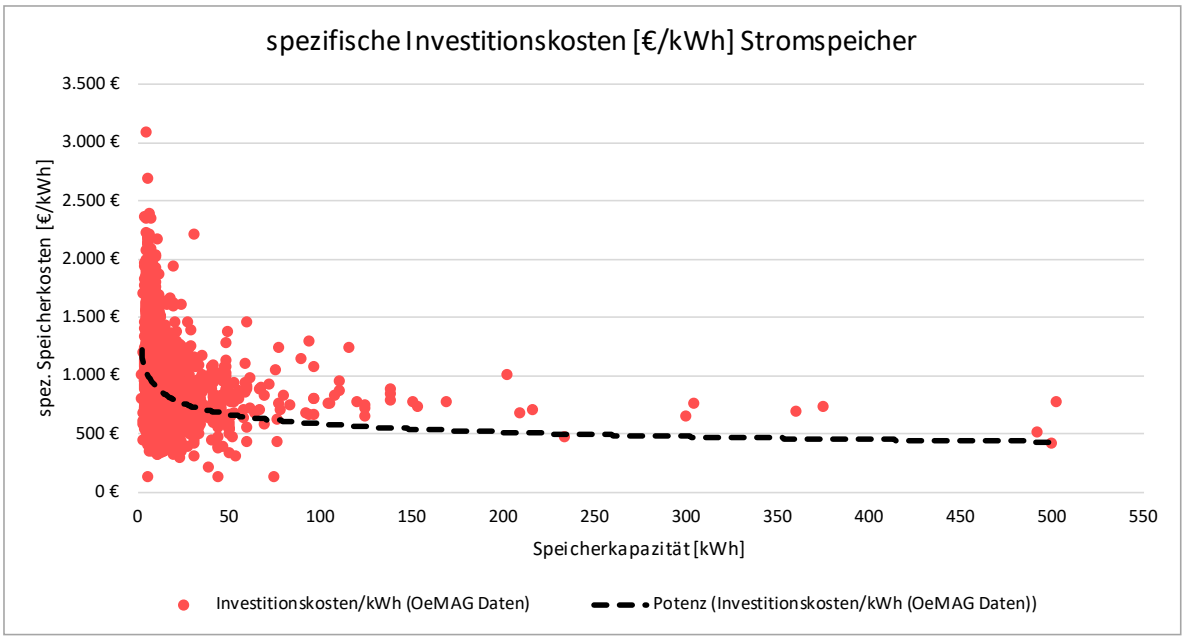


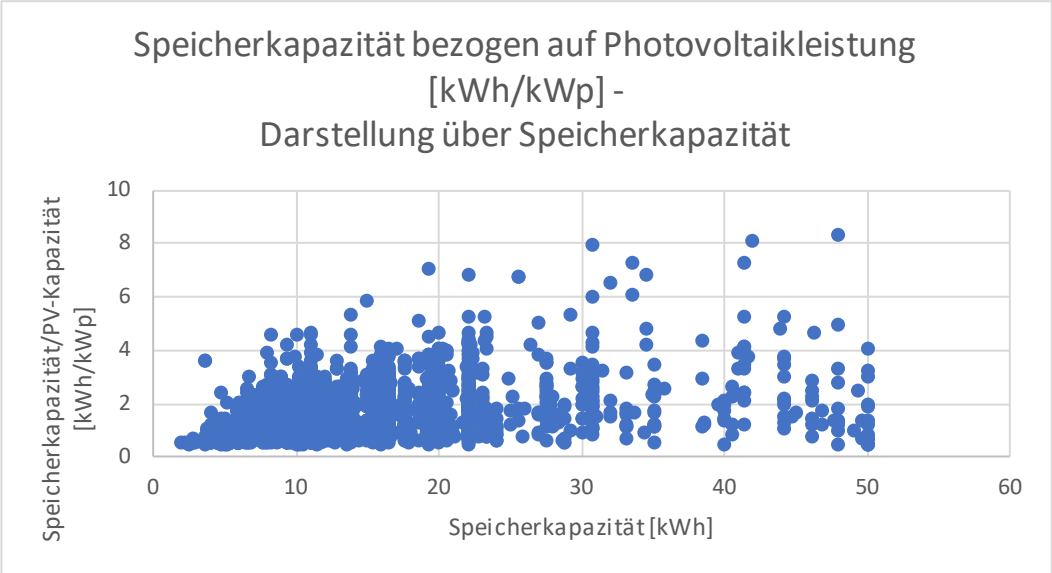
Abbildung 23: Spezifische Investitionskosten von Stromspeichern (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021k))

Die Auswertung der um 20% gestutzten Mittelwerte der spezifischen Investitionskosten verschiedener Größenordnungen ist in Tabelle 28 dargestellt.

Tabelle 28: Spezifische Investitionskosten Stromspeicher: Gestutzter Mittelwert (insgesamt 20%)

Spezifische Investitionskosten Stromspeicher	
0 bis 10 kWh	1.031,71 €
>10 bis 50 kWh	821,33 €
>50 kWh	779,27 €

Die Auswertungen der installierten Speicherkapazität bezogen auf die installierte Photovoltaikleistung für die Daten bis 50 kWh Speicherkapazität ist in Abbildung 24 a) und Abbildung 24 b) dargestellt. Dabei zeigt Abbildung 24 a) eine breite Streuung der Stromspeichergröße bis zu der in etwa 8-fachen Kapazität der zugehörigen Photovoltaikanlage. Abbildung 24 b) zeigt abnehmende Stromspeicherkapazitäten bei steigender Photovoltaikanlagenleistung, was unter anderem auch auf die maximale Stromspeicherförderung bis 50 kWh zurückzuführen ist.



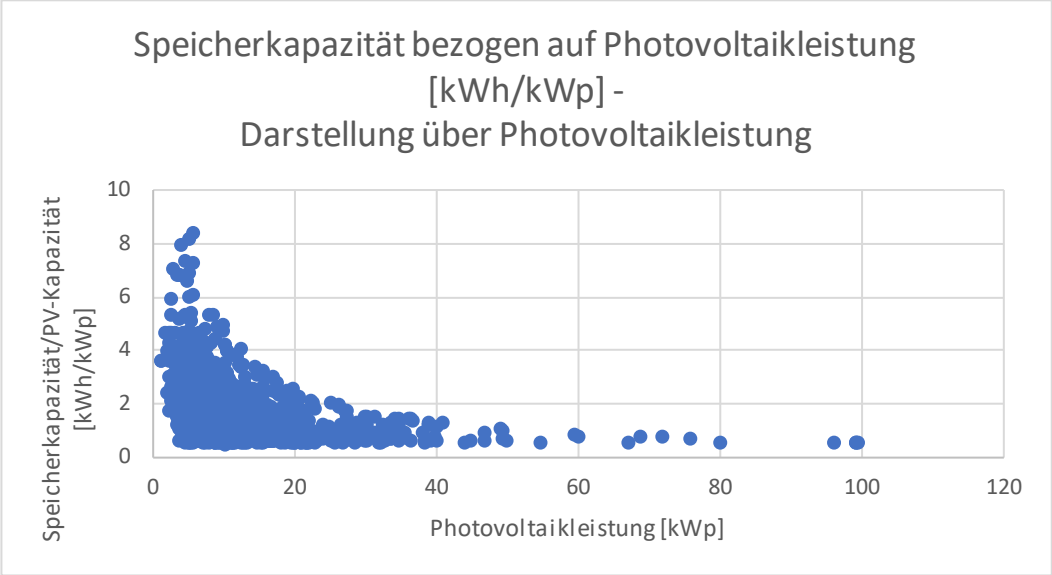


Abbildung 24: Speicherkapazität bezogen auf Photovoltaikleistung a) (oben) aufgetragen über die Stromspeicherkapazität, b) (unten) aufgetragen über die Photovoltaikleistung

Sowohl für die Datenauswertung der Speicherkapazität bezogen auf die Photovoltaik-Engpassleistung bis 50 kWh für die Daten ab 2018 und jene ab 2020 liegt der um 20% gestutzte Mittelwert bei 1,5 (siehe Tabelle 29). Die Häufigkeiten unterschiedlicher Speicherkapazität zu Photovoltaikleistung-Verhältnisse sind zusätzlich für alle Daten ab 2018 in Abbildung 25 dargestellt. Aufgrund der Häufigkeiten wird für die weiteren Berechnungen angenommen, dass ein Speicher mit **1,5-facher Speicherkapazität gegenüber der Photovoltaikleistung** installiert wird.

Tabelle 29: Speicherkapazität bezogen auf Photovoltaik-Kapazität. Auswertung der gesamten Daten bis 50 kWh ab 2018 und getrennt der Daten ab 2020 (OeMAG, 2021k)

Speicherkapazität bezogen auf PV-Leistung [kWh/kWp]		
	Anzahl (Jahr 2018 bis jetzt)	Anzahl (Jahr 2020 bis jetzt)
Werte zwischen 0,5 und 1	968	760
Werte zwischen 1 und 1,5	1.568	1.264
Werte zwischen 1,5 und 2	1.239	968
Werte zwischen 2 und 2,5	655	518
Werte zwischen 2,5 und 3	227	184
Werte zwischen 3 und 3,5	79	64
Werte zwischen 3,5 und 4	49	34
Werte zwischen 4 und 4,5	37	31
Werte zwischen 4,5 und 5	14	12
Werte zwischen 5 und 5,5	8	6
Werte zwischen 5,5 und 6	2	1
Werte zwischen 6 und 6,5	1	0
Werte zwischen 6,5 und 7	5	4
Werte zwischen 7 und 7,5	3	1
Werte zwischen 7,5 und 8	1	1
Werte zwischen 8 und 8,5	2	1

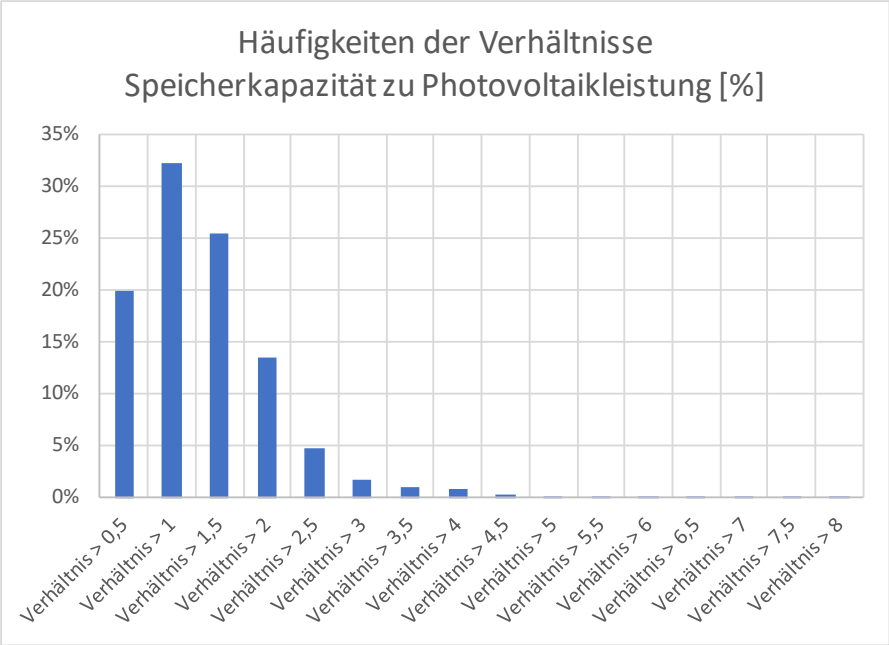


Abbildung 25: Histogramm der Stromspeicherkapazität zur Photovoltaikleistung aller Daten bis 50 kWh ab 2018 (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021k))

Eigenverbrauchserhöhung

Für eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von Photovoltaik-Stromspeichern sind die Kosten aus der Speicherinvestition den „Einnahmen“, also Stromkostenersparnissen, durch vermehrten Eigenverbrauch des produzierten Photovoltaikstroms gegenüber zu stellen. Eine Stromspeicherinvestition kann dann als sinnvoll betrachtet werden, wenn die Stromersparnisse durch Eigenverbrauch die Investitionskosten über den gesamten betrachteten Zeitraum übersteigen. Dabei kann eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung eine der Grundlagen für eine Förderentscheidung darstellen.

Für die folgenden Berechnungen wurde eine **Anlagenlaufzeit von 20 Jahren** (in etwa 5.000 Ladezyklen) angenommen (Angenendt, Zurmühlen, Mir-Montazeri, Magnor, & Sauer, 2016). Die Anlagenlaufzeit hängt signifikant von der Stromspeichertechnologie, den tatsächlichen Ladezyklen und weiteren Parametern ab und kann auch unter 20 Jahre betragen. Zusätzlich wird davon ausgegangen, dass sich der **Eigenverbrauch** gegenüber reiner Photovoltaikerzeugung ohne Stromspeicher **um etwa 20% bis maximal 40% erhöht** (Nyholm, Goop, Odenberger, & Johnsson, 2016) (Weniger, Bergner, Tjaden, & Quaschnig, 2014) (Luthander, Widén, Nilsson, & Palm, 2015). Als Netzstrombezugspreis der Anlagenbetreiber*innen wurden Werte analog zur generellen Vorgehensweise in diesem Gutachten herangezogen (vgl. Kapitel „Opportunitätserlöse durch Eigenverbrauch“).

Empfehlungen zur Förderung

Nach § 56 Abs. 7 EAG und in Vereinbarkeit mit Art. 41 Allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung (AGVO) dürfen Stromspeicher mit maximal 30% des unmittelbar für die Errichtung oder Erweiterung erforderlichen Investitionsvolumens gefördert werden. Da der Stromspeicher als getrennte Investition ermittelt werden kann, sind die Gesamtinvestitionskosten die beihilfefähigen Kosten (siehe Art. 41 Abs. 6 lit. a AGVO und (PV-FRL, 2020)). Es muss keine Referenzanlage bezüglich der umweltrelevanten Mehrkosten ermittelt werden, wodurch die Förderschranke der 45% der umweltrelevanten Mehrkosten stets über jener der 30% des Investitionsvolumens zu liegen kommt.

Die folgende Tabelle 30 stellt beispielhaft die Förderschranke von maximal 30% der förderbaren Investitionskosten für verschiedene Speicherkapazitäten und Investitionskosten gemäß Tabelle 28 dar. Dabei dürfen nach § 56 Abs. 2 EAG BNR Speicherkapazitäten bis maximal 50 kWh gefördert werden.

Tabelle 30: 30% der förderbaren Investitionskosten für Photovoltaik-Stromspeicher

			bis 10kWh	>10-50kWh	50kWh
Speicher	**Investitionskosten**	€/kWh	1.031,71	821,33	779,27
	30% der Investkosten	€/kWh	**309,51**	**246,40**	**233,78**

Analog zur Empfehlung des Photovoltaik-Investitionszuschusses wird für Photovoltaik-Stromspeicher eine Berechnung der Vollkosten durchgeführt, um die Förderempfehlung neben der beihilferechtlichen Grundlage zu stützen. Dabei wird ebenso ein verminderter WACC von 1% angesetzt, um vor allem die Renditeerwartungen von Anlagenbetreiber*innen kleinerer Photovoltaikanlagen abzubilden. Die Investitionskosten werden analog zur Datenauswertung in Tabelle 28 angenommen und die Speicherkapazität in kWh mit der 1,5-fachen Photovoltaikleistung in kW_p angesetzt. Die Speicherinvestitionskosten werden für die drei beispielhaften Anlagen in Tabelle 31 durch den inflationsbehafteten Annuitätenfaktor auf jährliche Renten aufgeteilt (gelb markiert). Die Speicherinvestition gilt als sinnvoll, wenn die jährlich ersparten Stromkosten (durch vermehrten Eigenverbrauch, siehe Grün) die Annuität der Speicherinvestition übersteigen. Dies kann innerhalb des dargestellten zusätzlichen Eigenverbrauchs bei einem Investitionszuschuss von 200 €/kWh in etwa erwirtschaftet werden.

Tabelle 31: Vollkostenbetrachtung für beispielhafte Anlagen der Photovoltaik-Speicher-Investitionsförderung

Technologiefeld:		Beispiel 1	Beispiel 2	Beispiel 3
PV-Stromspeicher	Beispielfall:	bis 10kWh	>10-50kWh	50kWh
Anlagenspezifikation:				
Photovoltaikleistung	MWp	0,005	0,010	0,033
Stromerzeugung (netto)	MWh	5,25	10,50	35,00
Volllaststunden	h/a	1.050,00	1.050,00	1.050,00
Speicherkapazität	MWh	0,01	0,02	0,05
Investitionskosten Speicher GESAMT	€/kWh	1.031,71	821,33	779,27
Investitionskosten Speicher GESAMT inkl. 200€ Investzuschuss	€/kWh	831,71	621,33	579,27
		200€ Investzuschuss	200€ Investzuschuss	200€ Investzuschuss
Finanzierungsbedingungen				
WACC Standard	%	**1,00%**	**1,00%**	**1,00%**
Inflation	%	1,60%	1,60%	1,60%
Mittlere Abschreibdauer (mAd)	a	20	20	20
Annuitätenfaktor		0,06	0,06	0,06
Annuitätenfaktor (Inflation berücksichtigt)		0,05	0,05	0,05
Annuität (jährliche Kosten für Speicher)	€/a	363,35	578,52	1.829,64
Annuität mit Investzuschuss		**292,91**	**437,64**	**1.360,06**
jährl. Stromkostenersparnis (€/a):				
angenommener Netzstrombezugspreis	€/MWh	129	129	107
20% zusätzlicher Eigenverbrauch	20%	135,45	270,90	749,00
30% zusätzlicher Eigenverbrauch	30%	203,18	406,35	1.123,50
40% zusätzlicher Eigenverbrauch	40%	270,90	541,80	1.498,00

Die beihilferechtliche Investitionsförderschranke der 30% des Investitionsvolumens kommt für durchschnittliche Photovoltaik-Stromspeicherkosten vor allem im größeren Kapazitätsspektrum bereits knapp an dem bisherigen Investitionsfördersatz von 200 €/kWh zu liegen. Zudem zeigt die unterstützende Wirtschaftlichkeitsbewertung, dass durch diesen Fördersatz und bei einer starken Steigerung des Eigenverbrauchs um 30% bis 40% die Investition in einen Stromspeicher insbesondere für größere Kapazitäten sinnhaft ist.

*Die Gutachter*innen empfehlen auf Basis der beihilfenrechtlichen Investitionsschranke (*Tabelle 29*) und der unterstützenden Betrachtung der Vollkosten (*Tabelle 30*) als auch basierend auf der bisherigen Förderpraxis eine Investitionsförderung für Photovoltaik-Stromspeicher von 200 €/kWh.*

4 Windenergie

4.1 Historische Marktentwicklung

In diesem Abschnitt wird in kompakter Form die historische Marktentwicklung der Windenergie in Österreich aufgezeigt. Dies umfasst einerseits den Blick auf bis dato gewährte Förderanreize sowie andererseits die Darstellung und Diskussion des damit angereizten Ausbaus.

Mit Inkrafttreten des ÖSG im Jahr 2003 wurde die Abnahme von Ökostrom erstmals bundesweit einheitlich geregelt. Es bestand hierbei eine mengenmäßig unbegrenzte Abnahmepflicht für Strom sowohl aus Windkraftanlagen als auch aus anderen erneuerbaren Energiequellen – nur jene für Photovoltaik war limitiert. Wie in Abbildung 46 ersichtlich, wurden anfangs mit der Einspeisetarif-VO vom 20.12.2002 Einspeisetarife in Höhe von 78 €/MWh für neu errichte WKA für die ersten 13 Betriebsjahre gewährt, was eine erste massive Ausbauwelle der Windenergie in Österreich bedingte. Demgemäß stieg die kumulierte installierte Leistung der geförderten WKA von 395 MW im Jahr 2003 auf 954 MW bis zum Jahr 2006 an.

Dieser Ausbau kam im Jahr 2006 beinahe zum Erliegen, da die Novellierung des ÖSG im Jahr 2006 einerseits die Abnahmepflicht für neu in Betrieb gehende Anlagen stark begrenzte – so erfolgte u.a. eine Deckelung auf Basis technologiespezifischer Unterstützungsvolumina (für Windkraft 5,1 Mio. € p.a.) und eine Kürzung der Kontrahierungsdauer auf 11,25 Jahre. Zudem wurden speziell für Windenergie auch die Förderanreize auf Tarifebene massiv gesenkt. So betrug der im Jahr 2006 gültige Einspeisetarif für neue WKA nur mehr 53,5 €/MWh.

In den Folgejahren trat eine Stagnation im Bereich der Marktentwicklung ein, welche erst nach weiteren Novellierungen der gesetzlichen Regeln und einem Anheben der Vergütungshöhen behoben werden konnte. Aufgrund der ÖSG-Novelle vom 8.8.2008 sowie des für das Jahr 2010 verordneten Einspeisetarifs in Höhe von 97 €/MWh kam der weitere Ausbau der Windenergie wieder ins Rollen.

Eine perspektivische Verbesserung der Marktsituation für WKA trat mit dem am 29.7.2011 verlautbarten ÖSG 2012 ein. Dieses Gesetz (zusammen mit mehreren Novellierungen –

zuletzt vom 22.10.2019) bildet bis dato die Grundlage für die Ökostromförderung in Österreich. Die Kombination an klar formulierten Ausbauzielen und lukrativen Einspeisetarifen regte eine prosperierende Marktentwicklung auf dem Gebiet der Windenergie an – so stieg die kumulierte installierte WKA-Leistung von 1.056 MW im Jahr 2010 auf 2.349 MW im Jahr 2015 an. Die im Jahr 2006 eingeführte Deckelung der kontrahierbaren Volumina blieb zwar aufrecht, es wurden aber die Unterstützungsvolumina substantiell angehoben, was den obig skizzierten rasanten Ausbau der Windkraft erlaubte. In diesem Kontext sei erwähnt, dass mit den ÖSG Novellen 2011 und 2017 jeweils einmalig ein zusätzliches Unterstützungsvolumen für Wind gewährt wurde, wodurch Warteschlangen abgebaut werden konnten.

In der jüngsten Vergangenheit war eine gewisse Marktstagnation zu beobachten, welche vermutlich der Deckelung geschuldet ist. In den Jahren 2017 bis 2019 wurden zusätzliche Förderkontingente[49] vergeben, die zum Abbau der bestehen Warteschlange genehmigter WKA bis 2024 beitragen werden.

Eine Übersicht zur historischen Marktentwicklung der Windenergie in Österreich im Zeitraum 2003 bis 2020 bietet Abbildung 26. Konkret zeigt diese Grafik nebst der kumulierten installierten Leistung aller WKA unter OeMAG-Vertrag[50] auch die jeweilig für Neuanlagen für eine Förderdauer von 13 Jahren gültige Einspeisevergütung. Die Tarife der jeweiligen Jahre sind jedoch im Regelfall nicht jene, zu denen die in dem jeweiligen Jahr in Betrieb genommenen Anlagen kontrahiert wurden – denn hier galt lange der Einspeisetarif zum Zeitpunkt der Antragstellung als ausschlaggebend.[51]

---

[49] Hierin enthalten sind beispielsweise auch das Vorziehen von für 2021 vorgesehenen Mitteln im Zuge der ÖSG Novelle 2019.

[50] In Abbildung 25 sind somit nur jene WKA erfasst, die im jeweils betrachteten Jahr in den Genuss einer Einspeisevergütung kamen. Da die Förderdauer gemäß ÖSG auf die ersten 13 Betriebsjahre beschränkt war, endete für einige Anlagenbetreiber*innen der Förderkontrakt in den vergangenen Jahren. Die WKA blieben jedoch im Regelfall noch in Betrieb. Dies veranschaulicht ein Blick auf das Jahr 2019: Gemäß Abbildung 25 standen WKA mit einer kumulierten Leistung von 2.548 MW unter OeMAG-Vertrag, während die kumulierte installierte Leistung aller WKA in Österreich im selben Jahr 3.208 MW betrug, vgl. (E-Control, 2020).

[51] Demgemäß kamen für die in den Jahren 2012 bis 2014 in Betrieb genommenen Anlagen im Regelfall die vergleichsweise hohen Tarife aus den Jahren 2010 und 2011 zur Anwendung. Allgemein betrachtet zeigt sich somit ein zeitlicher Versatz zwischen der Förderhöhe und dem damit angereizten Windkraftausbau.

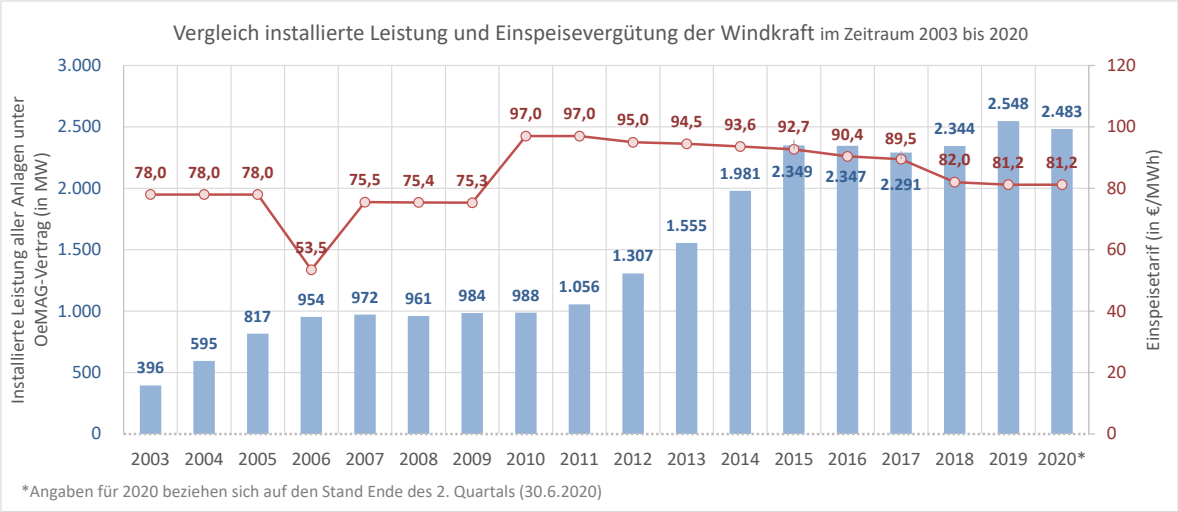


Abbildung 26: Gegenüberstellung installierte Leistung der Anlagen unter OeMAG-Kontrahierung und für Neuanlagen jeweilig gültige Einspeisevergütung der Windenergie (2003-2020) (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2021f) (E-Control, 2020))

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.

4.2 Zukunftsperspektive – EAG Ziele

Die Ausbauziele laut § 4 Abs. 4 des EAG sehen ausgehend von der Stromproduktion des Jahres 2019 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.

4.3 Daten zu Investitions- und Betriebskosten

Fundierte Annahmen zu Betriebs- und Investitionskosten künftiger WKA zur Bestimmung der erforderlichen Förderhöhen sind von essentieller Bedeutung für die Güte der entsprechenden Empfehlungen. Basis für die im Rahmen dieses Gutachtens erstellten

Berechnungen der erforderlichen azW bildeten Daten aus einer seitens der Regulierungsbehörde E-Control durchgeführten umfangreichen Erhebung unter Ökostromanlagenbetreiber*innen (E-Control, 2019a) sowie Informationen zur Energieproduktion seitens der Ökostromabwicklungsstelle (OeMAG, 2021j). Zunächst erfolgte hierbei in Analogie zur Vorgehensweise bei anderen Technologiefeldern eine Bereinigung der Quellen um die jeweils oberen und unteren 10% der Werte. Die im Folgenden dargestellten Investitions- und Betriebskosten beziehen sich auf die nach dieser Bereinigung verbleibenden Anlagen.

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

4.3.1 Investitionskosten

Die Investitionskosten von WKA werden nachfolgend zwecks vereinfachter Vergleichbarkeit in spezifischer Form dargestellt. Konkret wurden hierfür die Investitionskosten einer WKA bzw. eines Windparks auf die elektrische Leistung (Generatorleistung) bezogen. Dem Gutachter*innen-Team ist bewusst, dass branchenüblich auch die Relation zum Energieertrag, also zur Jahresstromproduktion, ist. Aufgrund gewisser Unsicherheiten hinsichtlich der Güte der Informationen zum Energieertrag, welche im Zuge der Betreiberdatenerhebung bereitgestellt wurden, wird aber hiervon Abstand genommen.[52]

[52] Aus Sicht der Gutachter*innen erschien beispielsweise unklar, ob sich die im Zuge der Betreiberdatenerhebung getätigten Angaben zum Energieertrag im Falle der Inbetriebnahme im selben Jahr auf das verbliebene Rumpfjahr bezogen oder ob diese etwa das Regelarbeitsvermögen beschrieben.

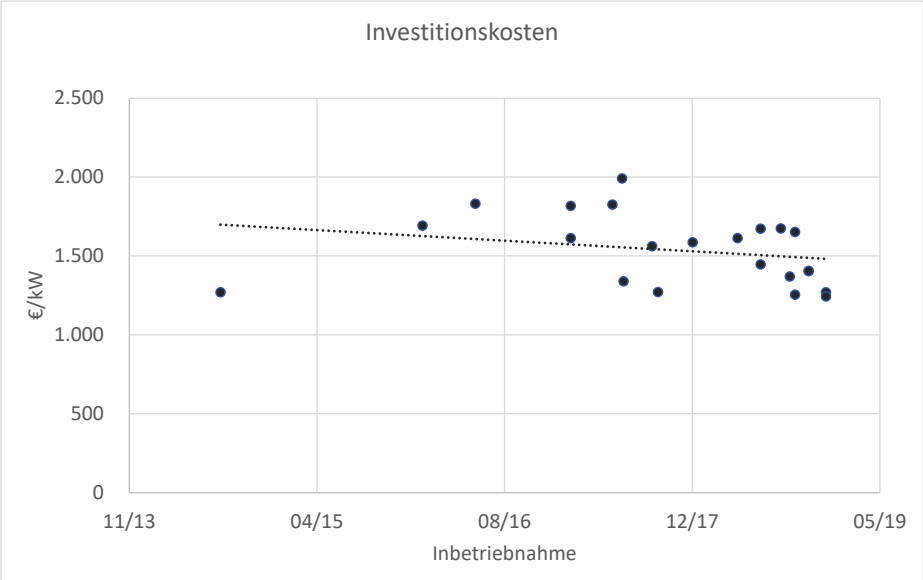


Abbildung 27: Investitionskosten von Windkraftanlagen in Abhängigkeit vom Jahr der Inbetriebnahme (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a))

Abbildung 27 veranschaulicht die Abhängigkeit der spezifischen Investitionskosten vom Jahr der Inbetriebnahme. Demgemäß ist ein degressiver Trend erkennbar. Daraus folgernd wurden für die Ermittlung repräsentativer Werte[53] lediglich Daten von im Jahr 2018 in Betrieb genommenen Anlagen herangezogen. Dies wird anhand von Abbildung 28 verdeutlicht, worin in der Grafik zur Linken alle Datenpunkte (nach Bereinigung) Eingang fanden, während in der Grafik zur Rechten lediglich 2018er WKA berücksichtigt wurden. Es resultieren unter Berücksichtigung aller (eingangs bereinigten) Datenpunkte mittlere Investitionskosten in Höhe von 1.552 €/kW, während der Blick auf 2018 in Betrieb genommene WKA mittlere Investitionskosten von 1.507 €/kW offenbart. Letztere wurden als repräsentativ angesehen und fanden Eingang in die weiterführenden Berechnungen.

[53] Diese bildeten die Grundlage für nachfolgende LCOE- und azW Berechnungen.

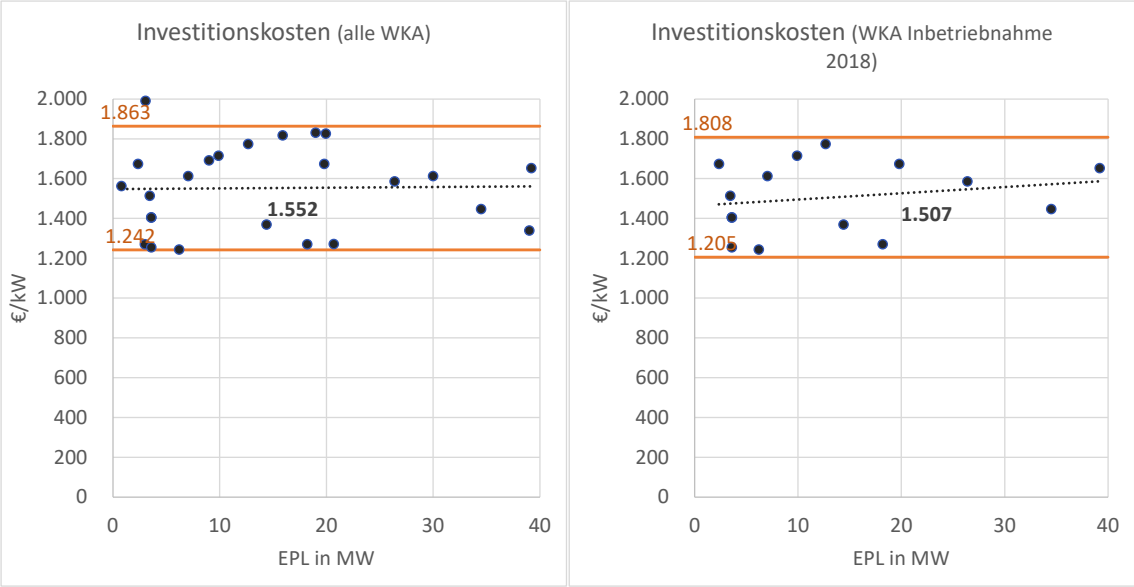


Abbildung 28: Investitionskosten von Windkraftanlagen – unter Berücksichtigung aller Datenpunkte nach Bereinigung um die oberen und unteren 10% (links) sowie daraus die 2018 in Betrieb genommenen Anlagen (rechts). Die Linien zeigen die Ergebnisse der Analyse: schwarze Linie: gestutzter Mittelwert (20%) aller Daten (links) bzw. Mittelwert aus den nach Bereinigung zur Verfügung stehenden Anlagen, die 2018 in Betrieb gingen (rechts); Orange Linien: Auf- bzw. Abschlag von 20% auf das (gestutzte) Mittel (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a))

Für die Berechnung der azWs wurden dann die Netzkosten wie in Kapitel 2.3 beschrieben konsistent über alle Technologien und unter Berücksichtigung der neuesten Kostenentwicklungen und Netztarifierung hinzugefügt, wobei sich für WKA ein pauschalierter Aufschlag von im Mittel 150 €/kW ergab. Um eine Doppelzählung der Netzkosten zu vermeiden, mussten in weiterer Folge die Investitionskosten der WKA um die von den Betreiber*innen angegebenen Netzkosten reduziert werden – diese betrugen durchschnittlich 137 €/kW (E-Control, 2019a). Es resultieren somit **mittlere repräsentative Investitionskosten in Höhe von 1.520 €/kW**.

Windkraftanlagen werden seitens der Hersteller*innen in zahlreichen Designvariationen angeboten. Je nach Standort und unter Berücksichtigung standortspezifischer Restriktionen erscheint den Projektentwickler*innen eine Ausführung mit im Verhältnis zum Mittel großem/kleinem Rotor, großem/kleinem Generator oder großer/kleiner Höhe des Turms, der sogenannten Nabenhöhe, passend. Dies hat sowohl Einfluss auf die Investitionskosten, als auch auf die resultierenden Stromgestehungskosten (LCOE). Auf Basis von Herstellerangaben und unter Berücksichtigung von Literaturangaben wurden diese Einflussfaktoren systematisch erfasst. Das Ergebnis dieser Recherche zeigt Tabelle 32. Die ermittelten Zusammenhänge fanden Eingang in die weiterführenden Berechnungen und in die in Folge dargelegten Förderempfehlungen.

Tabelle 32: Repräsentative Aufschlüsselung der Kostenparameter einer Windkraftanlage (Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Hersteller*innenangaben sowie von (Wallasch A. et al., 2019))

Kostenparameter Windkraftanlage

Einfluss Nabenhöhe (NH) (gemäß Herstellerangaben (Listenpreise, netto)

WKA-Type: Generator: 3,5 MW; Rotordurchmesser: 136m

Vergleich des Anlagenpreises in Abhängigkeit der Nabenhöhe

Nabenhöhe (in m)	112	132	149	
WKA-Preis (in €)	xxx	xxx	xxx	
		Delta (NH132 vs NH112)	Delta (NH149 vs NH132)	Delta (NH149 vs NH112)
Höhendifferenz (bezogen auf NH)		20	17	37
Preisdifferenz (zu WKA mit kleinster NH)		€ 250.000	€ 300.000	€ 550.000
Preisanstieg je m Höhendifferenz		€ 12.500	€ 17.647	€ 14.865
Spezifischer Preisanstieg je kW und m Höhendifferenz		€ 3,6	€ 5,1	€ 4,3

Fazit: Der Preisunterschied **je m Höhendifferenz** (der Nabenhöhe) liegt bei ca. **€ 15.000 für die betrachtete WKA**, **spezifisch je kW** resultiert folglich ein Preisunterschied von ca **€ 3,6 bis 5,1/kW**.

Einfluss Rotordurchmesser (RD) (gemäß Herstellerangaben (Listenpreise, netto)

WKA-Type: Generator: 3,5 MW

Vergleich des Anlagenpreises in Abhängigkeit des Rotordurchmessers (und der Nabenhöhe)

Rotordurchmesser (in m)	112	126	136
Nabenhöhe (in m)	140	137	132
WKA-Preis (in €)	xxx	xxx	xxx

Vergleich des Anlagenpreises in Abhängigkeit des Rotordurchmessers

Anmerkung: Der Einfluss der Nabenhöhe wird eliminiert mittels Korrekturrechnung auf Basis obig ermittelter Zusammenhänge hinsichtlich des Einflusses der Nabenhöhe.

Rotordurchmesser (in m)	112	126	136	
Nabenhöhe (in m)	140	140	140	
WKA-Preis (in €)	xxx	xxx	xxx	
		Delta (RD126 vs RD112)	Delta (RD136 vs RD126)	Delta (RD136 vs RD112)
Längendifferenz (bezogen auf RD)		14	10	24
Preisdifferenz (zu WKA mit kleinstem RD)		€ 75.000	€ 50.000	€ 125.000
Preisanstieg je m Längendifferenz		€ 5.357	€ 5.000	€ 5.208
Spezifischer Preisanstieg je kW und m Längendifferenz		€ 1,6	€ 1,4	€ 1,5

Fazit: Der Preisunterschied **je m Längendifferenz** (des Rotors) liegt bei ca. **€ 5.200 für die betrachtete WKA**, **spezifisch je kW** resultiert hiermit ein Preisunterschied von ca. **€ 1,5/kW.**

Einfluss der Flächenleistung (W/m2)

WKA-Type: Generator: 3,5 MW (Quelle: Deutsche Windguard, 2019)

Vergleich des Hauptinvestitionskosten einer WKA in Abhängigkeit der Flächenleistung (W/m2)

Flächenleistung (in W/m2)	300	400	500	
Hauptinvestitionskosten (in €/kW)	€ 1.020	€ 950	€ 880	
		Delta (FL400 vs FL300)	Delta (FL500 vs FL400)	Delta (FL500 vs FL300)
Flächenleistungsdifferenz		100	100	200
Preisdifferenz (in €/kW)		-€ 70	-€ 70	-€ 140
Preisdegression je W/m2		-€ 0,7	-€ 0,7	-€ 0,7

Fazit: Eine Erhöhung der Generatorleistung bei gleichbleibender sonstiger Anlagenkonfiguration bedingt eine Degression der spezifischen Kosten bezogen auf die Generatorleistung. **Die Untersuchungen ergaben, dass ein Anstieg der Generatorleistung um 1% eine Reduktion der spezifischen Investitionskosten je kW um ca. 0,2% bedingte.**

4.3.2 Betriebskosten

Analog zu den Investitionskosten werden nachfolgend auch die Betriebskosten von WKA zwecks vereinfachter Vergleichbarkeit in spezifischer Form dargestellt. Hierbei erfolgt der Bezug zur Jahresstromerzeugung[54], da Betriebskosten zu einem nicht unwesentlichen Teil – typischerweise rund 35% der gesamten Betriebskosten (vgl. (Wallasch A. et al., 2019)) – variabel sind, also eine Abhängigkeit zur Stromerzeugung aufweisen.

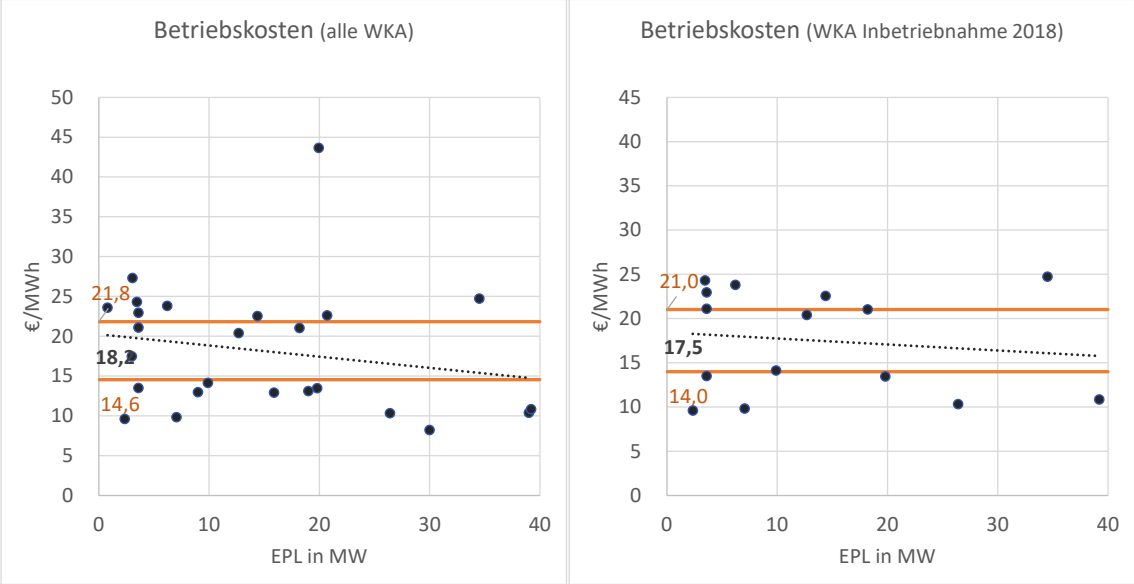


Abbildung 29: Betriebskosten von Windkraftanlagen – unter Berücksichtigung aller Datenpunkte nach Bereinigung um die oberen und unteren 10% (links) sowie daraus die 2018 in Betrieb genommenen Anlagen (rechts). Die Linien zeigen die Ergebnisse der Analyse: schwarze Linie: gestutzter Mittelwert (20%) aller Daten (links) bzw. Mittelwert aus den nach Bereinigung zur Verfügung stehenden Anlagen, die 2018 in Betrieb gingen (rechts); Orange Linien: Auf- bzw. Abschlag von 20% auf das (gestutzte) Mittel (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a) und (OeMAG, 2021))

In Analogie zu den Ausführungen zu Investitionskosten zeigt Abbildung 29 in der Grafik zur Linken alle Datenpunkte (nach Bereinigung), während in der Grafik zur Rechten lediglich 2018er WKA berücksichtigt wurden. Es resultieren unter Berücksichtigung aller (eingangs bereinigter) Datenpunkte mittlere Betriebskosten in Höhe von 18,2 €/MWh, während der Blick auf 2018 in Betrieb genommene WKA **mittlere Betriebskosten von 17,5 €/MWh**

[54] Wie nachfolgend hinsichtlich der VLH beschrieben, fand hierfür eine Auswertung der Daten zu in vergangenen Jahren errichteten WKA statt. Hierfür wurden Daten zur installierten Leistung gemäß Betreiberdatenerhebung (E-Control, 2019a) mit OeMAG Angaben zur Stromproduktion verknüpft. Im Vergleich der Jahre 2018 bis 2020 erwies sich hierbei das Kalenderjahr 2020 als für Windverhältnisse in Österreich repräsentativ und diente folglich zur Beschreibung des Regelarbeitsvermögens sowie der daraus resultierenden VLH.

zeigt. Letztere wurden als repräsentativ angesehen und fanden Eingang in die abschließende Datenanpassung wie nachfolgend beschrieben.

Wie schon bei Photovoltaik erwähnt, umfassen weitere Betriebskostenparameter einerseits die laufenden Netzgebühren (siehe 2.3.1), Erlöse aus dem Verkauf von HKN (siehe Kapitel 2.3.6) und andererseits laufende Kosten für die Ausgleichsenergie (siehe Kapitel 2.3.5). Letztere sind hierbei speziell für Windenergie wie schon in der Vergangenheit auch für die Zukunft von Relevanz – hierfür werden im Mittel der kommenden Jahre 4 €/MWh unterstellt (vgl. Kapitel 2.3.5). Im Zuge der abschließenden Datenanpassung wurden die Aufwendungen für Ausgleichsenergie und die Erlöse aus dem Verkauf der HKN in die auf Basis der Betreiberdatenauswertung erhobenen Betriebskosten eingerechnet. Somit resultieren **mittlere Betriebskosten (inkl. Aufwendungen für Ausgleichsenergie und Erlöse aus dem Verkauf von HKN) in Höhe von 21,1 €/MWh.** Diese dienen als Basis für nachfolgende Wirtschaftlichkeitsberechnungen dienen.

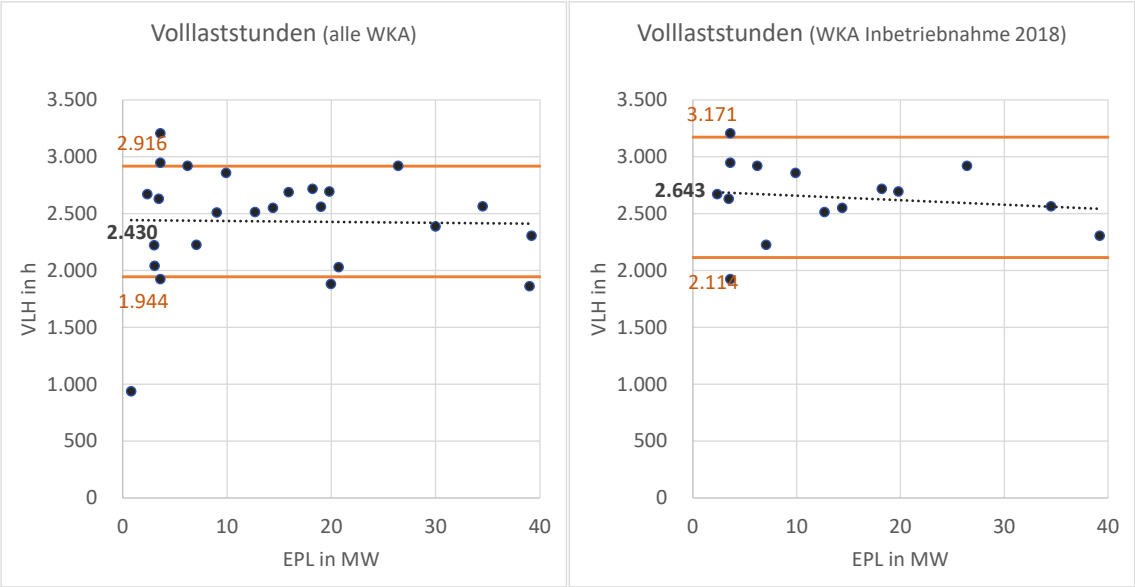


Abbildung 30: Volllaststunden von Windkraftanlagen im Kalenderjahr 2020 – unter Berücksichtigung aller Datenpunkte nach Bereinigung um die oberen und unteren 10% (links) sowie daraus die 2018 in Betrieb genommenen Anlagen (rechts). Die Linien zeigen die Ergebnisse der Analyse: schwarze Linie: gestutzter Mittelwert; Orange Linien: Auf- bzw. Abschlag von 20% auf das (gestutzte) Mittel (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a) und (OeMAG, 2021))

Ein zentraler Faktor, der die Stromgestehungskosten signifikant beeinflusst, ist jener der VLH. Auf Basis der Betreiberdatenerhebung (E-Control, 2019a) sowie unter Berücksichtigung von OeMAG Angaben zur Stromproduktion fand im Rahmen dieses Gutachtens eine Auswertung der Daten zu in vergangenen Jahren errichteten WKA statt.

Die Ergebnisse dieser veranschaulicht Abbildung 30. Unter Berücksichtigung des Windstromertrags im Kalenderjahr 2020, welches als repräsentativ hinsichtlich durchschnittlicher Windverhältnisse in Österreich angesehen wurde, zeigen sich unter Berücksichtigung aller Datenpunkte mittlere VLH in Höhe von 2.430 h pro Jahr, während in jüngster Vergangenheit (2018) neu errichtete WKA deutlich höhere – d.h. 2.643 h/a – mittlere VLH aufweisen.

4.4 Empfehlungen zur Förderung

Standortdifferenzierung bei Windkraft

Das EAG sieht vor, dass bei Windkraft bis Ende 2023 auf den administrativ festgelegten azW und ab 2024 – nach der angedachten Umstellung von administrativer Preissetzung auf wettbewerblicher Vergabe mittels Auktionen – auf den Zuschlagswert ein Korrekturfaktor angewendet werden kann, der die standortbedingten unterschiedlichen Stromerträge einer Windkraftanlage widerspiegelt. Gemäß § 43 EAG ist der Korrekturfaktor als Zu- oder 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 Rauhigkeitsklasse widerzuspiegeln.

Für die Umsetzung dieser Vorgabe kommen unterschiedliche Optionen in Frage, da relevante Passagen von § 43 EAG aus Sicht des Gutachter*innen-Teams deutungsoffen erscheinen. Die im Rahmen der gutachterlichen Tätigkeit vorgesehene Ausarbeitung eines konkreten Modells zur Standortdifferenzierung für Windkraft erforderte folglich in der Eingangsphase eine Präzisierung und Festlegung auf eine dieser Optionen. Konkret wurden drei denkbare Optionen (ausführlich dargestellt im Anhang B des vorliegenden Endberichts) konzipiert bzw. vorgestellt und hinsichtlich ihrer Vor- und Nachteile analysiert – eine knappe Zusammenfassung findet sich nachfolgend zu Beginn des Kapitels 4.4.1.

Darauf aufbauend wurden anhand von für Österreich künftig relevanter, repräsentativer Windprojekte an ausgewählten Standorten wesentliche Einflussgrößen identifiziert, welche die Kosten der Stromerzeugung aus Windkraft beeinflussen. Hierfür wurden seitens der Branchenvertretungen (IG Windkraft & Oesterreichs Energie, 2021) Daten zu rund 20 repräsentativen Vorhaben bereitgestellt. Kapitel 4.4.2 zeigt die Ergebnisse dieser

Analyse. Die hierbei gewonnenen Erkenntnisse, verknüpft mit der Bewertung prinzipieller förderpolitischer Optionen, erlaubte in Folge die Ausarbeitung eines konkreten Modells zur Standortdifferenzierung der Förderung von Windkraft in Österreich.

Das seitens des Gutachter*innen-Teams empfohlene Modell zur Standortdifferenzierung wird in Kapitel 4.4.3 vorgestellt. Darin enthalten sind einerseits konkrete Empfehlungen hinsichtlich der Definition des Normstandorts und der Höhe des azWs einer WKA bemessen am Normstandort. Ebenso enthalten sind Empfehlungen zur Ausgestaltung und Parametrierung des standortspezifischen Korrekturfaktors.

Ergänzend zum Basismodell der Standortdifferenzierung unter Berücksichtigung des rotorkreisflächenspezifischen Ertrags wird in Abschnitt 4.4.4 eine Modellerweiterung zur Berücksichtigung der Seehöhenspezifika vorgestellt. Um den künftigen Windenergieausbau in Österreich in Einklang mit EAG-Zielen zu bringen, erscheint die Erschließung (vor)alpiner Standorte ein bedeutsames Element zu sein. Dies soll durch die vorgeschlagene Modellerweiterung gewährleistet werden.

Eine erste Prüfung der Praxistauglichkeit des vorgeschlagenen Modells (samt Erweiterung) erfolgt abschließend in Kapitel 4.4.5. Die Überprüfung wurde einerseits auf Basis generischer Daten und Annahmen zu Windkraftanlagentypen bzw. deren Ausgestaltung durchgeführt. Andererseits wurde auf Basis der bereits zuvor verwendeten repräsentativen Beispielprojekte die Eignung des Standortdifferenzierungsmodells geprüft.

4.4.1 Kurzbewertung von Optionen zur Standortdifferenzierung der Förderung bei Windkraft

Zur Umsetzung einer Standortdifferenzierung der Förderung der Windkraft gibt es prinzipiell eine Vielzahl an Optionen. Drei konkrete Optionen, welche sinngemäß im Einklang mit den Formulierungen des EAG standen, wurden in der Eingangsphase der gutachterlichen Tätigkeit einer Analyse und Bewertung unterzogen. Die nachfolgenden Passagen bieten eine knappe Zusammenfassung der hierbei gewonnenen Erkenntnisse, erweiterte Angaben zu den betrachteten Optionen finden sich im Anhang B des vorliegenden Endberichts.

Kurzbewertung des deutschen Referenzertragsmodells
• Im Fazit kann festgehalten werden, dass das deutsche Referenzertragsmodell sicherlich tauglich erscheint, die gewünschte Standortdifferenzierung bei der Förderung der Windenergie zu erreichen. • Es erwies sich aber in der Administration und der Praxis als sehr komplex und in manchen Bereichen vergleichsweise intransparent. Ein Übertragen des deutschen Referenzertragsmodells auf Österreich impliziert ebenso eine aufgrund der institutionellen Ankopplung unvermeidbare Abhängigkeit vom Fortbestehen des Fördermodells in Deutschland, wo dieses ab und an zur Diskussion steht. • Im Falle der Präferenz für dieses System und gewünschter identer Implementierung zu Deutschland besteht ggf. Anpassungsbedarf beim EAG hinsichtlich der Definition des Norm- bzw. Referenzstandorts: Gemäß EAG Entwurf soll hiermit ein hinsichtlich Stromertrag durchschnittlicher österreichischer Windkraftanlagenstandort beschrieben werden, während im deutschen EEG der Referenzstandort eine willkürlich gesetzte Bezugsbasis darstellt, deren festgelegten Standorteigenschaften keineswegs den durchschnittlichen Windstromertrag für Deutschland (oder Österreich) beschreiben. • Ebenso empfiehlt sich eine Anpassung der Bezugsgrößendefinition des Normstandorts in § 43 von „[Der Normstandort hat] … anhand der Jahreswindgeschwindigkeit, des Höhenprofils und der Rauhigkeitslänge widerzuspiegeln.“ zu „… anhand der Jahreswindgeschwindigkeit und eines Höhenwindprofils laut EEG 2017 widerzuspiegeln“. • Das deutsche Referenzertragsmodell (ergänzt um kostenspezifische Zuschläge) wird von der österreichischen Windbranche favorisiert.
Kurzbewertung des französischen Produktionsstufenmodells
• Analog zum deutschen Referenzertragsmodell kann auch beim französischen Produktionsstufenmodel von einer Tauglichkeit zum Erreichen der gewünschten Standortdifferenzierung bei der Förderung der Windenergie ausgegangen werden. Die zu wählende Parametrierung erscheint entscheidend und muss – im Falle einer Präferenz dieses Systems – mit Sorgfalt erfolgen, unter Überprüfung der Anreizwirkung anhand repräsentativer bestehender und geplanter unterschiedlicher Windprojekte und Anlagenkonzeptionen. Im Falle einer Implementierung in Österreich empfiehlt sich im Vergleich zu Frankreich eine feinere Abstufung der Vergütungssätze, ebenso sollte als Bezugsgröße der Energieertrag, bzw. wenn man die Anlagengröße nicht als Lenkungsparameter verwenden möchte, der spezifischen Ertrag je m² Rotorkreisfläche herangezogen werden. Der systeminhärente automatische Ausgleich (unerwünschter) dynamischer Effekte – beispielsweise hinsichtlich Schwankungen im jährlichen Windertrag oder die spätere Verminderung von Erträgen durch den weiteren Windkraftausbau in naher Umgebung eines Windparks – stellt einen weiteren Vorteil dieses Systems dar. • Das französische Produktionsstufensystem besticht durch den geringen administrativen Aufwand in der Umsetzung. Aufgrund der einfach durchzuführenden Automation in der Abrechnung ist von einem geringen administrativen Aufwand sowohl auf Anlagenbetreiber*innen- als auch auf Behördenseite auszugehen, da etwa das Gutachterwesen nahezu gänzlich wegfällt. Ebenso besteht eine hohe Analogie zur im Rahmen des ÖSG vergebenen Staffelung der Produktionsförderung bei der Kleinwasserkraft. • Fraglich erscheint die Akzeptanz in der österreichischen Windbranche – hier bedarf es wohl einer transparenten Diskussion und Reflexion nach Erarbeitung konkreter Ausgestaltungsvorschläge.

• Im Falle der Präferenz für dieses System besteht kein direkter Anpassungsbedarf hinsichtlich des EAG. Wünschenswert erscheint hier lediglich eine Präzisierung mancher Gesetzespassagen und ggf. eine Verankerung dieses Förderschemas im EAG Text.
Kurzbewertung einer Standortdifferenzierung auf Basis von Windhöffigkeitsklassen (gemäß österreichischem Windatlas)
• Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass auch auf Basis eines Windatlas eine Standortdifferenzierung bei der Förderung der Windenergie in Österreich erreicht werden kann. Positiv erscheint hier sicherlich die Transparenz und Klarheit in der Vorabfestlegung der konkreten Vergütungssätze. Nachteilig ist hingegen, dass die skizzierte Grobeinteilung in die bestehenden drei Klassen vermutlich zu ungenau wäre, um eine sinnvolle und hinreichende Standortdifferenzierung zu erreichen. Dies gilt vor allem für Gebirgsgegenden, wo kleinräumig große Unterschiede in den Standortqualitäten zu erwarten sind. • Der administrative Aufwand bei gewünschter Einführung eines derartigen Systems erscheint vergleichsweise gering. Der Administrationsaufwand wird aber in weiterer Folge dadurch bestimmt, ob Gutachten seitens der Anlagenbetreiber*innen nachgereicht werden dürfen im Falle von (groben) Abweichungen des spezifischen Standorts von der per Windatlas getroffenen Klasseneinteilung. Fraglich erscheint, analog zum französischen System, die Akzeptanz in der österreichischen Windbranche. • Im Falle der Präferenz für dieses System besteht nach erster Einschätzung kein direkter Anpassungsbedarf beim EAG. Wünschenswert wäre allerdings eine Präzisierung mancher Gesetzespassagen und ggf. eine Verankerung dieses Förderschemas im EAG Text.

Es sei angemerkt, dass zur kosteneffizienten Erreichung der ambitionierten EAG-Ausbauziele für Windenergie eine hinreichende Standortdifferenzierung empfehlenswert ist. Damit würde einerseits ein ausreichender Anreiz zur Nutzung von windschwächeren Standorten gegeben und andererseits eine Überförderung von windstarken Standorten verhindert. Zur Gewährleistung dessen erscheint eine ausreichende Bandbreite in der Festlegung von Auf- und Abschlägen essentiell.

Im Rahmen des Optionenvergleichs und der durchgeführten Bewertung wurde auf die Tauglichkeit und die Umsetzbarkeit einer Differenzierung der Windenergieförderung hinsichtlich des standortspezifischen Windertrags fokussiert. Es sei angemerkt, dass weitere Faktoren, welche die Kosten einer Windkraftanlage in Österreich beeinflussen, aber über den Windertrag hinausgehen (ertragsunabhängige Faktoren wie bspw. schlechtere Verkehrsanbindung bei Gebirgsstandorten) nicht berücksichtigt wurden, da das EAG diesbezüglich keine Bestimmung vorsieht. Sollte dies gewünscht sein, müsste dafür im EAG eine entsprechende Grundlage verankert werden. Hierfür bieten sich beispielsweise Schemata wie die Einführung von Zuschlägen in der Betriebsförderung oder begleitende Investitionsfördermaßnahmen an.

Ein Grundprinzip bei der Ausgestaltung einer Standortdifferenzierung ist ebenso stets zu wahren: Es muss gewährleistet werden, dass für Investor*innen stets der Anreiz bestehen bleibt, die kosteneffizientesten Standorte vorrangig zu nutzen – mit anderen Worten, eine Standortdifferenzierung sollte zwar Kostennachteile (im Falle von weniger kosteneffizienten Standorten) teilweise oder weitestgehend reduzieren, aber nicht dazu führen, dass diese Standorte vorrangig genutzt werden.

Gutachterliche Empfehlung zur Ausgestaltung der Standortdifferenzierung der Förderung für Windkraft auf Basis rotorflächenspezifischer Produktionserträge

*Aus Sicht des Gutachter*innen-Teams empfiehlt sich die Implementierung einer Standortdifferenzierung auf Basis der Produktionserträge in Relation zur Rotorfläche, also der vom Wind umstrichenen Fläche. Die nachfolgend (siehe Kapitel 4.4.3) vorgestellte Methodik folgt hiermit dem Grundschema des französischen Produktionsstufenmodells und bietet folglich analoge Vorteile, umgeht jedoch gleichermaßen die identifizierten Nachteile.*

Im Fazit werden nachfolgend die wichtigsten Vorteile des französischen Produktionsstufenmodells und ebenso Wege zum Vermeiden identifizierter Nachteile dargelegt:

- Analog zum deutschen Referenzertragsmodell kann auch beim französischen Produktionsstufenmodell von einer Tauglichkeit zum Erreichen der gewünschten Standortdifferenzierung bei der Förderung der Windenergie ausgegangen werden.
- Die zu wählende Parametrierung erscheint entscheidend und muss – im Falle einer Präferenz dieses Systems – mit Sorgfalt erfolgen, unter Überprüfung der Anreizwirkung anhand repräsentativer bestehender und geplanter unterschiedlicher Windprojekte und Anlagenkonzeptionen. Es empfiehlt sich im Vergleich zu Frankreich einerseits eine feinere Abstufung der Vergütungssätze und andererseits die Verwendung des spezifischen Energieertrages je m² Rotorkreisfläche als alleinige Bezugsgröße für die Differenzierung.
- Der systeminhärente automatische Ausgleich (unerwünschter) dynamischer Effekte – beispielsweise hinsichtlich Schwankungen im jährlichen Windertrag oder die spätere Verminderung von Erträgen durch den weiteren Windkraftausbau in naher Umgebung eines Windparks – stellt einen weiteren Vorteil dieses Systems dar.
- Das französische Produktionsstufensystem weist einen geringen administrativen Aufwand in der Umsetzung auf.

4.4.2 Analyse repräsentativer künftiger Windprojekte in Österreich zwecks Identifikation zentraler LCOE-Einflussgrößen

Zur Identifikation zentraler Einflussgrößen der Kosten der Stromerzeugung aus Windenergie in Österreich lohnt sich ein Blick auf künftig relevante repräsentative Windprojekte. Seitens der Branchenvertretungen (IG Windkraft & Oesterreichs Energie, 2021) wurden hierfür repräsentative Beispieldaten in anonymisierter Form bereitgestellt, welche eingangs einer Validierung unterzogen wurde. Der Datensatz umfasst 22 Windprojekte[55] an unterschiedlichen Standorten repräsentativ für Österreich, sowohl hinsichtlich Standortgüte, also den Windverhältnissen vor Ort, als auch im Hinblick auf Topographie:

- So finden sich in der Projektliste Windkraftvorhaben im Osten des Landes (typische Flachlandstandorte), aber ebenso Projekte in anderen Landesteilen, vielfach geprägt durch eine (vor)alpinen Charakter.
- Die Projektliste enthält Vorhaben an exzellenten Windstandorten – der Nomenklatur des österreichischen Windatlas (siehe (Energiewerkstatt, 2021) bzw. Kapitel 10.3) folgend als A-Standorte bezeichnet, mit durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten in 100 m Höhe von 7 m/s (und darüber) – als auch Vorhaben mit geringerer Standortgüte hinsichtlich der Winderträge (d.h. B- bis hin zu C-Standorten gemäß der Windatlasklassifikation).

Eine kompakte und transparente Übersicht zu den Ergebnissen dieser Untersuchung fasst Abbildung 31 zusammen. In grafischer Form wird hier anhand der Liste von Beispielprojekten der Einfluss untersuchter Kenngrößen auf die Stromgestehungskosten (LCOE) dargestellt. Die Liste an Kenngrößen umfasst die Windgeschwindigkeit (Abbildung 31, oben links), den spezifischen Ertrag je Rotorkreisfläche (Abbildung 31, oben rechts), die Nabenhöhe (Abbildung 31, unten links) und die Seehöhe des Standorts (Abbildung 31, unten rechts). LCOE wurden hierbei auf Basis der von IG Windkraft & Oesterreichs Energie getätigten Angaben zu Kosten-[56] und Ertragsparametern der einzelnen Projektvorhaben unter Berücksichtigung der in Kapitel 2.2 dargelegten allgemeinen

[55] Im Zuge der Validierung wurde die Liste um einen Datenpunkt bereinigt, da der angegebene Beispielfall nicht den Kriterien der Kosteneffizienz entsprach.

[56] Hinsichtlich der Kostenparameter sei angemerkt, dass hier im Zuge der letztgültigen Überarbeitung des Gutachtens im Einklang mit der aktuellen ElWOG-Novelle ursprünglich branchenseitig angegebenen durch pauschalierte Netzzutrittsentgelte (laut § 54 Abs. 4 der ElWOG-Novelle 2021) ersetzt wurden. Dies hatte in Folge einen wesentlichen Einfluss auf die feststellbare Kostenabhängigkeit der Beispielanlagen von der Seehöhe.

Finanzierungsbedingungen, konkret unter Berücksichtigung des risikoarmen Standard WACC in Höhe von 3,30% sowie der Annahmen zur künftigen Inflation (1,6%), berechnet.

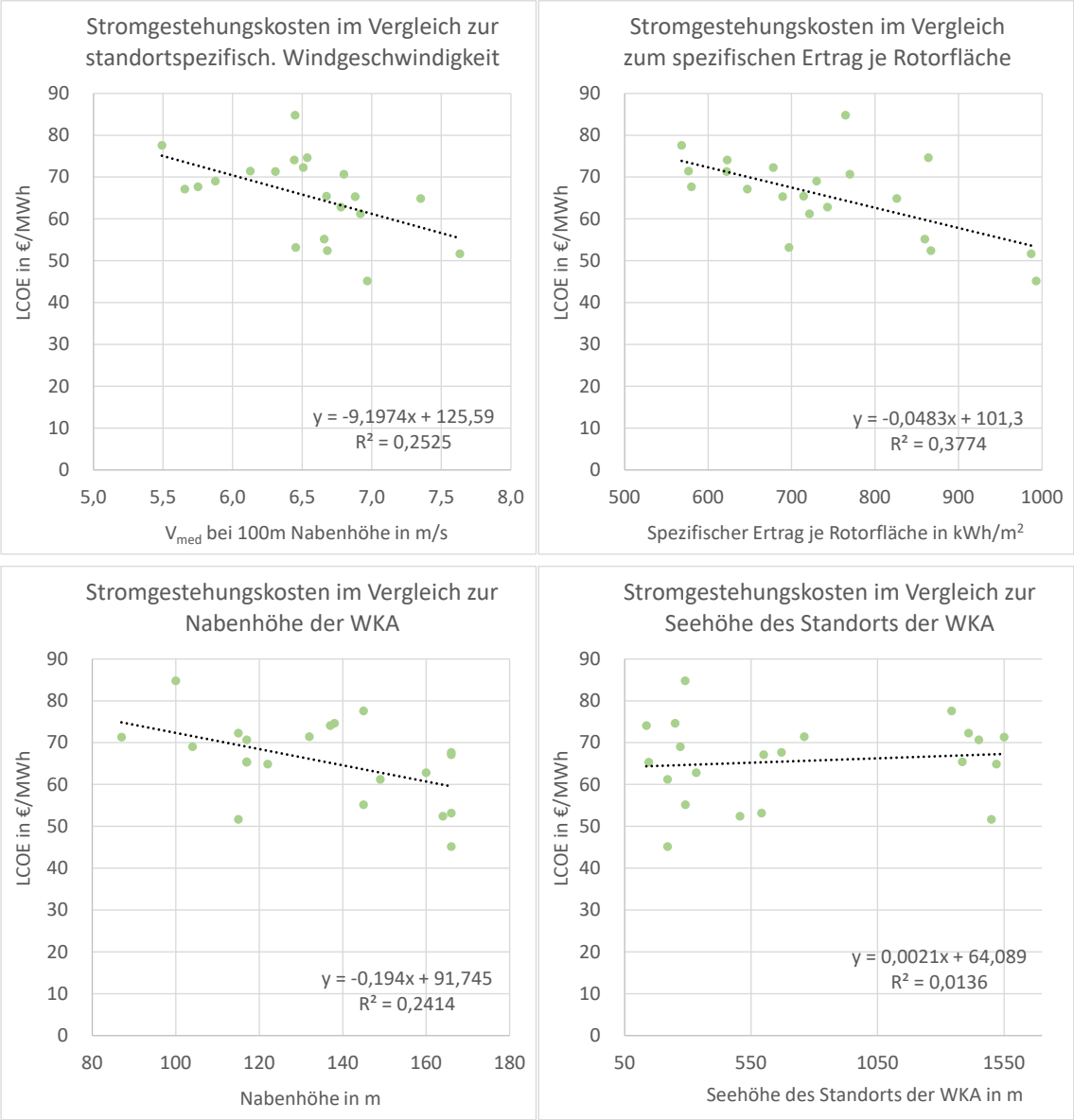


Abbildung 31: Identifikation von Einflussgrößen auf die Stromgestehungskosten der Windkraft in Österreich anhand von repräsentativen Beispielprojekten: LCOE von Beispielprojekten in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit (oben links), des spezifischen Ertrags je Rotorfläche (oben rechts), der Nabenhöhe (unten links) und der Seehöhe des Standorts (unten rechts) (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (IG Windkraft & Oesterreichs Energie, 2021))

Ergänzend zu obigen Darstellungen zeigt Abbildung 32 die Korrelation zwischen dem spezifischen Ertrag je Rotorkreisfläche und der Windgeschwindigkeit auf Basis dieser repräsentativen österreichischen Beispielprojekte.

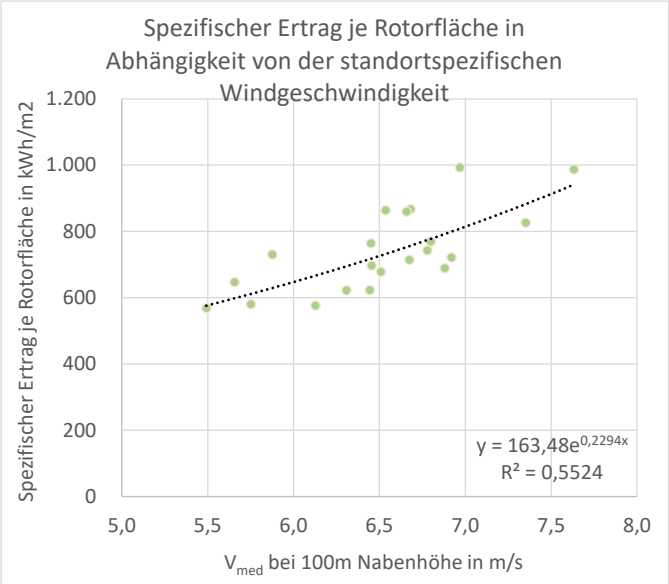


Abbildung 32: Korrelation zwischen dem spezifischen Ertrag je Rotorkreisfläche und der Windgeschwindigkeit – Darstellung auf Basis repräsentativer österreichischer Beispielprojekte (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (IG Windkraft & Oesterreichs Energie, 2021))

Die Untersuchung samt grafischer Veranschaulichung liefert folgende Erkenntnisse:

- Es zeigt sich eine klare Abhängigkeit der Stromgestehungskosten von der standortspezifischen Windgeschwindigkeit, also der Standortgüte hinsichtlich der lokalen Windverhältnisse (Abbildung 31, oben links). Demnach sinken LCOE erwartungsgemäß mit steigender durchschnittlicher Windgeschwindigkeit – in erster Näherung ist hier ein Absinken der Stromgestehungskosten um 8% bei Erhöhung der mittleren Windgeschwindigkeit um 10% zu beobachten.
- Da der spezifische Ertrag je Rotorfläche näherungsgemäß direkt proportional zur Windgeschwindigkeit ist (siehe Abbildung 32), ist bei Analyse der Korrelation zwischen LCOE und rotorflächenspezifischem Ertrag ein analoger Trend wie in Relation zur Windgeschwindigkeit erkennbar. Konkret kann hierfür näherungsweise festgehalten werden, dass, wenn der spezifische Ertrag je Rotorfläche um 10% steigt, die LCOE um ca. 5% sinken (Abbildung 31, oben rechts).
- Die Nabenhöhe einer WKA scheint ebenso Einfluss auf die resultierenden Stromgestehungskosten zu haben: Verbunden mit einer Verbesserung der Windverhältnisse mit steigender Nabenhöhe ist auch ein Absinken der LCOE erkennbar. Mehrkosten auf der Investitionsseite aufgrund des höheren Materialaufwands (d.h. größere Turmhöhen) erscheinen auf Basis der Branchenangaben weniger von Relevanz zu sein als wie die mit der Steigerung der Nabenhöhe verbundene Ertragssteigerung. Die lineare Näherung zeigt hierfür ein

Absinken der LCOE um 4% im Falle einer 10%igen Erhöhung der Nabenhöhe (Abbildung 31, unten links).

- Unter Berücksichtigung der Regelung zu künftig pauschalierten Netzzutrittsentgelten gemäß ElWOG-Novelle 2021 ist zu erkennen, dass zwischen der Seehöhe des Standorts und den ermittelten LCOE ebenso eine Korrelation erkennbar ist (Abbildung 31, unten rechts). Demgemäß steigt die LCOE um rund 0,32% je 100m Seehöhenzunahme. Vergleicht man folglich einen Standort im Flachland mit beispielsweise 400m Seehöhe mit einem Mittelgebirgsstandort von etwa 1400m Seehöhe, so impliziert dies einen Anstieg der LCOE um ca. 2,1 €/MWh. Das Vorrücken der energetischen Windnutzung in den (vor)alpinen Raum, also die Erschließung von Mittelgebirgsstandorten, erscheint folglich mit höheren Kosten verbunden zu sein. Offenbar kann hier die lokale Standortqualität etwaige Mehrkosten in der Erschließung nur zum Teil kompensieren.

Die Analyse repräsentativer künftiger Windprojekte in Österreich zwecks Identifikation zentraler LCOE-Einflussgrößen offenbarte eine erwartbar starke Korrelation zwischen der Standortgüte, repräsentiert durch die mittlere Windgeschwindigkeit, und den Stromgestehungskosten. Demnach sinken LCOE in erster Näherung um 8%, falls die mittlere Windgeschwindigkeit im Standortvergleich um 10% steigt.

Ein analoger Zusammenhang kann zwischen dem rotorflächenspezifischen Stromertrag und den Stromgestehungskosten identifiziert werden: Demnach sinken LCOE um 5%, wenn der spezifische Ertrag um 10% steigt. Dies bestätigt demnach die Eignung des rotorflächenspezifischen Stromertrags als Gütemaß für die Standortqualität.

Des Weiteren zeigen die Beispieldaten eine Abhängigkeit der Stromgestehungskosten von der Nabenhöhe der WKA. Die LCOE sinken näherungsweise um 4%, erhöht man die Nabenhöhe um 10%.

Die Seehöhe scheint ebenso Einfluss auf die Stromgestehungskosten zu haben – insbesondere unter Berücksichtigung der künftig pauschalierten Netzzutrittsentgelte im Einklang mit der ElWOG-Novelle 2021. Vergleich man einen Flachland- (400m Seehöhe) mit einem Mittelgebirgsstandort (1400m Seehöhe), so zeigen die Beispielprojekte einen Anstieg der LCOE um 3,2% bzw. 2,1 €/MWh.

*Aus Sicht des Gutachter*innen-Teams werden auf Basis der durchgeführten Analyse* **erste Präferenzen hinsichtlich der Implementierung einer Standortdifferenzierung der Windkraftförderung auf Basis der Produktionserträge in Relation zur Rotorfläche bestätigt**. **Bedeutsam erscheint ebenso der identifizierte LCOE-Anstieg vergleicht man Mittelgebirgs- mit Flachlandstandorten**. *Als weitere Einflussgröße für eine maßvolle Standortdifferenzierung ist ggf. auch die Nabenhöhe mit zu berücksichtigen, obgleich schwierig umsetzbar.*

Es sei abschließend klargestellt, dass die hier identifizierten Trends nur der Veranschaulichung dienen, aber per se nicht in die Entwicklung des entwickelten Modells eingeflossen sind, insbesondere nicht in quantitativer Hinsicht.

4.4.3 Modell zur Standortdifferenzierung der Windkraft auf Basis rotorflächenspezifischer Produktionserträge

Das seitens des Gutachter*innen-Teams empfohlene Modell zur Standortdifferenzierung der Förderung der Windkraft auf Basis der rotorflächenspezifischen Produktionserträge wird im Rahmen dieses Abschnittes vorgestellt. Die nachfolgend vorgestellte Methodik folgt dem Grundschema des französischen Produktionsstufenmodells und bietet folglich analoge Vorteile, umgeht jedoch gleichermaßen die identifizierten Nachteile. Es folgt eine Beschreibung des Grundprinzips, die Definition des Normstandorts und der „Normanlage“ sowie in Folge eine Herleitung bzw. Ermittlung der empfohlenen Parametrierung des Basis-azW sowie der Korrekturfaktoren.

Grundschema der Standortdifferenzierung auf Basis rotorflächenspezifischer Produktionserträge

Im 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 Rotorkreisfläche, also der vom Wind umstrichenen Fläche, gesetzt. Es resultiert hieraus der rotorflächenspezifische Stromertrag (in kWh/m^2).

Ist dieser Wert hoch, so zeigt dies eine hohe Standortgüte, was im Regelfall niedrige Stromgestehungskosten (LCOE) 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 WKA mit dem per VO normierten repräsentativen Normwert bzw. Normertrag (d.h. der rotorflächenspezifische 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 Windenergieeignung 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 einer Normanlage am Normstandort (mittlerer Standortgüte) und ist administrativ via Verordnung festzulegen.[57]

Details zur Modelllogik und zur Parametrierung

Im vorliegenden Abschnitt werden Details zur Logik des entwickelten Fördermodells vorgestellt. Ebenso wird die Parametrierung vorgenommen.

1. Festlegung eines Normstandort

Folgt man obiger Empfehlung zur Standortdifferenzierung der Windkraft auf Basis rotorflächenspezifischer Erträge, so kann zur Festlegung eines Normstandorts für Österreich ein repräsentativer Standort mittleren Windertrags, charakterisiert durch eine mittlere Windgeschwindigkeit von 6,5 m/s in Nabenhöhe[58], herangezogen werden. Gemäß österreichischem Windatlas entspricht dies einem Standort der Güteklasse B, vgl. Abbildung 33.

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.

[57] Im Fall von Ausschreibungen, deren Einführung gemäß EAG für 2024 geplant ist, kann die hier vorgeschlagene Regelung zur Standortdifferenzierung beibehalten werden. Seitens der Bieter*innen müssen demnach Gebote auf den Normstandort eingereicht werden und der im Rahmen dieses Gutachtens ermittelte Basis-azW kann als Grundlage für die Ableitung eines Gebotshöchstwerts dienen.

[58] Bei Erstellung des Windatlas wurde hierfür eine Nabenhöhe von 100 m angenommen. Aus heutiger Sicht erscheint hierfür eine Nabenhöhe von 135 m repräsentativ.

Güteklasse	Vmed Nabe	Leistungsdichte
	[m/s]	[W/m²]
A	7,00	350
B	6,50	280
C	6,00	220

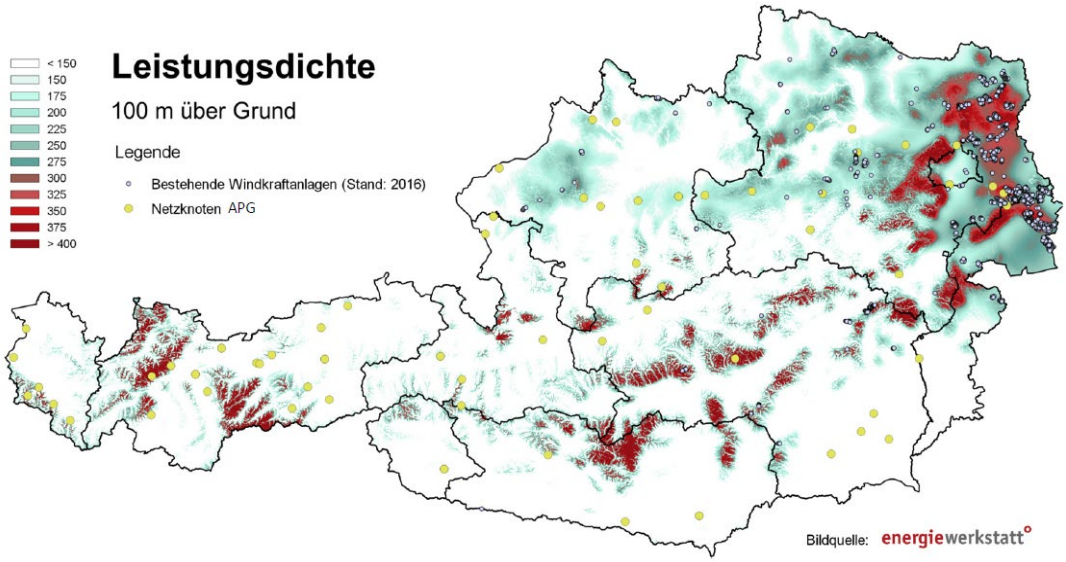


Abbildung 33: Der österreichische Windatlas und daraus ableitbare Windhöffigkeitsklassen (Quelle: (AuWiPot, 2011))

2. Ermittlung der rotorflächenspezifischen Energieerträge von dem Stand der Technik entsprechenden WKA

Vor der Parametrierung aller Kenngrößen des entwickelten Fördermodells musste in einem ersten Schritt eine dem Stand der Technik entsprechende und für den heimischen Windmarkt repräsentative Windkraftanlage ermittelt bzw. definiert werden. Dies diente der standortgütespezifischen Ertragsabschätzung, welche auf Basis der repräsentativen WKA erfolgen konnte, und in weiterer Folge der Ermittlung der hierzu korrespondierenden Stromgestehungskosten. Es wurde davon abgesehen, eine einzelne spezifische WKA-Type hierfür heranzuziehen. Stattdessen wurde in einem ersten Schritt eine Auswahl von dem Stand der Technik entsprechenden WKA-Typen verschiedener WKA-Hersteller vorgenommen, die für den österreichischen Markt repräsentativ und tauglich erschien. Tabelle 33 zeigt die getroffene Auswahl sowie wesentliche Kenngrößen der ausgewählten WKA-Typen. Wie hierin ersichtlich wurden drei WKA-Hersteller berücksichtigt bzw. in Summe 13 unterschiedliche WKA-Typen analysiert.

Tabelle 33: Repräsentative Auswahl an dem Stand der Technik entsprechende WKA-Typen verschiedener Hersteller

Hersteller	Type	Leistung	RD	Rotorfläche	Spezifische Leistung
		[kW]	[m]	[m²]	[W/m²]
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

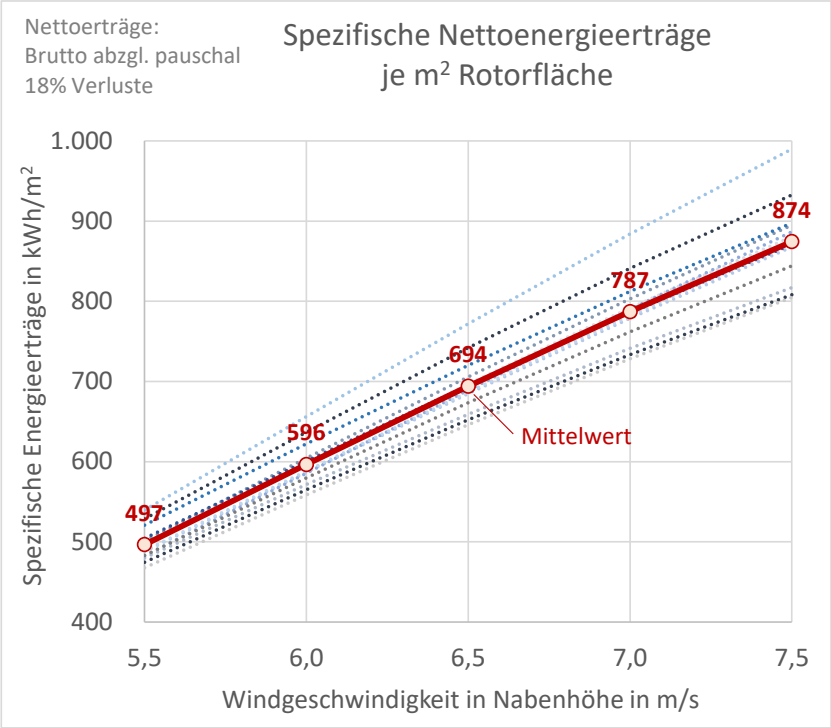
Für alle in Tabelle 33 angeführten WKA-Typen wurden in einem zweiten Schritt auf Basis von Leistungskennlinien und unter für Österreich repräsentativen Annahmen die Stromerträge berechnet. Die Annahmen betrafen die mittlere Seehöhe, die Temperatur sowie die Windverhältnisse auf Basis einer Rayleighverteilung für fünf ausgewählte Standortklassen (C, C-B, B, A-B, A), gekennzeichnet durch unterschiedliche mittlere Jahreswindgeschwindigkeiten (5,5 bis 7,5 m/s).

Bei der Ertragsberechnung wurden sowohl Brutto- als auch reale Nettoerträge ermittelt, welche im Gegensatz zur Bruttobetrachtung auch Parkverluste und andere ertragsmindernde Faktoren berücksichtigen. Hierfür wurden pauschal 18% von den ermittelten Bruttoerträgen abgezogen.[59] Die Real- bzw. Nettoerträge fanden in späterer Folge auch Eingang in die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung, wie etwa die LCOE und azW-Ermittlung.

Nachfolgend erfolgte die Ermittlung der rotorflächenspezifischen Erträge, also die Division des Jahresstromertrags einer WKA-Type durch die jeweilige Rotorkreisfläche. Die Ergebnisse dieser Berechnung zeigt Abbildung 34. In dieser Grafik werden die spezifischen

[59] Der pauschalierte Verlustabschlag in Höhe von 18% erscheint repräsentativ für den künftigen Windausbau in Österreich. Dies offenbarte einerseits ein Abgleich mit den Branchenangaben zu repräsentativen Beispielprojekten (vgl. (IG Windkraft & Oesterreichs Energie, 2021)) und andererseits der Vergleich zur Historie anhand der ermittelten Kenngrößen (wie etwa die mittleren Volllaststunden).

Nettoerträge für alle analysierten WKA-Typen in Abhängigkeit der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit in Nabenhöhe dargestellt.



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)

Die für alle 13 WKA-Typen ermittelten spezifischen Erträge wurden schlussendlich gemittelt. Die in Abbildung 34 in Rot dargestellte Kennlinie und die dazu passend angeführten Angaben zu spezifischen Erträgen je m² Rotorkreisfläche kennzeichnen somit einen repräsentativen durchschnittlichen Mix aller betrachteten WKA-Typen.

Auf Basis der Ertragsermittlung kann bereits eine wichtige Kennzahl für den Normstandort angegeben werden: Der bei einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von 6,5 m/s auf Nabenhöhe ermittelte spezifische Nettoertrag je m² Rotorkreisfläche kennzeichnet den Normertrag für Österreich. Der spezifische Jahresnormertrag beträgt **694 kWh/m²**. Dieser Wert dient als Bezugsbasis für die Standortgüte einer künftigen WKA. Wird bei einer WKA auf Basis der gemessenen jährlichen Stromproduktion ein höherer spezifischer Ertrag ermittelt als jener am Normstandort, so kommen in der azW-Berechnung Abschläge zum Tragen. Liegt der gemessenen bzw. der daraus errechnete rotorkreisflächenspezifische Ertragswert unter 694 kWh/m², so resultieren Zuschläge zum Basis-azW.

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

Aufbauend auf obigen Berechnungen erfolgte schlussendlich die Festlegung einer repräsentativen „Normanlage“. Tabelle 34 zeigt die ermittelten technischen Kenngrößen (Rotordurchmesser, Generatorleistung) sowie relevante Ertragskenngrößen, wie etwa Angaben zu spezifischen Erträgen je m^2 Rotorfläche, Erträgen je WKA und Volllaststunden in Abhängigkeit der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit. Diese Angaben kennzeichnen den repräsentativen durchschnittlichen Mix aller betrachteter WKA-Typen. Diese generische Anlage wird in Folge als „Normanlage“ bezeichnet im Einklang mit dem im EAG genannten Begriff einer für den heimischen Markt repräsentativen „Durchschnittsanlage“.

Wie in Tabelle 34 dargestellt, erfolgte die Definition der Normanlage durch Angabe relevanter Kennwerte: Aus dem Mittel der betrachten repräsentativen WKA-Typen resultierte einerseits eine Rotorkreisfläche von 15.198 m^2, daraus abgeleitet ein Rotordurchmesser von 139 m, sowie andererseits eine Generatorleistung von 4,2 MW.

Die zugrundeliegende Normanlage wird neben den technischen Spezifikationen durch relevante Ertragsangaben bestimmt: Unter Punkt 2 erfolgte die Ertragsermittlung der rotorkreisflächenspezifischen Stromerträge aller betrachteten WKA-Typen. Im Mittel der 13 WKA-Typen resultierte für den Normstandort (gekennzeichnet durch eine mittlere Windgeschwindigkeit von 6,5 m/s) ein spezifischer Nettostromertrag von 694 kWh/m^2. Unter Berücksichtigung der obig angeführten mittleren Rotorkreisfläche kann daraus der Jahresstromertrag der Normanlage rückgerechnet werden. Dieser liegt am Normstandort bei 10.548 MWh pro Jahr. Berücksichtigt man des Weiteren die mittlere Generatorleistung, so können auch mittlere Volllaststunden rückgerechnet werden. Diese liegen am Normstandort bei 2.511 h pro Jahr. Entsprechend höhere Erträge sind bei besseren Standortverhältnissen (also einer höheren mittleren Windgeschwindigkeit) zu erwarten, während geringere Erträge im Falle einer schlechteren Standortgüte resultieren (vgl. Angaben zu Ertragskenngrößen in Tabelle 34 (unten)).

Tabelle 34: Definition der „Normanlage“ (im Mittel der 13 repräsentativen WKA-Typen): Technische Kennwerte (oben) und relevante Ertragskenngrößen (unten)

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

Rotorkreisfläche (m2)	**15.198**	Mittelwert
Durchmesser (m)	**139,1**	Rückrechnung
Generatorleistung (MW)	**4,2**	Mittelwert

Relevante Ertragskenngrößen (Spezifischer Ertrag im Mittel der 13 repräsentativen WKA-Typen)

Standortgüte	Spezifische Erträge je m² Rotorfläche		Energieerträge je WKA		Mittlere Volllaststunden	
Vmed-Nabe	Energie-erträge brutto	Energieerträge netto (18%Verluste)	Energie-erträge brutto	Energieerträge netto (18%Verluste)	Volllast-stunden brutto	Volllaststunden netto
m/s	kWh/(m²*Jahr)		MWh/Jahr		h/Jahr	
5,5	605,5	**496,5**	9.203	**7.546**	2.191	**1.797**
6,0	727,4	**596,5**	11.055	**9.065**	2.632	**2.158**
6,5	846,4	**694,0**	12.863	**10.548**	3.063	**2.511**
7,0	959,9	**787,1**	14.589	**11.963**	3.474	**2.848**
7,5	1.066,4	**874,5**	16.208	**13.291**	3.859	**3.164**

4. Parametrierung der Basisvergütung (Basis-azW) und der entsprechenden Korrekturfaktoren (Zu- bzw. Abschläge)

In einem nächsten Schritt folgte die LCOE-Berechnung und auf deren Basis die Ermittlung der azW. In die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung fanden neben den Ertragskennzahlen und den technischen Spezifikationen (d.h. Rotordurchmesser und Generatorleistung) der Normanlage repräsentative Kostenparameter Eingang. Hierfür dienten die auf Basis von Betreiberdaten ermittelten repräsentativen Investitions- und Betriebskosten. Wie in Kapitel 4.3 erläutert, fand hier im Vorfeld sowohl bei Investitionskosten als auch bei Betriebskosten eine Korrektur- bzw. Harmonisierung der Annahmen zu Netzkosten (sowie anderer allgemeiner Kosten und Erlöse – wie etwa jene für HKN) statt. Erwähnenswert ist hierbei die Berücksichtigung von Aufwendungen für Ausgleichs- und Regelenergie bei Windenergie, da diese in den betreiberseitig angegebenen Daten nicht enthalten waren. Aufgrund durchaus signifikanter Aufwendungen vor allem bei Windenergie (d.h. 4 €/MWh) sind diese von Bedeutung und kostenmäßig relevant. Ebenso mitberücksichtigt wurden künftige Erlöse aus dem Verkauf von HKN (0,4 €/MWh). Es resultierten die in

Tabelle 35 angegebenen Annahmen zu Investitionskosten (1.520 €/kW) sowie zu Betriebskosten (21,1 €/MWh, bezogen auf den Normstandort)[60].

Auf Basis all der obig erwähnten Angaben erfolgte schlussendlich die LCOE-Berechnung für die betrachteten fünf Fälle unterschiedlicher Standortgüte (siehe Tabelle 35). Hiervon werden nachfolgend drei zentrale Fälle näher vorgestellt:

- Der Normstandort (Standortklasse B bzw. mittlere Spalte in Tabelle 35) weist demgemäß einen LCOE in Höhe von 67,5 €/MWh auf. Dies kennzeichnet somit die erforderliche Gesamtvergütung (bei einer Förderdauer von 20 Jahren) an einem durchschnittlichen für Österreich repräsentativen Windstandort.
- Die linke Spalte in Tabelle 35 beschreibt den Betrieb einer „Normanlage“ an einem Standort mit vergleichsweise niedriger Standortgüte (Windklasse C). Bei einer Windgeschwindigkeit von durchschnittlich 5,5 m/s in Nabenhöhe resultieren niedrige absolute und spezifische Erträge und ebenso eine vergleichsweise niedrige Wirtschaftlichkeit. Die LCOE betragen hier 89,7 €/MWh.
- Die rechte Spalte in Tabelle 35 kennzeichnet hingegen den Betrieb einer „Normanlage“ an einem Standort mit exzellenter Standortgüte (Windklasse A). Bei einer Windgeschwindigkeit von durchschnittlich 7,5 m/s in Nabenhöhe resultieren hohe absolute und spezifische Erträge und ebenso ein hohes Maß an Wirtschaftlichkeit. Die LCOE betragen hier lediglich 55,9 €/MWh.

[60] Bei den Betriebskosten erfolgte auf jährlicher Basis eine Aufsplittung in variable (also von der Stromproduktion abhängige) und in fixe Aufwendungen (65% gemessen an den gesamten Betriebsaufwendungen ohne Ausgleichsenergiekosten, bezogen auf den Normstandort).

Tabelle 35: Berechnete Stromgestehungskosten (LCOE) in Abhängigkeit der Standortgüte, ermittelt auf Basis der generischen Windkraftnormanlage

Technologiefeld:		Wind	Wind	Wind	Wind	Wind
Windenergie	Beispielfall:	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
Finanzierungsbedingungen						
WACC Standard	%	**3,30%**	**3,30%**	**3,30%**	**3,30%**	**3,30%**
Inflation	%	1,60%	1,60%	1,60%	1,60%	1,60%
Levelised Cost of Electricity						
$LCOE_{20\ ohne\ Anlagenrestwert}$	€/MWh	**89,7**	**76,6**	**67,5**	**60,9**	**55,9**

Im Zuge der nachfolgenden Parametrierung der standortspezifischen azWs (vgl. Abbildung 35) sowie der daraus abgeleiteten Korrekturfaktoren (vgl. Abbildung 36) wurden folgende Anpassungen getätigt:

- Bei der niedrigsten Standortklasse C wurde eine Anhebung der Windbezugsbasis vorgenommen: Demgemäß wurde hierfür eine mittlere Windgeschwindigkeit von 5,8 m/s anstelle von ursprünglich 5,5 m/s für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung unterstellt, was einem rotorkreisflächenspezifischen Ertrag von 559 kWh/m² entspricht. Dies kennzeichnet somit die untere Wirtschaftlichkeitsschranke, für die noch eine volle Anpassung des Fördersatzes an die wirtschaftlichen standortbedingten Erfordernisse erfolgt. Gemäß der LCOE und azW-Berechnung liegt somit der maximale Fördersatz bei 81,0 €/MWh, was auch den Stromgestehungskosten (LCOE) an einem derartigen Standort unter den zugrundeliegenden Finanzierungskonditionen entspricht. Dies entspricht einem Zuschlag von 20% (vgl. Abbildung 36).
- Um zu gewährleisten, dass Investor*innen und Projektentwickler*innen stets dem Gedanken der Kosteneffizienz Folge leisten und somit bei der Standortwahl bevorzugt

bestmögliche Windstandorte wählen, erschien eine geringfügige Anhebung der azWs für alle Standorte, die besser als der Normstandort sind, zielführend. Hierfür wurde ein linearer Anstieg der Spreizung zwischen azW und LCOE zwischen Normstandort und A-Standort in der Parametrierung unterstellt. Der azW am A-Standort ist hierbei aber lediglich um 4% höher als die entsprechenden LCOE. Der Korrekturfaktor (-14%) bzw. der daraus resultierende Fördersatz (58,1 €/MWh) am A-Standort stellt aber auch gleichzeitig die obere Wirtschaftlichkeitsschranke dar. Könnten also an einem sehr guten Standort noch höhere spezifische Erträge erwirtschaftet werden, so ist der Abschlag vom Basis-azW mit den 14% gedeckelt.

Abbildung 35 zeigt die ermittelten LCOE für eine „Normanlage“ und die dazu gehörenden azWs. Ergänzend dazu veranschaulicht Abbildung 36 die daraus abgeleitete Variation der Korrekturfaktoren (d.h. Zu- und Abschläge in Relation zum Basis-azW) in Abhängigkeit vom realen rotorflächenspezifischen Stromertrag.

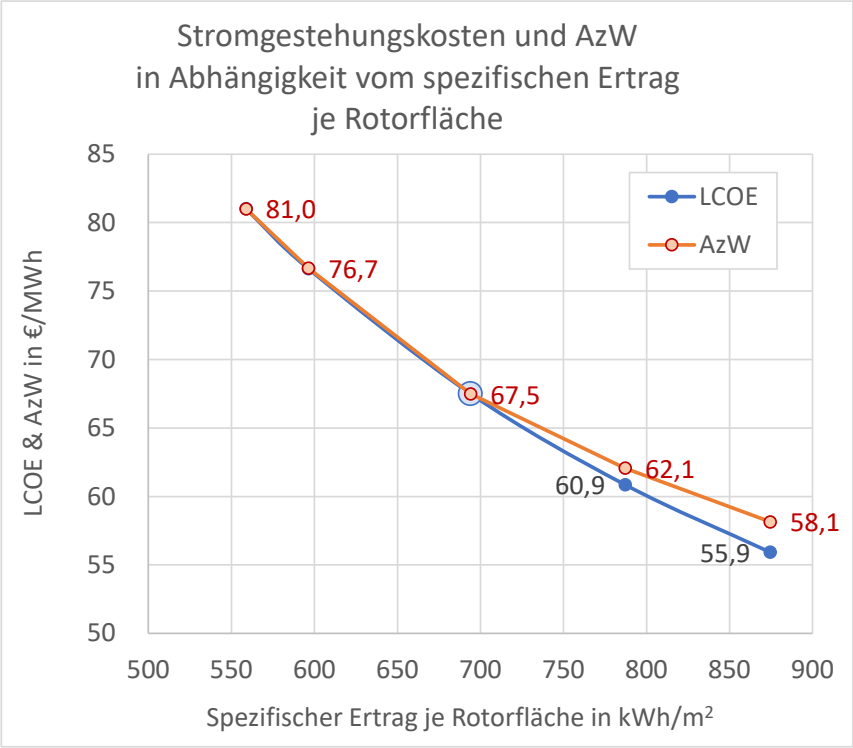


Abbildung 35: Stromgestehungskosten und azW einer „Normanlage“ in Abhängigkeit vom spezifischen Ertrag je Rotorkreisfläche gemäß der empfohlenen Standortdifferenzierungsmethodik

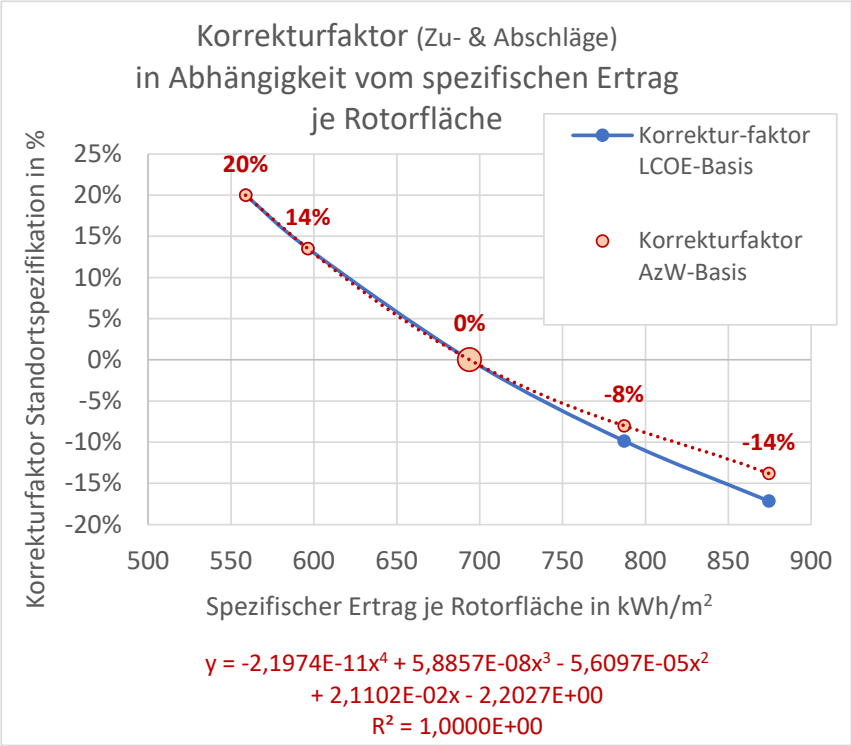


Abbildung 36: Korrekturfaktoren (Zu- & Abschläge) zum Basis-azW in Abhängigkeit vom spezifischen Ertrag je Rotorkreisfläche auf Basis von LCOE Berechnungen sowie daraus abgeleiteter azW Empfehlungen gemäß der empfohlenen Standortdifferenzierungsmethodik

Vergleicht man die empfohlenen azW mit jenen im aktuellen deutschen Referenzertragsmodell (EEG 2021), so zeigt sich eine ähnliche Bandbreite: Hierfür wird der in Deutschland aktuell (gemäß der Ausschreibungsrunde vom 1. September 2021) angewandte Gebotshöchstwert (in Höhe von 60 €/MWh gemäß laut EEG definiertem Referenzertrag) als Basis genommen, um die Spannweite der möglichen Fördersätze zu ermitteln.[61] Es resultiert für Standorte vergleichsweise niedriger Standortgüte ein Höchstwert in den resultierenden azW von 81,0 €/MWh. Dies deckt sich vollständig mit der für Österreich getroffenen Empfehlung für entsprechende Standorte. Der minimale azW für Standorte sehr hoher Windertragsgüte käme in Deutschland aktuell bei 47,4 €/MWh zu liegen und entspricht einer Standortgüte von 150% bemessen am in Deutschland ohnehin sehr hoch angesetzten Referenzertrag. Die seitens der

[61] Das deutsche Referenzertragsmodell sieht aktuell (EEG 2021) eine Bandbreite in den Erträgen von 60 bis 150% bemessen am Referenzertrag (am Referenzstandort) vor. Der Korrekturfaktor für den azW beträgt 1,35 bei einer Standortgüte von 60%, während bei höchster Standortgüte (150%) ein Korrekturfaktor von 0,79 Anwendung findet. Der aktuelle Gebotshöchstwert (bemessen am Referenzertrag liegt bei 60 €/MWh (gemäß der Ausschreibungsrunde am 1.9.2021). Dies impliziert, falls reale Gebote dem Gebotshöchstwert entsprechen, was bei der derzeitigen Unterdeckung zu erwarten ist, einer Bandbreite der azW in Höhe von 47,4 bis 81,0 €/MWh.

Gutachter*innen für Österreich getroffene Empfehlung würde, wie oben erwähnt, als Förderuntergrenze 58,1 €/MWh vorsehen. Diese ist im Vergleich zu Deutschland bewusst höher gewählt, um zusätzliche Anreize zu setzen, beste Standorte bevorzugt zu nutzen.

Obere Bandbreiten der Förderempfehlungen im Einklang mit aktuellen Marktdynamiken in Energie- und Rohstoffmärkten

Gemäß den Erläuterungen in Abschnitt 2.5 offenbart der Blick auf diesjährige Entwicklungen in Wirtschaft und Politik aktuell (mit Stand Anfang November 2021) Preisanstiege bzw. Preisturbulenzen in Rohstoff- und Energiemärkten weltweit, die auch Auswirkung auf die heimische Inflation und Baukosten haben. Zur Darstellung der Einflüsse und Konsequenzen auf die Förderempfehlungen hat das Gutachter*innen-Team im Zuge einer im Oktober und November 2021 durchgeführten Überarbeitung des vorliegenden Gutachtens die Auswirkungen der aktuellen Marktdynamiken auf die Stromgestehungskosten sowie die daraus resultierenden Förderempfehlungen untersucht und quantifiziert. Im Einklang mit den erhobenen Daten und den darauf fußenden Annahmen – siehe Abschnitt 2.5 hinsichtlich Details hierzu – erfolgte die ergänzende Angabe oberer Bandbreiten bei den Förderempfehlungen.

Bei der Windenergie impliziert dies **eine obere Bandbreite für den Basis-azW in Höhe von 74,7 €/MWh, was einem Anstieg um 10,7% im Vergleich zur Standardhöhe (67,5 €/MWh) entspricht** und die erforderliche Gesamtvergütung an einem durchschnittlichen für Österreich repräsentativen Windstandort kennzeichnet. Gemäß der vorgeschlagenen Zu- und Abschlagsregelung resultiert **bei Beibehaltung der prozentualen Ober- (maximal 20% Zuschlag) und Untergrenzen (maximal 14% Abschlag) demgemäß eine Förderobergrenze von 89,6 €/MWh (bei vergleichsweise ertragsschwachen Standorten) sowie eine Förderuntergrenze von 64,2 €/MWh (bei vergleichsweise ertragreichen Standorten).** Es sei angemerkt, dass eine Änderung zentraler Eingangsgrößen wie Investitionskosten und Finanzparameter jedoch in der Feinjustierung eine Neukalibrierung der Modellkenngrößen, also der formeltechnischen Beschreibung rotorflächenertragsspezifischer Korrekturfaktoren, erfordern würde.

Abschließend sei hier erwähnt, dass die in Abschnitt4.4.6 getroffenen Empfehlungen zur Ausgestaltung von Investitionsförderungen aufrecht bleiben, da hier dem Anstieg der Kosten ebenso ein Anstieg der Erlösseite gegenübersteht und die Vollkostenbetrachtung

nur als einer von vielen Indikatoren zur Ausgestaltung der entsprechenden Förderempfehlungen anzusehen ist.

4.4.4 Modellerweiterung zur Berücksichtigung seehöhenabhängiger Ertragsspezifika

Dieser Abschnitt ist der Erweiterung des im vorherigen Abschnitt vorgestellten Basismodells gewidmet. Die vorgeschlagene Erweiterung dient der Berücksichtigung von seehöhenabhängigen Ertragsspezifika, welche aufgrund der im Falle von Mittel- und Hochgebirgsstandorten eingeschränkten WKA-Typenauswahl resultieren. Demgemäß kommen bei Bergstandorten nur WKA-Typen zum Einsatz, die sich durch eine Robustheit gegenüber böigen Winden bzw. 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 m^2 Rotorkreisfläche. Im Fachjargon spricht man hier von WKA-Typen der Klasse I und II.

Tabelle 36: Repräsentative Auswahl an dem Stand der Technik entsprechende WKA-Typen verschiedener Hersteller inklusive Kennzeichnung der IEC Windklasse und Einschätzung der Eignung für Bergstandorte

Hersteller	Type	Leistung	RD	Rotorfläche	Spezifische Leistung	IEC Klasse	Eignung für Bergstandort
		[kW]	[m]	[m²]	[W/m²]	[-]	[-]
VESTAS	V126-3.45MW	3.450	126,0	12.469	277	IA	JA
	V136-3.45MW	3.450	136,0	14.527	237	IIB / IIIA	NEIN/BEDINGT
	V136-4.2MW	4.200	136,0	14.527	289	IIB / S	JA
	V150-4.2MW	4.200	150,0	17.672	238	IIIB / S	NEIN
	V162-6.0MW	6.000	162,0	20.612	291	IEC S	JA/BEDINGT
ENERCON	E115-EP3	2.990	115,7	10.514	284	IA / IIA	JA
	E126-EP3	4.000	127,0	12.668	316	IIA	JA
	E138-EP3	4.200	138,3	15.011	280	IIIA	NEIN
	E147-EP5	5.000	147,0	16.972	295	IIA	JA
NORDEX	N117-3.6MW	3.600	116,8	10.715	336	IIA	JA
	N131-3.6MW	3.600	131,0	13.478	267	IEC S	NEIN
	N149-4.8MW	4.800	149,1	17.460	275	IEC S	JA
	N163-5.0MW	5.000	163,0	20.867	240	IEC S	NEIN/BEDINGT

Die im vorherigen Abschnitt, konkret in Tabelle 33 aufgelisteten, für den heimischen Markt als repräsentativ identifizierten WKA-Typen, wurden folglich um die Angabe der Windklasse und die darauf basierende Einschätzung der Eignung für Bergstandorte

ergänzt. Diese Angaben sind oberhalb in Tabelle 36 ersichtlich. Die Auflistung zeigt, dass 8 der insgesamt 13 WKA-Typen als für Bergstandorte geeignet erachtet wurden.

Auf Basis dieser eingeschränkten Auswahl erfolgte im Nachgang **die unter Punkt 2 gemäß Basismodell im vorherigen Abschnitt beschriebene Ertragsermittlung**. Für alle als geeignet identifizierten WKA-Typen wurden spezifische Erträge in Abhängigkeit von der mittleren Windgeschwindigkeit, also der Standortqualität, ermittelt. Es resultierten somit WKA-Typenspezifische Ertragskennlinien. Schlussendlich erfolgte im Nachgang analog zum Basismodell eine Mittelung der Ertragskennlinien. Die in Abbildung 37 in Grün dargestellte Kennlinie und die dazu passend angeführten Angaben zu spezifischen Erträgen je m2 Rotorkreisfläche kennzeichnen somit einen repräsentativen durchschnittlichen Mix aller betrachteten und als für Bergstandorte geeignet klassifizierten WKA-Typen. In Rot ist in selbiger Abbildung ergänzend die gemäß Basismodell ermittelte Ertragskennlinie für Flachlandstandorte dargestellt, welches das Mittel aller 13 WKA-Typen darstellt.

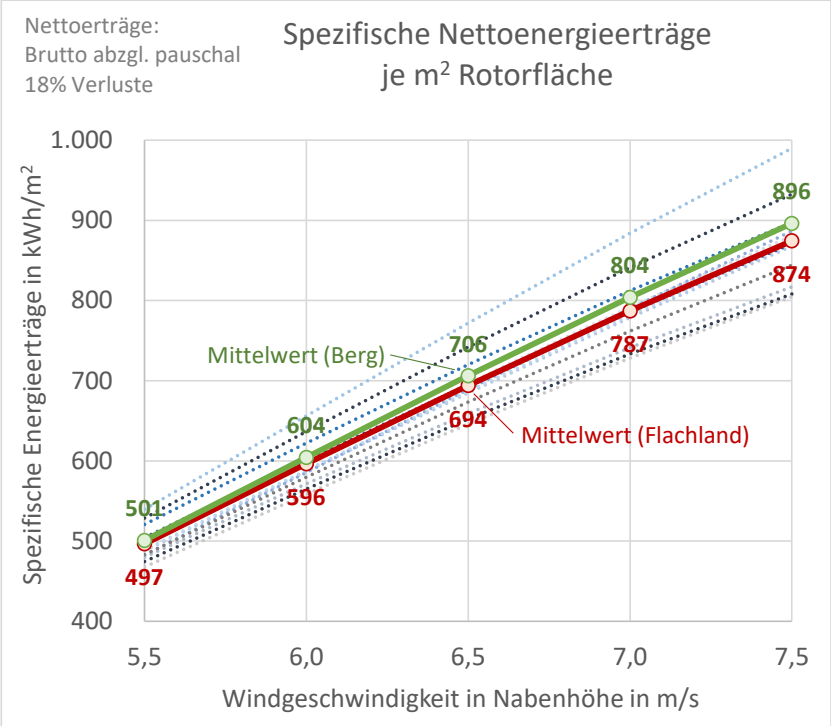


Abbildung 37: Spezifische Nettostromerträge je m² Rotorkreisfläche repräsentativer, dem Stand der Technik entsprechender WKA-Typen in Abhängigkeit der mittleren Windgeschwindigkeit sowie Angabe der resultierenden Mittelwerte für Bergstandorte (in Grün) und für Flachlandstandorte (in Rot – gemäß Basismodell)

Vergleicht man beide Kennlinien, so zeigt sich als Charakteristikum der eingeschränkten WKA-Typenauswahl im Fall von Bergstandorten eine Erhöhung der rotorflächenspezifischen Erträge bei gleicher mittlerer Jahreswindgeschwindigkeit. Der bei

einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von 6,5 m/s auf Nabenhöhe berechnete spezifische Nettoertrag je m2 Rotorkreisfläche beträgt nunmehr 706 kWh/m^2 im Vergleich zu 694 kWh/m^2 gemäß Basismodell. Es sei angemerkt, dass der Anstieg der spezifischen Erträge aufgrund der speziellen WKA-Ausgestaltung auf Kosten der Wirtschaftlichkeit geht – vergleiche hierzu Ausführungen in Abschnitt 4.4.5, Stufe 1 der Plausibilitätsprüfung bzw. nachfolgende Analysen.

Analog zu Punkt 3 gemäß Basismodell (wie im vorherigen Abschnitt im Detail beschrieben) erfolgte schlussendlich **die Festlegung einer repräsentativen „Normanlage Berg", welche sich durch Eignung für Bergstandorte auszeichnet**. Tabelle 37 zeigt die ermittelten technischen Kenngrößen (Rotordurchmesser, Generatorleistung). Diese Angaben kennzeichnen den repräsentativen durchschnittlichen Mix aller als geeignet identifizierten WKA-Typen.

Tabelle 37: Definition der „Normanlage Berg" (im Mittel der 8 als geeignet identifizierten WKA-Typen): Technische Kennwerte

WKA-Kennwerte (Mittel der 8 als geeignet identifizierten WKA-Typen)

Rotorkreisfläche (m2)	**14.494**	Mittelwert
Durchmesser (m)	**135,8**	Rückrechnung
Generatorleistung (MW)	**4,3**	Mittelwert

Analog zu Punkt 4 gemäß Basismodell erfolgte in einem nächsten Schritt **die LCOE-Berechnung und auf deren Basis die Ermittlung der azW für Bergstandorte.** Die somit identifizierten azW dienten in Folge der Parametrierung ergänzender Korrekturfaktoren zum Ausgleich der Seehöhenspezifika, aufbauend auf dem bereits generierten Basismodell zur Standortdifferenzierung (siehe vorheriger Abschnitt 4.4.3).

In die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung fanden im Einklang mit der Vorgehensweise gemäß Basismodell neben den Ertragskennzahlen und den technischen Spezifikationen (d.h. Rotordurchmesser und Generatorleistung) der Normanlage repräsentative Kostenparameter Eingang. Es resultierten im Gleichklang mit den Spezifikationen gemäß Basismodell die in Tabelle 38 angegebenen Annahmen zu Investitionskosten

(1.520 €/kW)[62] sowie zu Betriebskosten (21,7 €/MWh, bezogen auf den „Normstandort Berg“)[63].

Tabelle 38: Berechnete Stromgestehungskosten (LCOE) sowie azWs gemäß Basismodell im Vergleich zur vorgeschlagenen Modellerweiterung zwecks Seehöhenkorrektur in Abhängigkeit der Standortgüte

Technologiefeld:		Wind	Wind	Wind	Wind	Wind	Wind
Windenergie	Beispielfall:	Standort C, Normanlage Berg	Standort C+, Normanlage Berg	Standort B-C, Normanlage Berg	Standort B, Normanlage Berg	Standort A-B, Normanlage Berg	Standort A, Normanlage Berg
Anlagenspezifikation:							
Leistung Windpark	MW	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8
Stromerzeugung Windpark	MWh	48.598	52.186	52.766	61.659	70.193	76.051
Volllaststunden	h/a	1.884	2.023	2.045	2.390	2.721	2.948
Anzahl WKA	1	6	6	6	6	6	6
Leistung je WKA	MW	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30
Standortspezifikation:							
Standort-Güteklasse		C	C+	B-C	B	A-B	A
Mittlere Seehöhe Windpark	m	1.400	1.400	1.400	1.400	1.400	1.400
Nabenhöhe	m	122	122	122	122	122	122
Rotordurchmesser	m	136	136	136	136	136	136
Vmed auf 100m	m/s	5,6	5,8	5,9	6,3	6,8	7,2
Vmed in Nabenhöhe	**m/s**	**5,8**	**5,97**	**6,0**	**6,5**	**7,0**	**7,4**
Parkwirkungsgrad (inkl. Verluste, EV)	%	82%	182%	82%	82%	82%	82%
Spezifischer Ertrag je m² Rotorkreis	**kWh/m2**	**559**	**600**	**607**	**709**	**807**	**875**
Kostenparameter:							
Investitionskosten GESAMT	€/kW	1.520	1.520	1.520	1.520	1.520	1.520
Betriebskosten GESAMT	€/MWh	24,9	23,8	23,7	21,7	20,2	19,4
Finanzierungsbedingungen							
WACC Standard	%	**3,30%**	**3,30%**	**3,30%**	**3,30%**	**3,30%**	**3,30%**
Inflation	%	1,60%	1,60%	1,60%	1,60%	1,60%	1,60%
Levelised Cost of Electricity							
$LCOE_{20\ ohne\ Anlagenrestwert}$	€/MWh	**86,1**	**81,0**	**80,2**	**70,3**	**63,2**	**59,2**
AzW Basismodell		**81,0**	**76,2**	**75,5**	**66,4**	**61,2**	**58,1**
AzW erweitertes Modell (inkl. Seehöhenzuschlag)		**81,0**	**81,0**	**80,2**	**70,5**	**64,7**	**61,5**
Zuschlagsfaktor Anreiz					0,3%	2,5%	4,0%

[62] Es sei angemerkt, dass die im Gleichklang mit dem Basismodell unterstellten Investitionskosten in Höhe von 1520 €/kW implizit Zuschläge für Bergstandorte im Vergleich zum Flachland beinhalten. Diese kompensieren somit die real beobachtbare Absenkung der spezifischen Investitionskosten aufgrund der Verminderung der Nabenhöhe sowie aufgrund der Veränderung des Generatorleistung/Rotorflächen-Verhältnisses.

[63] Bei den Betriebskosten erfolgte auf jährlicher Basis eine Aufsplittung in variable (also von der Stromproduktion abhängige) und in fixe Aufwendungen (65% gemessen an den gesamten Betriebsaufwendungen ohne Ausgleichsenergiekosten, bezogen auf den Normstandort). Aufgrund der veränderten WKA-Typenspezifika steigen obgleich identer Eingangsgrößen (€/kW) die ertragsspezifischen Betriebskosten am Normstandort Berg im Vergleich zum Flachland. Dies ist eine Folge der im Vergleich zum Flachland gesunkenen Volllaststunden bei identer mittlerer Jahreswindgeschwindigkeit.

Auf Basis all der obig erwähnten Angaben erfolgte schlussendlich die LCOE-Berechnung für die betrachteten fünf Fälle unterschiedlicher Standortgüte sowie, unter Beibehaltung des im Basismodell etablierten Anreizsystems für Standorte höherer Standortgüte, die Ermittlung der erforderlichen azWs.[64] Die Eingangsgrößen und die Ergebnisse der LCOE- und azW-Berechnungen (gemäß Basismodell und Modellerweiterung) werden in Tabelle 38 angegeben.

Aus Tabelle 38 werden nachfolgend drei zentrale Fälle näher vorgestellt:

- Die Standortklasse B bzw. dritte Spalte von rechts in Tabelle 38 weist demgemäß einen LCOE in Höhe von 70,3 €/MWh auf. Der rotorflächenspezifische Ertrag beträgt hier 709 kWh/m^2 und kommt somit etwas über dem im Basismodell etablierten Normstandort (694 kWh/m^2) zu liegen. Dies bedingt aufgrund der im Basismodell etablierten Lenkungswirkung hin zu Standorten besserer Güte eine geringfügige Spreizung zwischen dem gemäß der hier entwickelten Modellerweiterung empfohlenen azW (70,5 €/MWh) und den zugrundeliegenden LCOE (70,3 €/MWh). Gemäß Basismodell, das auf anderen WKA-Typencharakteristika basiert, würde hingegen lediglich eine Vergütung (azW Basismodell) in Höhe von 66,4 €/MWh erfolgen. Die Differenz der azW-Werte beträgt somit 4,1 €/MWh.
- Die zweite Spalte von links in Tabelle 38 beschreibt den Betrieb einer „Normanlage Berg“ an einem Standort mit vergleichsweise niedriger Standortgüte (Windklasse C+). Bei einer Windgeschwindigkeit von durchschnittlich 5,97 m/s in Nabenhöhe resultieren niedrige absolute und spezifische Erträge und ebenso eine vergleichsweise niedrige Wirtschaftlichkeit. Die LCOE betragen hier 81,0 €/MWh und entsprechen somit dem maximalen Vergütungssatz gemäß Basismodell. Gemäß der Modellerweiterung würde folglich eine volle Vergütung der Kosten erfolgen, während im Basismodell aufgrund des rotorflächenspezifischen Ertrags (600 kWh/m^2) lediglich eine Vergütung (azW-Basismodell) in Höhe von 76,2 €/MWh vorgesehen wäre. Es resultiert eine Differenz der azW-Werte von 4,8 €/MWh.
- Die rechte Spalte in Tabelle 38 kennzeichnet den Betrieb einer „Normanlage Berg“ an einem Standort mit exzellenter Standortgüte (Windklasse A). Bei einer

[64] Um zu gewährleisten, dass Investor*innen und Projektentwickler*innen stets dem Gedanken der Kosteneffizienz Folge leisten und somit bei der Standortwahl bevorzugt bestmögliche Windstandorte wählen, erschien gemäß dem in Abschnitt 4.4.3 beschriebenen Basismodell eine geringfügige Anhebung der azWs für alle Standorte, die besser als der Normstandort (694 kWh/m^2) sind, zielführend. Hierfür wurde ein linearer Anstieg der Spreizung zwischen azW und LCOE zwischen Normstandort und A-Standort in der Parametrierung unterstellt.

Windgeschwindigkeit von durchschnittlich 7,4 m/s in Nabenhöhe resultieren hohe absolute und spezifische Erträge und ebenso ein hohes Maß an Wirtschaftlichkeit. Die LCOE am Bergstandort betragen hier 59,2 €/MWh. Zwecks Anreizwirkung wird hier gemäß Basismodell eine Spreizung zwischen LCOE und azW in Höhe von 4% (gemessen an den LCOE) vorgesehen. Dies bedingt entsprechend der hier entwickelten Modellerweiterung einen azW in Höhe von 61,5 €/MWh. Gemäß Basismodell (azW-Basismodell) würde hingegen lediglich eine Vergütung in Höhe von 58,1 €/MWh erfolgen. Die Differenz der azW-Werte liegt hiermit bei 3,4 €/MWh.

Auf Basis des obig beispielhaft skizzierten azW-Vergleichs zwischen Basismodell (azW-Basismodell gemäß Abschnitt 4.4.3) und der hier entwickelten Modellerweiterung (azW des erweiterten Modells) kann somit ein ergänzender Korrekturfaktor ermittelt werden, der dem Ausgleich der seehöhenbedingten Ertragsminderung Rechnung trägt. Auch hier zeigt sich eine Abhängigkeit vom rotorflächenspezifischen Ertrag: Die Höhe des erforderlichen Zuschlags für Bergstandorte variiert zwischen 3,4 und 4,8 €/MWh und sinkt im Allgemeinen mit steigendem rotorflächenspezifischem Ertrag.

In Folge wurden die absoluten azW-Differenzen in prozentuale Korrekturfaktoren (in Relation zum Basis-azW von 67,5 €/MWh) umgerechnet und es erfolgte eine formeltechnische Beschreibung wie in Abbildung 38 angegeben. Wie aus jener Abbildung ersichtlich, variieren die prozentualen Korrekturfaktoren zwischen 5,1% und 7,6%. Ergänzend zu Abbildung 38, in der die ertragsspezifische Abhängigkeit der entwickelten Korrekturfaktorkomponente zur Berücksichtigung der Ertragsspezifika bei Bergstandorten dargestellt wird, zeigt Abbildung 39 die Stromgestehungskosten und azW einer „Normanlage Berg“ in Abhängigkeit vom spezifischen Ertrag je Rotorkreisfläche gemäß der empfohlenen Standortdifferenzierungsmethodik zuzüglich der entwickelten Modellerweiterung zwecks Ausgleichs der seehöhenspezifischen Ertragsminderung.

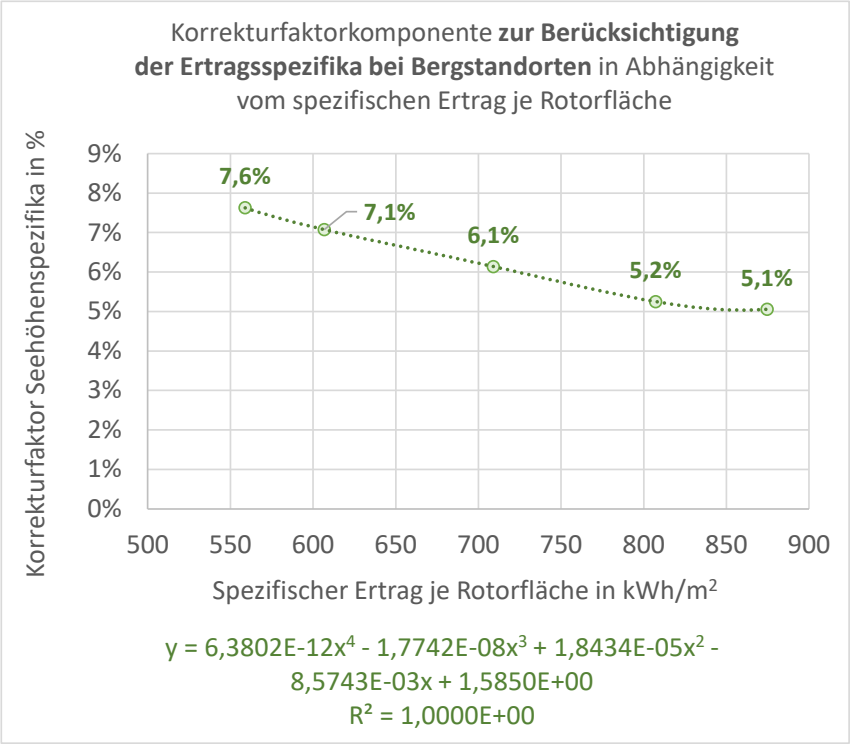


Abbildung 38: Korrekturfaktorkomponente (in Relation zum Basis-azW) zur Berücksichtigung der Ertragsspezifika bei Bergstandorten in Abhängigkeit vom spezifischen Ertrag je Rotorkreisfläche auf Basis des azW-Vergleichs zwischen Basismodell und der entwickelten Modellerweiterung.

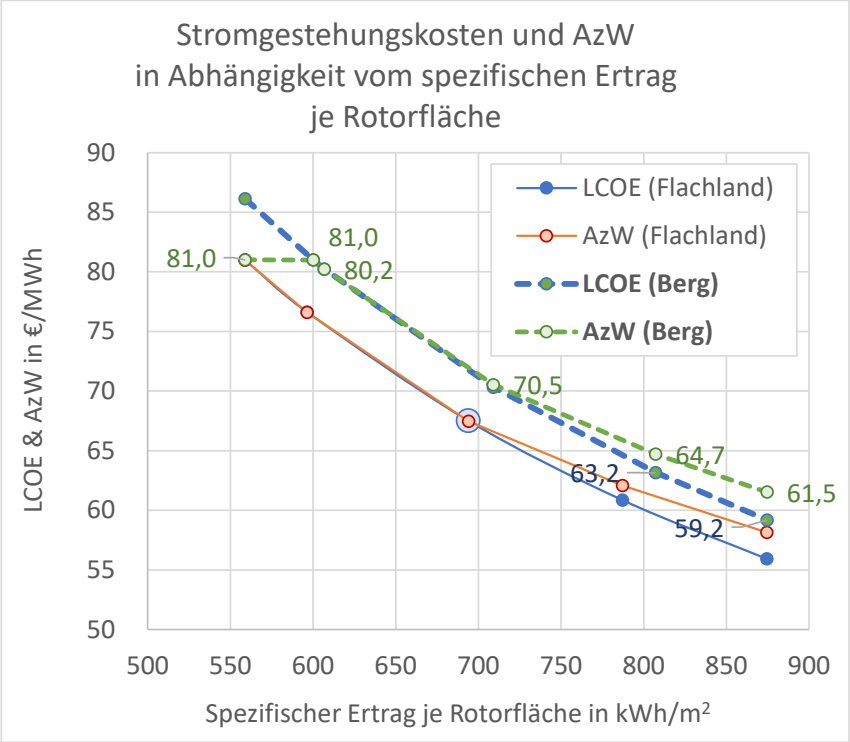


Abbildung 39: Stromgestehungskosten und azW einer „Normanlage Berg“ in Abhängigkeit vom spezifischen Ertrag je Rotorkreisfläche gemäß der im Basismodell empfohlenen Standortdifferenzierungsmethodik zuzüglich der entwickelten Modellerweiterung zwecks Ausgleichs der seehöhenspezifischen Ertragsminderung

Seitens der Gutachter*innen wird empfohlen, den vollen Bergzuschlag für Standorte ab einer Seehöhe von 1.400 m zu gewähren. Für Flachlandstandorte auf Seehöhen kleiner gleich 400 m empfiehlt sich hingegen keinerlei Seehöhenausgleich. Für alle Standorte zwischen 400 m und 1400 m Seehöhe wird eine lineare Interpolation vorgeschlagen, sodass beispielsweise bei einer Seehöhe von 900 m der halbe Bergzuschlag zur Anwendung käme.

Die Etablierung einer entsprechenden Modellerweiterung zwecks Ausgleichs der seehöhenbedingten Ertragsminderung erscheint auf Basis der obig skizzierten Analyse essentiell. Die Tauglichkeit der entwickelten und vorgeschlagenen Modellerweiterung wird anhand einer im Folgeabschnitt (Stufe 2) durchgeführten Plausibilitätsprüfung getestet. Eine weitere Reflexion mit Branchenkennern und Entscheidungsträgern erscheint in Folge zielführend.

4.4.5 Plausibilitätsprüfung des Modells

Dieser abschließende Abschnitt ist der Plausibilitätsprüfung des entwickelten Standortdifferenzierungsmodells gewidmet. Diese erfolgte in zwei Stufen:

Stufe 1: Prüfung auf Basis generischer WKA-Typen

Einerseits wurde die Modelltauglichkeit auf Basis generischer WKA-Typen durchgeführt (siehe hierzu Abbildung 40, Abbildung 42 und Abbildung 43). Hierfür wurden zunächst einzelne dem Stand der Technik entsprechende WKA-Typen aus Tabelle 33 herangezogen und anhand der Kennwerte Generatorleistung und Rotordurchmesser in Relation zur Normanlage gesetzt bzw. beschrieben. Die hier durchgeführte Modellprüfung umfasst Windkraftstandorte im Flachland, bei angenommener Seehöhe von maximal 400m. Es kommt folglich lediglich das Basismodell zur Anwendung, also die Differenzierung der Förderhöhe nach dem rotorkreisflächenspezifischen Ertrag und folglich ohne der vorgestellten Modellerweiterung zur Berücksichtigung der Ertragsspezifika in Abhängigkeit von der Seehöhe. Für die Wirtschaftlichkeitsrechnung wurde von den in Kapitel 4.3 erläuterten repräsentativen Investitions- und Betriebskosten ausgegangen und die Kosten dann bei Bedarf auf Basis von Tabelle 32 angepasst.

Die daraus resultierenden und für die Berechnung verwendeten Investitions- und Betriebskosten sind Tabelle 39 zu entnehmen. Als Indikator für die Ausgestaltung der

WKA[65] wurde in diese Tabelle auch noch die Flächenleistung aufgenommen, welche die Generatorleistung in Relation zur Rotorkreisfläche setzt, da dies von Relevanz bei der nachfolgenden Ergebnisdiskussion ist.

Weiters wurde von einer für den österreichischen Markt als repräsentativ erachteten Nabenhöhe von 135 m für die Normanlage ausgegangen (siehe Abschnitt 4.4.3), aber auch diese wurde variiert hin zu einer geringeren (120 m) und einer höheren (150 m) Nabenhöhe.

Tabelle 39: Kostenparametervariation, abgeleitete Indikatoren sowie berechnete Stromgestehungskosten (LCOE) und Empfehlungen für dazu passende azW unter Variation der WKA Type (links-Mitte) und der Nabenhöhe (rechts)

Technologiefeld:		Wind	Wind	Wind	Wind	Wind	Wind	Wind
Windenergie	WKA-Type:	Normanlage, mittlere Nabenhöhe	mittlerer bis kleiner Rotor	kleiner Rotor & kleiner Generator	großer Rotor	großer Rotor & großer Generator	Normanlage, große Nabenhöhe	Normanlage, kleine Nabenhöhe
Anlagenspezifikation:								
Leistung Windpark	MW	25,2	25,2	20,7	25,2	36,0	25,2	25,2
Stromerzeugung Windpark	MWh	63.288	61.518	52.117	69.132	91.751	63.288	63.288
Volllaststunden	h/a	2.511	2.441	2.518	2.743	2.549	2.511	2.511
Anzahl WKA	1	6	6	6	6	6	6	6
Leistung je WKA	MW	4,20	4,20	3,45	4,20	6,00	4,20	4,20
Standortspezifikation:								
Standort-Güteklasse		B	B	B	B	B	B	B
Nabenhöhe	m	135	135	135	135	135	150	120
Rotordurchmesser	m	139	136	126	150	162	139	139
Vmed auf 100m	m/s	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	5,9	6,2
Vmed in Nabenhöhe	**m/s**	**6,5**	**6,5**	**6,5**	**6,5**	**6,5**	**6,5**	**6,5**
Parkwirkungsgrad (inkl. Verluste, EV)	%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%
Spezifischer Ertrag je m² Rotorkreis	**kWh/m2**	**694**	**706**	**697**	**652**	**742**	**694**	**694**
Kostenparameter:								
Investitionskosten GESAMT	€/kW	1.520	1.505	1.520	1.565	1.503	1.597	1.466
Betriebskosten GESAMT	€/MWh	21,1	21,4	21,1	20,1	20,9	21,1	21,1
Finanzierungsbedingungen								
WACC Standard	%	**3,30%**	**3,30%**	**3,30%**	**3,30%**	**3,30%**	**3,30%**	**3,30%**
Inflation	%	1,60%	1,60%	1,60%	1,60%	1,60%	1,60%	1,60%
Levelised Cost of Electricity								
$LCOE_{20\ ohne\ Anlagenrestwert}$	€/MWh	**67,5**	**68,7**	**67,3**	**63,9**	**66,2**	**69,6**	**66,0**
(azW) Korrekturfaktor, gedeckelt	%	0,0%	-1,3%	-0,3%	5,1%	-4,7%	0,0%	0,0%
azW	€/MWh	**67,5**	**66,6**	**67,3**	**70,9**	**64,4**	**67,5**	**67,5**
Indikator:								
Flächenleistung (Generatorleistung je m² Rotorkreisfläche)		276	289	277	238	291	276	276

Das Ergebnis dieser Plausibilisierungsprüfung anhand des Vergleichs der Stromgestehungskosten (LCOE) und der aus dem vorgeschlagenen Differenzierungsmodell resultierenden azWs ist in Tabelle 39 dargestellt. Zunächst kann gesagt werden, dass der

[65] Als Ausgestaltung einer WKA sei hier die Wahl einer bestimmten WKA-Type gemeint. Umfasst sind hierbei Parameter wie die Nabenhöhe, die Größe der Rotorblätter oder die elektrische Generatorleistung.

Einfluss der WKA-Typenvariation auf die resultierenden Investitionskosten im Regelfall gering ist – Ausnahme hiervon bilden WKA mit großen Rotoren, was eine deutliche Steigerung der spezifischen Investitionskosten bedingt (1.565 €/kW anstelle von 1.520 €/kW gemäß Normanlage). Ein Blick auf die resultierenden Stromgestehungskosten und auch den sich gemäß Fördermodell ergebenden azW verdeutlicht jedoch die Wirtschaftlichkeit dessen.

Der WKA-Typenvergleich hinsichtlich der resultierenden LCOE und azW (Tabelle 39 links-mittig bzw. in Abbildung 40 grafisch) bestätigt obige Ausführungen zur hohen Wirtschaftlichkeit von WKA mit verhältnismäßig großen Rotoren in Relation zur Generatorleistung, vgl. hierzu die in Tabelle 39 angegebenen LCOE Ergebnisse bzw. die je WKA-Type spezifizierte Flächenleistung (d.h. Generatorleistung je m^2 Rotorkreisfläche). Hierfür bietet das entwickelte Fördermodell auch entsprechende Lenkungsanreize, da diese Typengestaltung eine Bevorzugung erfährt (siehe Abbildung 40 bzw. Abbildung 42).

WKA mit mittleren bis kleinen Rotoren in Relation zur Generatorleistung schneiden hingegen im Wirtschaftlichkeitsvergleich sowohl hinsichtlich LCOE als auch fördermodellbedingten azW am vergleichsweise schlechtesten ab (vgl. hierzu WKA-Typen „großer Rotor & großer Generator“ sowie „mittlerer bis kleiner Rotor“ in Tabelle 39, Abbildung 40 bzw. Abbildung 42). Andere WKA-Typen weisen im Regelfall nur geringe Unterschiede zur Normanlage auf.

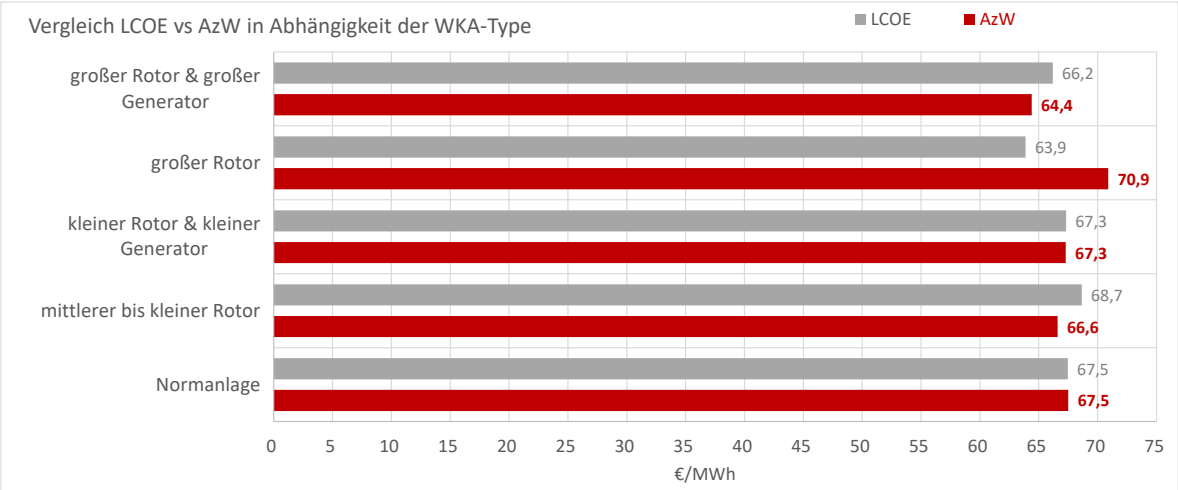


Abbildung 40: Prüfung anhand generischer WKA-Typen (I): Stromgestehungskosten (LCOE) und gemäß Fördermodell resultierender azW bei mittlerer Standortgüte (Klasse B) und Standardnabenhöhe (135 m) unter Variation der untersuchten WKA Type

Von Interesse erscheint auch der Blick auf die Variation der Nabenhöhe – vgl. hierzu Spezifikationen und Annahmen in Tabelle 39 sowie grafisch aufbereitete Ergebnisse in

Abbildung 41. Höhere Nabenhöhen bedingen per se höhere Erträge am selben Standort. Demgegenüber stehen aber höhere Investitionskosten. Bei Anheben der Nabenhöhe von standardmäßig unterstellten 135 m auf 150 m bedingt dies einen Anstieg der spezifischen Investitionskosten von 1.520 €/kW auf 1.597 €/kW. Dies zeigt schlussendlich negative Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit. Bei kleinerer Nabenhöhe im Vergleich zum Standardfall ist hingegen ein gegenteiliger Effekt zu beobachten. Die Wirtschaftlichkeit steigt geringfügig an im Vergleich zur Normanlage. Mittelgebirgsstandorte, die im Regelfall geringere Nabenhöhen benötigen aufgrund im Vergleich zum Flachland veränderter Windverhältnisse, würden somit eine geringfügige Bevorzugung erfahren.

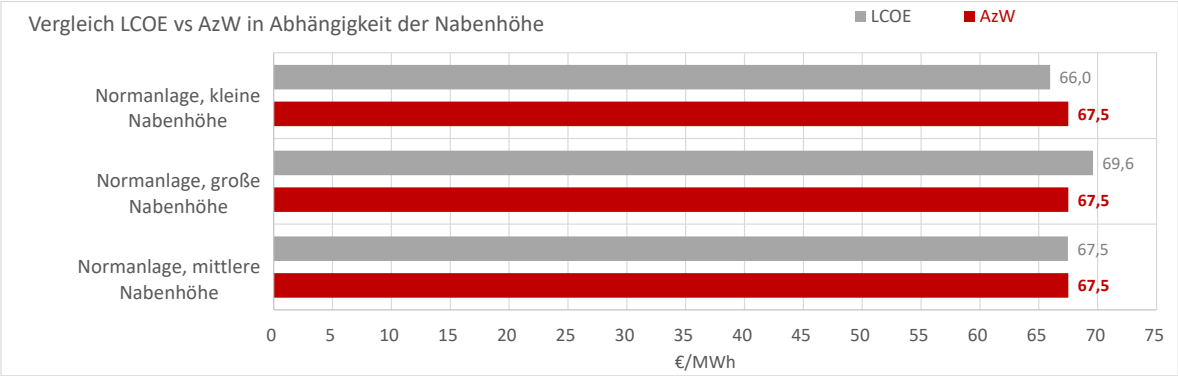


Abbildung 41: Prüfung anhand generischer WKA-Typen (II): Stromgestehungskosten (LCOE) und gemäß Fördermodell resultierender azW bei mittlerer Standortgüte (Klasse B) unter Variation der Nabenhöhe

Ergänzend zum obigen WKA-Typenvergleich unter Einbeziehung einer Variation der Nabenhöhe bietet Abbildung 42 einen umfassenden Vergleich, wo neben WKA-Type auch die Standortqualität mitberücksichtigt wird. Diese Darstellung dient primär der Transparenz und verdeutlicht nachmals das bereits Gezeigte hinsichtlich des WKA-Typenvergleichs. Des Weiteren wird anhand des detaillierten Typenvergleichs bei Variation der Standortqualität die Eignung des entwickelten Fördermodells zur Standortdifferenzierung bestätigt.

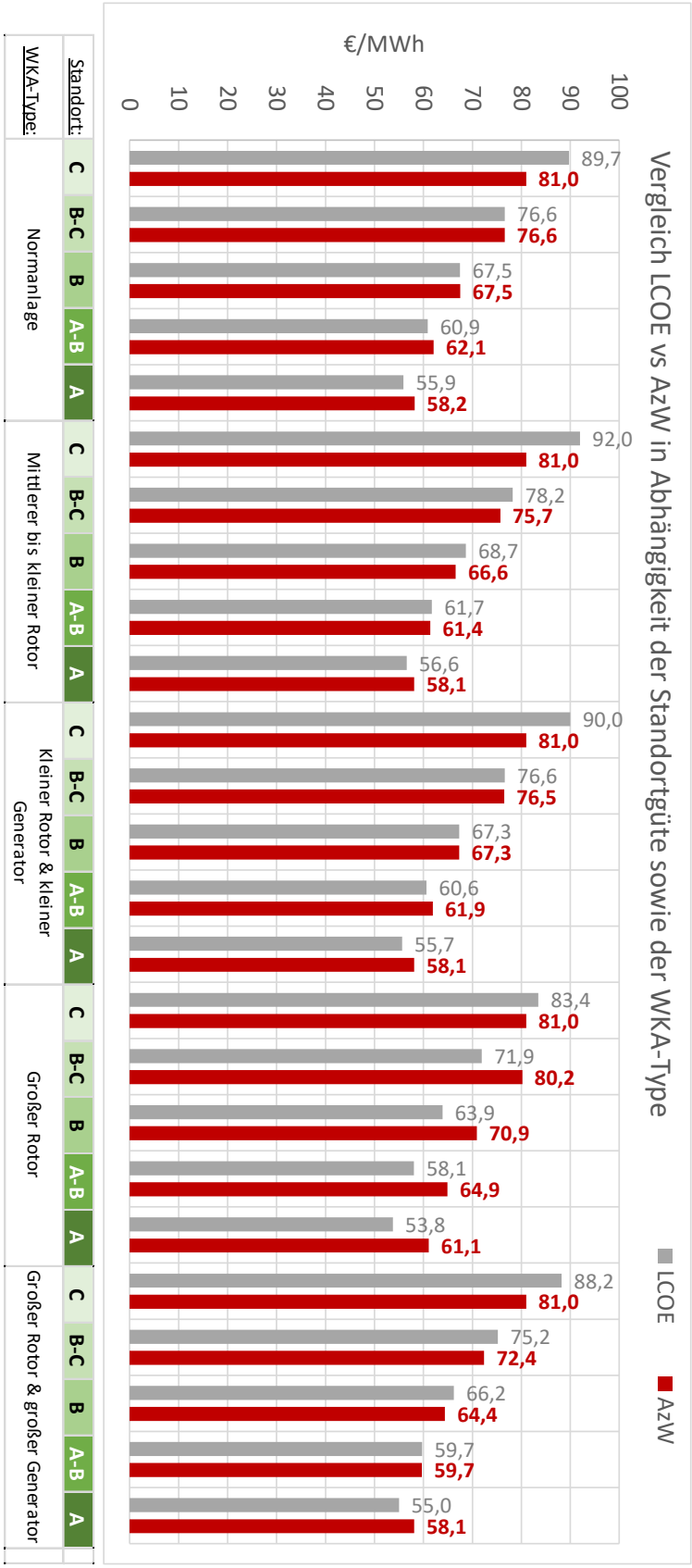


Abbildung 42: Prüfung anhand generischer WKA-Typen (III): Stromgestehungskosten (LCOE) und gemäß Fördermodell resultierender azW in Abhängigkeit vom spezifischen Ertrag je Rotorfläche für untersuchte WKA Typen bei Standardnabenhöhe von 135 m

Einen interessanten Einblick auf die modellbedingte Lenkungswirkung liefert ergänzend Abbildung 43. Hierin wird der spezifische Zusatzerlös, also die Differenz zwischen azW und LCOE je erzeugter MWh in Abhängigkeit von der standortspezifischen Windgeschwindigkeit, normiert auf 100 m über Boden, und der untersuchten WKA-Type dargestellt. Es bestätigt sich hier nochmals die hohe Wirtschaftlichkeit von WKA mit verhältnismäßig großen Rotoren in Relation zur Generatorleistung.

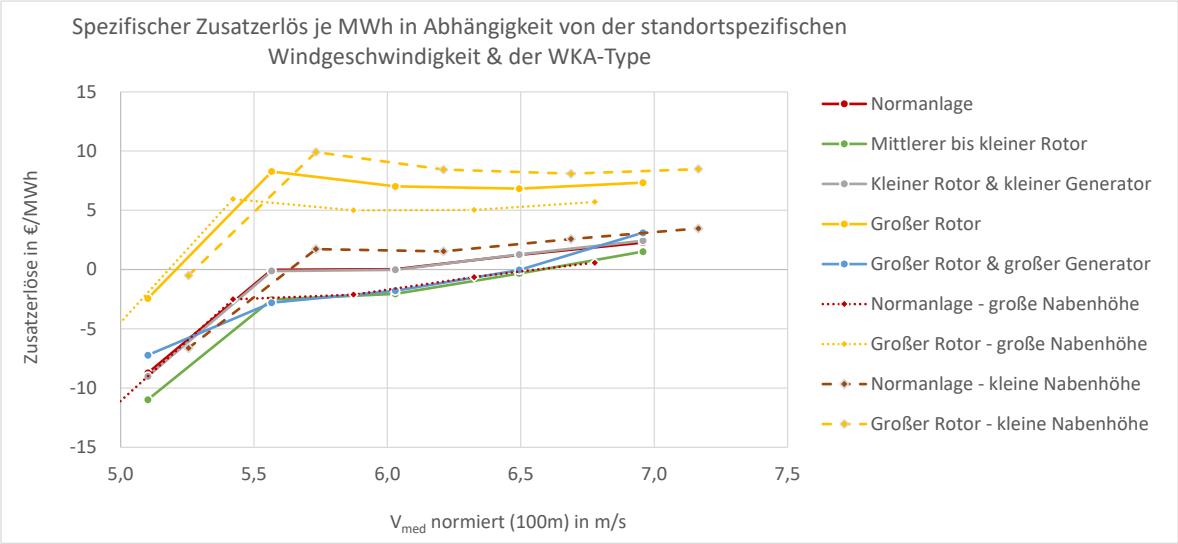


Abbildung 43: Spezifischer Zusatzerlös (d.h. Differenz zwischen azW und LCOE) je MWh in Abhängigkeit von der standortspezifischen Windgeschwindigkeit und der untersuchten WKA-Type

Die Plausibilitätsprüfung auf Basis generischer WKA-Typen zeigt die hohe Tauglichkeit des entwickelten Fördermodells hinsichtlich der Eignung zur Standortdifferenzierung.

Wie aus dem WKA-Typenvergleich ersichtlich wird, erreicht man eine maßvolle Standortdifferenzierung für alle untersuchten WKA-Typen. Unterschiede zwischen Designvarianten bestehen allerdings: Demnach werden WKA 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 ist dies in Hinblick auf die bessere Systemtauglichkeit ein durchaus gewünschter Effekt.

Stufe 2: Prüfung auf Basis der repräsentativen Beispielprojekte

Ergänzend zur Plausibilitätsprüfung auf Basis generischer WKA-Typen und dazu passender Annahmen gemäß Stufe 1 wurde nun in Stufe 2 die Modelltauglichkeit auf Basis der repräsentativen Beispielprojekte, die von den Branchenvertretungen (IG Windkraft & Oesterreichs Energie, 2021) bereitgestellt wurden, geprüft. Hier kommt im Gegenzug zu Stufe 1, in der sich die Prüfung lediglich auf die Prüfung des Basismodells an Flachlandstandorten beschränkte, das erweiterte Standortdifferenzierungsmodell zur Anwendung – also inklusive der Modellerweiterung zwecks Ausgleichs seehöhenbedingter Ertragsminderungen wie in Abschnitt 4.4.4 entwickelt.

Wie in Abschnitt 4.4.2 bereits im Detail beschrieben, umfasste der Datensatz 22 Windprojekte[66] an unterschiedlichen Standorten repräsentativ für Österreich, sowohl hinsichtlich Standortgüte, also den Windverhältnissen vor Ort, als auch im Hinblick auf Topographie.

Im Zuge der Plausibilitätsprüfung gemäß Stufe 2 wurde zunächst für die 21 Datensätze ein Vergleich der gutachterlichen Stromgestehungskosten („LCOE“) mit den Förderanreizen vorgenommen, die gemäß dem gutachterlichen Modellvorschlag resultieren würden („Gutachter*innen azW“). Diese Werte wurden anschließend noch mit azW verglichen, die für die 21 Datensätze aus folgenden zwei Fördermodellvorschlägen der Branche (IG Windkraft und Österreichs Energie) resultieren:

- Dies umfasst einerseits eine seitens der Branche bereitgestellte Abschätzung der Anreize, die im Deutschen Referenzertragsmodell („Referenzertragsmodell (DE)“) zu erwarten wären, und
- andererseits die Förderanreize, welche gemäß einem seitens der Branche vorgeschlagenen und entwickelten „Differenzierungsmodell“ zu erwarten wären (dieses Modell stellt eine Weiterentwicklung des Referenzertragsmodells dar, in dem zwecks feingliedriger Standortdifferenzierung Zuschläge (für Seehöhe, Wald und Bürgerbeteiligung) bzw. ein Abschlag bei großer Windparkgröße ergänzend zum Referenzertragsmodell gewährt werden).

Die Angaben zur Förderhöhe (azW) der beiden Branchen-Fördermodellvorschläge basieren auf Branchenangaben. Was die gutachterliche

[66] Im Zuge der Validierung wurde die Liste um einen Datenpunkt bereinigt, da der angegebene Beispielfall offenkundig nicht den Kriterien der Kosteneffizienz entsprach.

Stromgestehungskostenberechnung betrifft („LCOE“ sowie „Gutachter*innen AzW“) sei erwähnt, dass diese (wie schon in Abschnitt 4.4.2 beschrieben) auf Basis der von IG Windkraft & Oesterreichs Energie getätigten Angaben zu Kosten- und Ertragsparametern der einzelnen Projektvorhaben berechnet wurden. Mitberücksichtigt wurden dabei weiters die in Kapitel 2.2 dargelegten allgemeinen Finanzierungsbedingungen – demgemäß erfolgte die LCOE-Berechnung unter Berücksichtigung des risikoarmen Standard WACC in Höhe von 3,30% sowie der Annahmen zur künftigen Inflation (1,6%). Ebenso berücksichtigt wurden die angeführten Betriebsausgaben um Aufwendungen für Ausgleichsenergie (pauschal 4 €/MWh) und Erlöse aus dem Verkauf der HKN, da diese in den von der Branche bereitgestellten Beispieldaten nicht angeführt waren. Die entsprechend ergänzten Betriebsausgaben bildeten die Basis für die nachfolgende LCOE-Berechnung.

Die angegebenen Kosten- und standortspezifischen Ertragsparameter sowie Projektspezifika wie etwa die WKA-Ausgestaltung der Beispielprojekte werden in Abbildung 44 vergleichend dargestellt. Demgemäß erlauben die im linken Teil von Abbildung 44 dargestellten Grafiken einen Vergleich zentraler Indikatoren zur WKA-Projektierung, also beispielsweise zur Anlagenausgestaltung (Nabenhöhe, Flächenleistung) oder zu den angegebenen Investitions- und Betriebskosten, sowie zu Standortspezifika (Seehöhe, Windgeschwindigkeit, spezifischer Stromertrag). Die Darstellung aller Kenngrößen erfolgt hierbei stets in relativer Form, also vergleichend in Relation zum Normstandort (Seehöhe, Windgeschwindigkeit) bzw. zur Normanlage (Kosten, Nabenhöhe, Flächenleistung) am Normstandort (spezifischer Stromertrag).

Hinsichtlich der Standort- und Projektspezifika der Beispielprojekte zeigt sich folgendes Bild:

- Die Beispielprojekte umfassen eine ausgewogene Mischung an WKA-Projekten im Flachland und im voralpinen Bereich. Der Mittelwert der Angaben zur Seehöhe liegt demnach deutlich (197% in Relation zum Normstandort) über dem als Bezugspunkt dienenden Normstandort.
- Die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit kommt im Mittel über alle Beispielprojekte bei 102% in Relation zu jener am Normstandort (6,5 m/s) zu liegen. Bei den einzelnen Projekten zeigt sich eine deutliche Variation der Standortgüte (69% bis 118% in Relation zum Normstandort), der Mittelwert aller Projekte stimmt jedoch gut mit den zur Festlegung des Normstandorts getroffenen Annahmen überein.

- Der rotorflächenspezifische Stromertrag liegt im Mittel der Beispielprojekte bei 104% (in Relation zum Ertrag der Normanlage am Normstandort). Zwischen den einzelnen Projekten zeigt sich auch hier eine große Variation (52% bis 143% in Relation zum spezifischen Ertrag der Normanlage am Normstandort).
- Hinsichtlich der Anlagenausgestaltung ist festzuhalten, dass die Nabenhöhe von Projekt zu Projekt variiert, der Mittelwert (99% in Relation zur Normanlage) aber nahezu deckungsgleich mit jener der Normanlage ist. Bei der Bemessung der Generatoren und der Rotoren ist ebenso eine breite Streuung zu beobachten. Setzt man die Generatorleistung aber in Bezug zur Rotorkreisfläche, so zeigt sich bei dieser als Flächenleistung bezeichneten Kenngröße eine gleichermaßen große Variation: Die Angaben schwanken hier zwischen 77% und 163% und der Mittelwert (106% in Relation zur Normanlage) liegt etwas über jener der Normanlage.
- Bei den Kostenangaben, also den Angaben zu Investitions- und Betriebskosten, ist festzustellen, dass diese im Mittel unter den auf Basis der im Zuge des Gutachtens durchgeführten Datenerhebung bzw. der nachfolgenden Datenbereinigung/Datenharmonisierung liegen. So liegt bei den Betriebskosten der Mittelwert bei 89% im Vergleich zu den Standardannahmen der Normanlage bei Betrieb am Normstandort. Bei den Investitionskosten kommt der Mittelwert aller Angaben bei 93% (im Vergleich zur Normanlage) zu liegen. Investitions- und Betriebskosten variieren jedoch in hohem Maße von Beispielprojekt zu Beispielprojekt wie der Blick auf Abbildung 44 offenbart.

Die Ergebnisse des Fördermodellvergleichs sowie der LCOE-Berechnung werden ebenso in Abbildung 44 dargestellt. Konkret zeigt die Grafik zur Rechten für die 21 repräsentativen Beispielprojekte a) die gutachterlich errechneten Stromgestehungskosten („LCOE“ – vgl. graue Balken in Abbildung 44), b) die aus dem gutachterlichen Modellvorschlag resultierenden Vergütungsätze („Gutachter*innen AzW“ – in Abbildung 44 in Rot dargestellt) und vergleicht diese mit den azW gemäß den obig erwähnten Fördermodellvorschlägen der Branche – konkret c) hellbraune („Referenzertragsmodell (DE)“) und d) blaue Balken („Differenzierungsmodell“) in Abbildung 44.

Der Vergleich der gutachterlichen „LCOE“ mit den resultierenden azW der betrachteten Fördermodelle („Gutachter*innen AzW“, „Referenzertragsmodell (DE)“ und „Differenzierungsmodell“) zeigt folgendes Bild:

- Bei 15 Projektbeispielen[67] zeigt sich ein klar positives Bild: Das Modell bietet hinreichend Unterstützung – zum Großteil in angemessenerer (moderaterer) Höhe als beim Referenzertrags- oder Differenzierungsmodell. Die positiv bewerteten Projektbeispiele beinhalten sowohl Flachland- als auch Gebirgsstandorte mit unterschiedlicher Standortgüte.
- Bei 6 Projektbeispielen[68] würden die gewährten Anreize nicht ausreichen, um die Standardrendite zu gewährleisten. Hauptgrund hierfür ist die Anlagenkonzeption, da bei diesen Projektbeispielen verhältnismäßig kleine Anlagen, speziell kleine Rotoren in Relation zur Generatorleistung, zur Anwendung kommen. Teils sind aber auch hohe Kosten (d.h. Betrieb- und/oder Investitionskosten) maßgeblich für die unzureichende Förderwirkung. Bei zwei der sieben Fälle[69] gilt dies für alle drei betrachteten Fördermodelle, denn wie der Fördermodellvergleich gemäß Abbildung 44 veranschaulicht, könnte bei diesen Beispielen auch das Referenzertragsmodell und das Differenzierungsmodell keine hinreichenden Anreize bieten. Es sei erwähnt, dass bei 3 der 6 Projektbeispiele die Unterschiede zwischen azW und LCOE minimal sind, sodass geringfügige Eingriffe in der Projektplanung hinreichend erscheinen, um eine positive Bewertung zu erreichen. Dies umfasst insbesondere Bergstandorte, wo die in Abschnitt 4.4.4 beschriebene entwickelte Modellerweiterung zwecks Ausgleichs der seehöhenbedingten Ertragsminderung sich in hohem Maße als dienlich erwies.
- Hinsichtlich des Fördermodellvergleichs sei erwähnt, dass der gutachterliche Fördermodellvorschlag („Gutachter*innen AzW“) im direkten Vergleich zu den beiden anderen Fördermodellen vielfach ähnliche Charakteristika zeigt. Des Weiteren ist zu beobachten, dass auf Basis des entwickelten gutachterlichen Modells und unter den zugrundeliegenden Finanzierungsbedingungen im Allgemeinen eine maßvollere Förderung im Einklang mit den wirtschaftlichen Erfordernissen (LCOE) gewährleistet werden kann als bei den Fördermodellvorschlägen der Branche.

---

[67] Die Liste an positiv bewerteten Projekten beinhaltet gemäß der in Abbildung 37 angeführten Projektnummer die Beispielprojekte Nr. 1, 2, 5, 6, 7, 8, 9, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18 und 21.
[68] Gemäß der in Abbildung 37 angeführten Projektnummer bestünde bei den Projekten Nr. 3, 4, 10, 11, 19 und 20 ein Refinanzierungsproblem falls die Projekte wie geplant bzw. spezifiziert realisiert würden.
[69] Vergleiche Projekt Nr. 10 und 19 gemäß der in Abbildung 37 angegebenen Nummerierung.

In der zweiten Stufe der Plausibilitätsprüfung wurde die Tauglichkeit des entwickelten Fördermodells zur Standortdifferenzierung auf Basis repräsentativer Beispielprojekte durchgeführt. Hier kam das erweiterte Modell zur Anwendung, also inklusive des Ausgleichs seehöhenbedingter Ertragsminderungen gemäß Abschnitt 4.4.4. Berücksichtigte Projektspezifika zu Standort, Kosten und Ertrag basierten hierbei auf Branchenangaben.

Im Resümee kann festgehalten werden, dass das entwickelte Standortdifferenzierungsmodell auch dieser Prüfung standhält. Das Modell bietet für eine Vielzahl der Beispielprojekte hinreichend Unterstützung – zum Großteil angemessener als beim im Zuge eines vereinfachten Fördermodellvergleichs mitbetrachteten Referenzertrags- oder Differenzierungsmodell.

Einige wenige Beispielprojekte der bereitgestellten Liste erscheinen auf Basis der angegebenen Kosten und Ausgestaltungsvarianten unter den Anreizen, die das vorgeschlagene Fördermodell bieten kann, jedoch wirtschaftlich nicht realisierbar. Hier erscheint eine Umplanung der Projekte mit Fokus auf Kosteneffizienz zielführend.

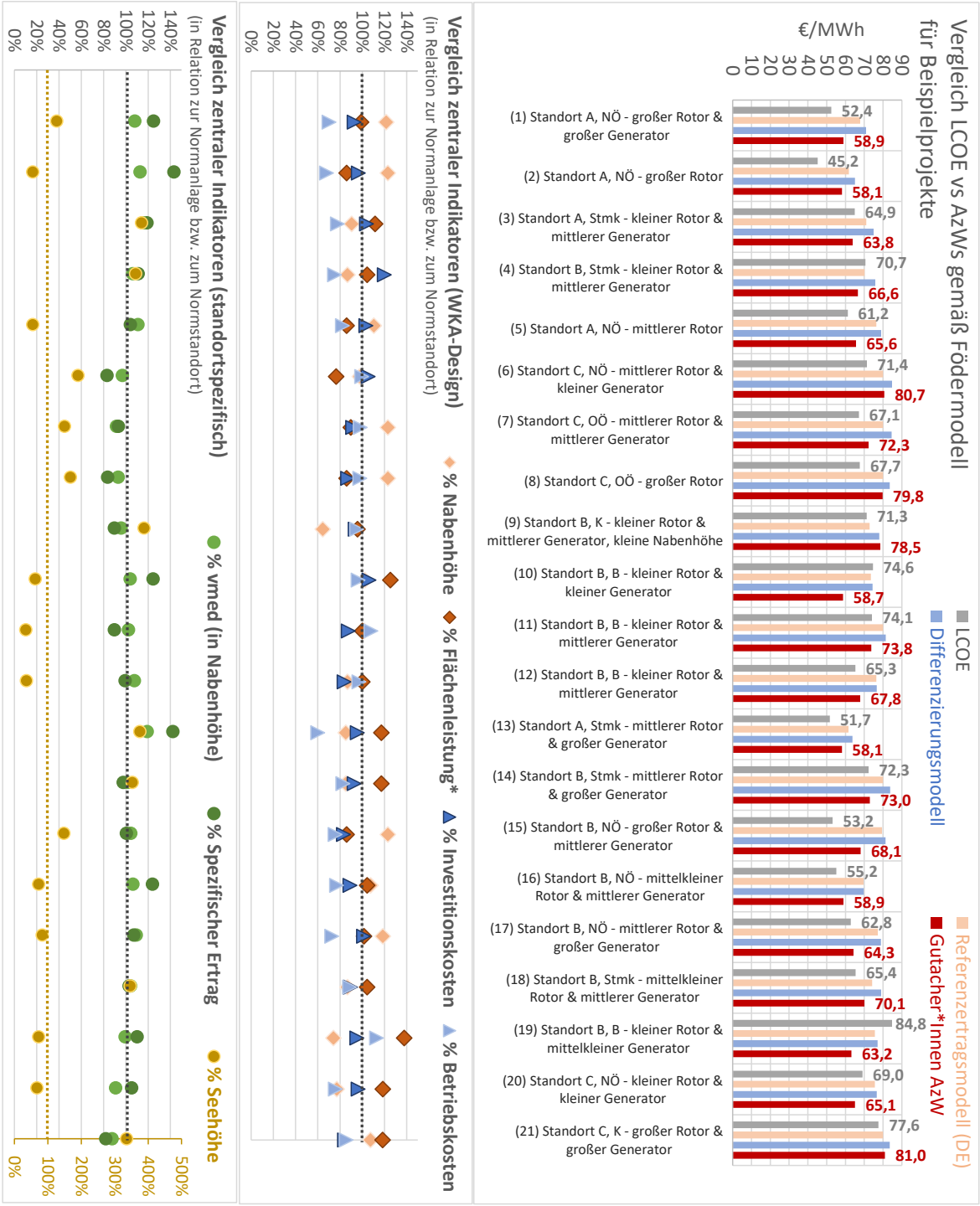


Abbildung 44: Vergleich zentraler Indikatoren zur WKA-Projektierung und zum Standort (in Relation zur Normanlage bzw. zum Normstandort) (links) sowie der Stromgestehungskosten (LCOE) mit resultierenden Vergütungsätzen (azW) gemäß unterschiedlicher Fördermodelle (Gutachter*innen azW vs. Referenzertragsmodell (DE) vs. Differenzierungsmodell) (rechts) anhand der repräsentativen Beispielprojekte für Windenergie in Österreich

(Anmerkung: *Die Flächenleistung beschreibt die Generatorleistung je m^2 Rotorkreisfläche)

4.4.6 Ausgestaltung von Investitionsförderungen für kleine und mittlere Windkraftanlagen

Gemäß § 57 Abs. 1 EAG kann die Neuerrichtung einer Windkraftanlage mit einer EPL von 20 kW bis 1 MW durch Investitionszuschuss gefördert werden. Im Rahmen dieses Gutachtens wurde demgemäß eine entsprechende Förderempfehlung erarbeitet. Diese Empfehlung sowie deren Erarbeitung wird nachfolgend vorgestellt.

Hinsichtlich eines Vorschlags für die Förderhöhe der Investitionsförderungen galt es, analog zur Vorgehensweise bei der PV, mehrere Kostenbeschränkungen zu beachten. Einerseits darf die Förderung nur maximal 30% der Investitionskosten der WKA laut § 57 Abs. 6 des EAG ausmachen, wobei hier insbesondere darauf zu achten ist, dass nur unmittelbar für die Errichtung oder Erweiterung erforderliche Investitionen zu berücksichtigen sind – explizit ausgenommen sind hiervon beispielsweise Grundstückskosten. Andererseits dürfen laut Art. 41, Abs. 6 lit. b der Verordnung (EU) Nr. 651/2014 (Allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung AGVO) nur maximal 45% der umweltrelevanten Mehrkosten im Vergleich zu einer weniger umweltfreundlichen Energieerzeugungstechnologie auf Basis fossiler Energieträger gefördert werden. Die Deckelung der Förderung auf maximal 45% der umweltrelevanten Mehrkosten gilt für Großunternehmen, während mittlere Unternehmen mit maximal 55% und kleine Unternehmen/Private mit maximal 65% gefördert werden dürfen (Art. 41 Abs. 8 AGVO).

Tabelle 40 zeigt eine Aufstellung der beiden oben genannten Förderschranken für das gemäß EAG relevante Anlagenleistungssegment (d.h. 20 kW bis 1 MW). Hierbei ist zu beachten, dass im vordefinierten Leistungsbereich der Markt sehr begrenzt erscheint. So findet man eine Vielzahl an Hersteller*innen und Anlagentypen kleinerer Generatorleistung (bis 20 kW) und ebenso entsprechende Marktdaten, während im Leistungsbereich ab 20 kW bis zu 1 MW das Marktangebot vergleichsweise begrenzt ist. Für die Abschätzung des Förderbedarfs wurde folglich hinsichtlich der Investitionskosten unterstellt, dass diese in den entsprechenden Leistungsbereichen pauschal höher zu liegen kommen als eine marktübliche WKA größerer Leistung. Der angenommene pauschale Aufschlag zur Standardannahme (1.520 €/kW) beträgt hierbei 80% im Leistungssegment 20 bis 100 kW sowie 30% im Leistungsbereich 100 kW bis 1 MW. Dies deckt sich mit Angaben aus der Branche (vgl. (Winkelmeier, 2021)) und der Literatur (vgl. etwa (Wallasch A. et al., 2019)).

Tabelle 40: Berechnete Schranken der Investitionsförderung kleiner bis mittlerer WKA: 30% der Gesamtinvestitionskosten und 45% der umweltrelevanten Mehrkosten. Zusätzlich werden 55% und 65% der umweltrelevanten Mehrkosten ausgewiesen.

			Kategorie klein	Kategorie mittel
			20-100kW$_p$	100-1000kW$_p$
Windkraftanlagen	**Investitionskosten SUMME**	€/kW$_p$	2.660,00	1.976,00
	30% der Investkosten	€/kW$_p$	**798,00**	**592,80**
weniger umweltfreundliche Vergleichs-technologie	**Investitionskosten**		424,50	231,50
	umweltrelevante Mehrkosten		2.235,50	1.744,50
	45% der umweltrelevanten Mehrkosten	€/kW	**1.005,98**	**785,03**
	55% der umweltrelevanten Mehrkosten	€/kW	1.229,53	959,48
	65% der umweltrelevanten Mehrkosten	€/kW	1.453,08	1.133,93

Um eine Aussage über den tatsächlichen Investitionsförderbedarf von WKA zu treffen, wurden in einem weiteren Schritt vollkostenbasierte Stromgestehungskosten (LCOE) berechnet, wobei ein Investitionszuschuss den entsprechenden Anlagenkosten gegengerechnet wurde. Der Investitionskostenzuschuss sollte dazu beitragen, das Stromgestehungskostenniveau in etwa auf das Preisniveau am Strommarkt zu senken. Die Kostenstruktur basiert auf derselben Herangehensweise wie bei WKA größerer Leistung, Erlöse aus dem Verkauf von HKN nicht berücksichtigt wurden, da der Strom nicht notwendigerweise direktvermarktet werden muss. Weiters wurde für alle Größenkategorien von einem geringeren WACC von 1% ausgegangen, um Renditeerwartungen vor allem von Anlagenbetreiber*innen kleinerer WKA adäquat abzubilden. Zudem wurde ein Eigenverbrauchsanteil von 20% für WKA bis 100 kW angesetzt. Für die Größenkategorie 100 kW bis 1 MW wurde von einem Eigenverbrauch von 10% ausgegangen. Für die Berechnung der LCOE wurde schließlich bereits der vorgeschlagene Investitionszuschuss von den gesamten Investitionskosten abgezogen. Tabelle 41 zeigt die Ergebnisse der Berechnung, wobei analog zur PV in Orange die Stromgestehungskosten samt berücksichtigtem Eigenversorgungsanteil dargestellt sind.

Tabelle 41: Stromgestehungskosten für die Leistungskategorien der Investitionsförderung kleiner bis mittlerer WKA

Technologiefeld: *Windenergie*	Beispielfall:	Wind Standort B, kleine WKA	Wind Standort B, mittlere WKA
Anlagenspezifikation:			
Leistung Windpark	MW	0,02	0,75
Stromerzeugung Windpark	MWh	51	1.763
Volllaststunden	h/a	2.560	2.350
Anzahl WKA	1	1	1
Leistung je WKA	MW	0,02	0,75
Standortspezifikation:			
Standort-Güteklasse		B	B
Nabenhöhe	m	33	65
Rotordurchmesser	m	16	49
Vmed auf 100m	m/s	6,6	6,7
Vmed in Nabenhöhe	**m/s**	**5,0**	**6,0**
Parkwirkungsgrad (inkl. Verluste, EV)	%	82%	82%
Kostenparameter:			
Investitionskosten GESAMT (abzgl. Förderung)	€/kW	2.136	1.426
Investitionskostenzuschuss	€/kW	600	550
Betriebskosten GESAMT	€/MWh	21,1	22,1
Finanzierungsbedingungen			
WACC	%	**1,00%**	**1,00%**
Inflation	%	1,60%	1,60%
Levelised Cost of Electricity			
$LCOE_{20\ ohne\ Anlagenrestwert}$	€/MWh	**72,3**	**60,7**
Levelised Cost of Electricity mit Eigenverbrauchsanteil	alle Werte in €/MWh		
Angenommener Netzstrombezugspreis		107	69
LCOE bei Eigenverbrauch von 10 %	10%	68,42	**59,76**
LCOE bei Eigenverbrauch von 20 %	20%	**63,59**	58,60

Wie eine rechtliche Prüfung seitens des BMK ergab, scheint eine Differenzierung der Förderung nach Anlagengröße nicht im Einklang mit den Regelungen des EAG zu stehen. Als Kompromiss wird folglich seitens der Gutachter*innen vorgeschlagen, für die anstehende Verordnung (d.h. VO für die Gewährung von Investitionszuschüssen) hinsichtlich der Festlegung der Höhe des Investitionskostenzuschusses auf das Mittel aus beiden Kategorien zurückzugreifen, also einen Zuschuss in Höhe von 575 €/kW zu gewähren. Dies erscheint als gangbarer Kompromiss unter den gegebenen Umständen.

*Die Gutachter*innen empfehlen hinsichtlich der Investitionsförderung kleiner bis mittlerer WKA eine Differenzierung der Förderung nach Anlagengröße, konkret die Einführung von zwei Größenklassen und empfehlen hierfür folgende Investitionsfördersätze:*
- Kategorie 20 kW bis 100 kW: 600 €/kW
- Kategorie 100 kW bis 1 MW: 550 €/kW

*Da in den Regelungen des EAG aber eine Differenzierung der Investitionsförderung nach Anlagengröße derzeit nicht vorgesehen ist, wird seitens der Gutachter*innen als Kompromissvorschlag ein einheitlicher Investitionsfördersatz in Höhe von 575 €/kW vorgeschlagen. Dieser entspricht dem Mittel der beiden Kategorien.*

5 Wasserkraft

5.1 Historische Marktentwicklung

Die Wasserkraft wurde in der Vergangenheit sowohl durch Investitionsförderungen (EPL bis 20 MW) als auch über einen Einspeisetarif (EPL bis 2 MW) gefördert. Der Einspeisetarif folgte einer Produktionsstufenlogik, die bei zunehmender Erzeugung einen degressiven Einspeisetarif vorsah. Abbildung 45 zeigt die resultierenden durchschnittlichen Einspeisetarife der VO-2018 in Abhängigkeit der Leistung pro MWh vergütetem Strom (verordnete Einspeisetarife, repräsentativ dargestellt in Abhängigkeit der Nennleistung unter Annahme von 4.700 VLH).

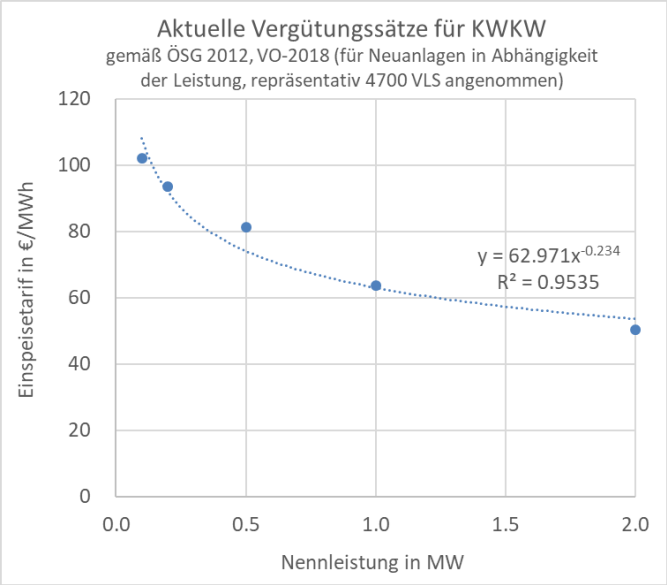


Abbildung 45: Aktuelle Vergütungssätze für neu errichtete Kleinwasserkraftwerke unter Annahme von 4.700 VLH (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf ÖSG 2012, VO-2018)

Während im Jahr 2003 noch 858 MW unter der OeMAG kontrahiert war, fielen die installierten Leistungen unter OeMAG Vertrag nach 2005 deutlich niedriger aus und lagen im Jahr 2020 bei 368 MW (siehe Abbildung 46). Die in Abbildung 46 dargestellten Einspeisetarife sind die durchschnittliche Vergütung für alle Kleinwasserkraftanlagen unter OeMAG-Vertrag im entsprechenden Jahr (Vergütungsvolumen geteilt durch die unterstützte Menge).

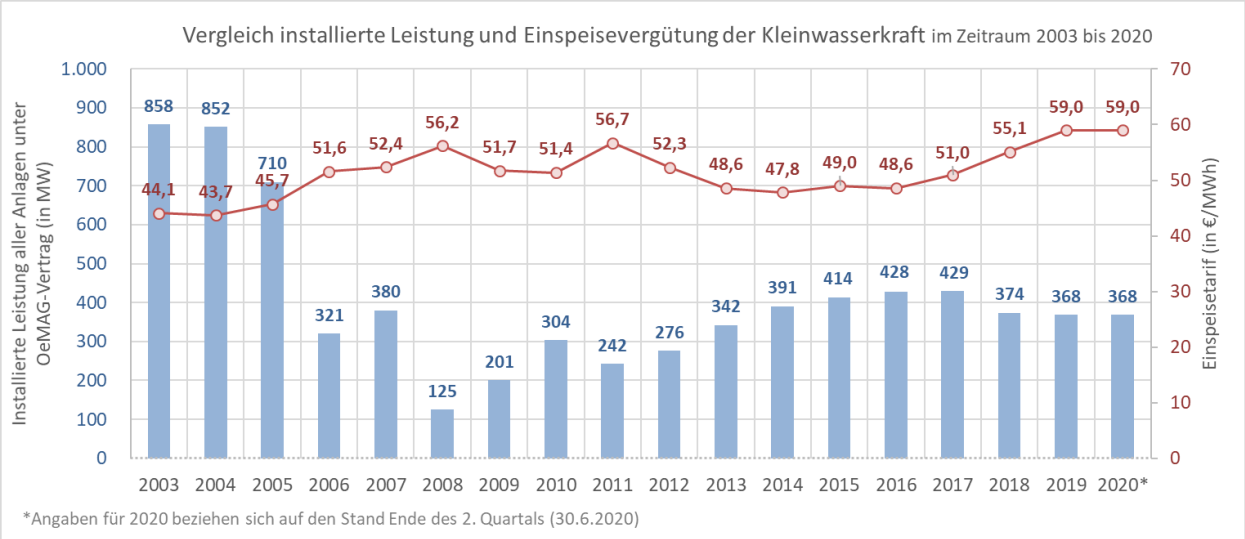


Abbildung 46: Gegenüberstellung installierte Leistung der Anlagen unter OeMAG-Kontrahierung und durchschnittliche Einspeisevergütung der Kleinwasserkraft (2003-2020) (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2021f) und (E-Control, 2020))

Historisch gesehen war die Kleinwasserkraft die Technologie mit den geringsten durchschnittlichen Einspeisetarifen, welche sogar teilweise unter dem Marktpreis lagen. Dies war z.B. der Fall im Jahr 2008, was teilweise die geringe kontrahierte Leistung in diesem Jahr erklären kann. Eine zweite Förderschiene neben der Tarifförderung bot allerdings die Investitionsförderung und war damit wichtiger Baustein des Wasserkraftausbaus. Die Investitionszuschüsse ergaben von 2008 bis 2019 im Bereich der Kleinwasserkraft einen durchschnittlichen jährlichen Zuwachs von 20 MW und im Bereich der mittleren Wasserkraft von 11 MW (Tabelle 42).

Tabelle 42: Fördereffekt Investitionszuschüsse Wasserkraft (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2020))

EPL (MW) – Zuwachs kumuliert	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kleinwasserkraft	3	24	44	79	101	133	163	199	207	213	229	245
Mittlere Wasserkraft	0	16	16	35	55	67	81	96	96	96	96	132
Kleine und mittlere Wasserkraft	3	40	60	114	156	200	244	295	304	310	325	377

Die mengenmäßige Begrenzung des Wasserkraftzubaus lag oftmals eher an den begrenzten Fördermitteln als an der mangelnden Attraktivität. Geplante sowie zusätzliche Unterstützungsvolumina der letzten Jahre waren oft ausgeschöpft, so dass sich darüber hinaus Wartelisten bildeten (Proidl & Sorger, 2017). Im Frühjahr 2021 (Stand 19. April

2021) sind dagegen sowohl in der Tarifförderung für die Kleinwasserkraft als auch in der Investitionsförderung für kleine und mittlere Wasserkraft noch Fördermittel vorhanden (OeMAG, 2021d). Die einzige Technologie, für die die Fördermittel ebenfalls noch nicht ausgeschöpft sind, ist Biogas, was darauf hindeuten kann, dass bei der Wasserkraft neben begrenzten Mitteln momentan entweder die Förderhöhe oder weitere Barrieren den Ausbau im Vergleich zu anderen Technologien erschweren.

5.2 Zukunftsperspektive – EAG Ziele

Die Ausbauziele laut § 4 Abs. 4 des EAG sehen ausgehend von der Stromproduktion des Jahres 2019 5 TWh zusätzliche jährliche Erzeugung aus Wasserkraft bis zum Jahr 2030 vor. Dieses Ziel ist im Vergleich zu den Technologien Wind (10 TWh) und Photovoltaik (11 TWh) zwar geringer, angesichts des hohen Ausbaugrades der Wasserkraft in Österreich und der ökologischen Kriterien, die das EAG für deren Ausbau vorsieht, aber dennoch ambitioniert. Unter Annahme von 4.700 Volllaststunden entspricht dieser Zubau gut 1 GW an zusätzlicher installierter Leistung im Jahr 2030. § 49 Abs. 2 des EAG sieht als Vergabevolumen für Wasserkraftanlagen jährlich mindestens 100.000 kW vor (vorbehaltlich allfälliger Kürzungen gemäß § 7 oder § 46 Abs. 3). Dieses Minimalziel ist mehr als doppelt so hoch wie der bisherige jährliche Zuwachs an kleiner und mittlerer Wasserkraft durch Investitionszuschüsse (ca. 30 MW) (siehe Tabelle 42).

5.3 Daten zu Investitions- und Betriebskosten

Die Wasserkraft soll laut EAG § 49 mittels Marktprämie gefördert werden. Des Weiteren wurde im Zuge der parlamentarischen Behandlung des EAG als Alternative zur Marktprämienförderung für kleine Wasserkraftanlagen (bis zu einer Engpassleistung von 2 MW) ein Investitionsförderschema etabliert, vgl. EAG § 56a. Der für die Berechnung der Marktprämie notwendige azW ist administrativ festzulegen. Grundsätzlich ist bei der Berechnung der azWs für die Wasserkraft die Differenzierung nach Neuerrichtung, Neuerrichtung unter Verwendung eines Querbauwerkes, Erweiterung und Revitalisierung sowie nach der Leistung der geförderten Anlage möglich (vgl. EAG § 47 Abs. 2 Z 5). Im Grundsatz erscheint eine Differenzierung der Förderhöhen nach Leistung und weiteren Kriterien auf dem Gebiet der Wasserkraft in hohem Maße sinnvoll, da hier Kostenunterschiede zwischen Kleinst-, Klein- und mittleren bis hin zu großen Wasserkraftwerken bestehen, welche es im Sinne einer effizienten Fördergeldnutzung zu

berücksichtigen gilt. Die genaue Analyse der vorliegenden Marktdaten bietet hierüber Aufschluss.

Im Rahmen dieses Gutachtens wurden aktuelle Investitions- und Betriebskosten von Wasserkraftanlagen analysiert, um darauf aufbauend eine Vollkostenbetrachtung für die Prämienberechnung durchzuführen. Die Gutachter*innen unterscheiden im Folgenden nach Neuerrichtung, Neuerrichtung unter Verwendung eines Querbauwerkes und Revitalisierung, von der im Gesetzestext möglichen weiteren Differenzierung für Erweiterungen[70] wurde nicht Gebrauch gemacht. Der Grund hierfür liegt in der mangelnden Evidenz von bisherigen Erweiterungsprojekten. Eine fundierte Unterscheidung dieser im Vergleich zur Revitalisierung erschien daher nicht möglich und auch nicht zielführend. Des Weiteren wurde im Falle der Revitalisierung nach dem Grad der Revitalisierung unterschieden.

Grundlage der Analyse bildeten verschiedene Datenquellen, die Hauptquellen waren:

- Betreiberdatenerhebung 2019 der E-Control (E-Control, 2019a)
- Statistische Daten zu bisherigen Investitionszuschüssen der Wasserkraft (OeMAG, 2021i)
- Daten, die von (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a) und (Oesterreichs Energie, 2021) zu technischen und ökonomischen Details der Wasserkraft bereitgestellt wurden

5.3.1 Neuerrichtung

Investitionskosten

Zur Bestimmung der Stromgestehungskosten und damit der azWs für neu errichtete Anlagen lagen Daten zu Investitionskosten von (E-Control, 2019a) (OeMAG, 2021i) (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a) und (Oesterreichs Energie, 2021) vor (siehe Abbildung 47). Auch bei der Wasserkraft wurde die Methode des gestutzten Mittels angewandt (analog zu den anderen Technologien, wie erklärt in Kapitel 3.3.1 und

[70] Begriffsbestimmung laut EAG § 5 Abs. 1 Z 18: Die Erhöhung der Engpassleistung durch eine Änderung des ursprünglichen Anlagenbestandes, sofern es sich um keine Revitalisierung handelt.

Abbildung 15). Bei der Wasserkraft gab es die Besonderheit, dass ein Großteil der Quellen Projektkosten aus weiter zurückliegenden Jahren berichtete: Die Kosten der Projekte von (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a) stammen aus den Jahren 2013 bis 2018, die der (OeMAG, 2021i) aus den Jahren 2008 bis 2020. Die Investitionskosten aus diesen beiden Quellen wurden daher mit dem Baupreisindex für den Hoch- und Tiefbau gesamt mit Basisjahr 2015 valorisiert[71] (Statistik Austria, 2021c). Nach Bereinigung der Quellen um die jeweils oberen und unteren 10% der Werte standen bei den Investitionskosten 411 Werte zur Auswertung zur Verfügung. Es zeigt sich einheitlich über alle Quellen ein degressiver Kostentrend der spezifischen Investitionskosten mit zunehmender Leistung, welcher sich bei den größeren Anlagensegmenten abschwächt.

Die Investitionskosten der neu errichteten Wasserkraft wurden um die von den Betreiber*innen angegebenen Netzkosten reduziert. Die durchschnittlich (nach Bereinigung um die jeweils oberen und unteren 10%) angegebenen Netzkosten der Betreiber*innen der neu errichteten Wasserkraft betragen 157 €/kW (E-Control, 2019a). Dieser Kostenteil wurde von den ermittelten Investitionskosten abgezogen. Zu den verbleibenden Investitionskosten wurden anschließend die Netzkosten wie in Kapitel 2.3 beschrieben konsistent über alle Technologien und unter Berücksichtigung der neuesten Kostenentwicklungen und Netztarifierung hinzugefügt, um die azWs zu ermitteln.

[71] Der Index für das Jahr 2020 für das Basisjahr 2015 beträgt 112,5.

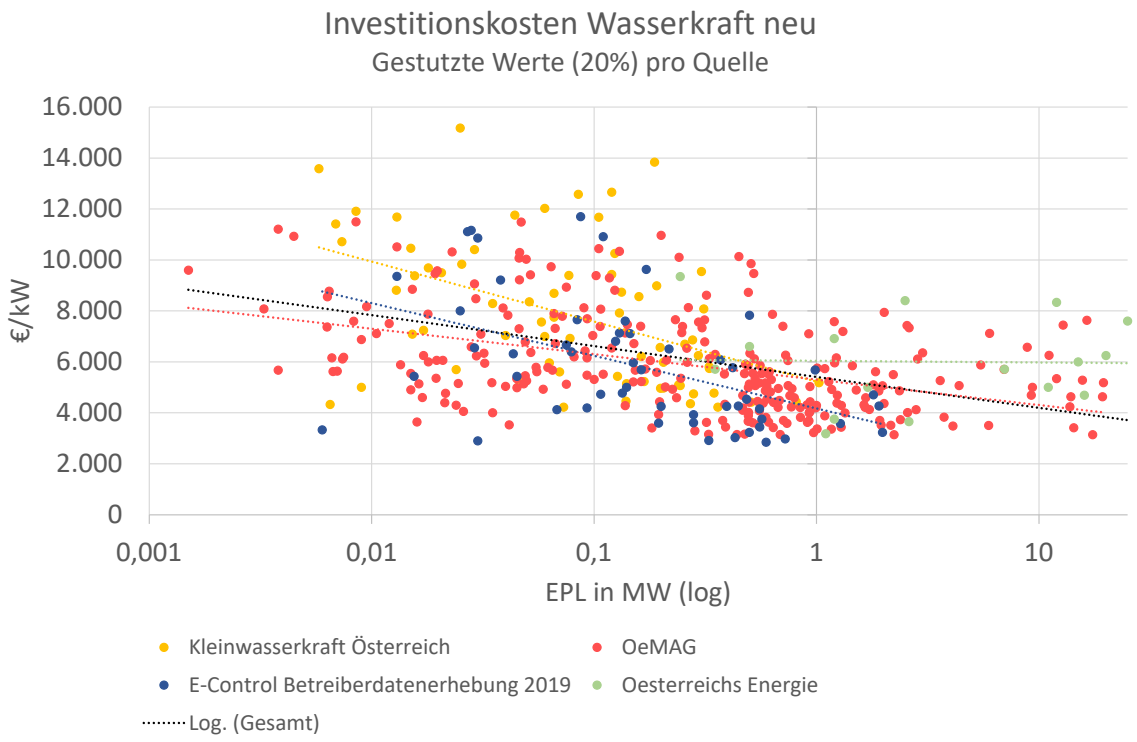


Abbildung 47: Investitionskosten der neu errichteten Wasserkraft, Darstellung der gestutzten Werte pro Quelle (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a) (OeMAG, 2021i) (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a) und (Oesterreichs Energie, 2021))

In den bereitgestellten Daten der (E-Control, 2019a), der (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a) und von (Oesterreichs Energie, 2021) sind alle Kostenparameter der Investitionskosten enthalten. Da den Daten der (OeMAG, 2021i) die statistische Auswertung der Investitionszuschüsse für Wasserkraft zugrunde liegt, können hier fallweise Kosten, die im Zuge der Investitionsförderung bis jetzt nicht förderbar waren (z.B. Teile der Planungskosten und bestimmte ökologische Kosten) nicht enthalten sein. Abbildung 47 zeigt allerdings, dass die Daten der OeMAG keine auffallend negative Tendenz im Vergleich zu (E-Control, 2019a) zeigen.

Aus den Daten lässt sich erkennen, dass ab einer bestimmten Anlagengröße der degressive Kostentrend abgeschwächt bzw. sogar leicht umgekehrt wird. Daher wurde die Herangehensweise so gewählt, dass für die Anlagen bis 1 MW der lineare Kostentrend zur Investitionskostenbestimmung für die LCOE Berechnung herangezogen wird und darüber der Mittelwert aller Anlagen über 1 MW (5.129 €/kW, siehe Abbildung 48).

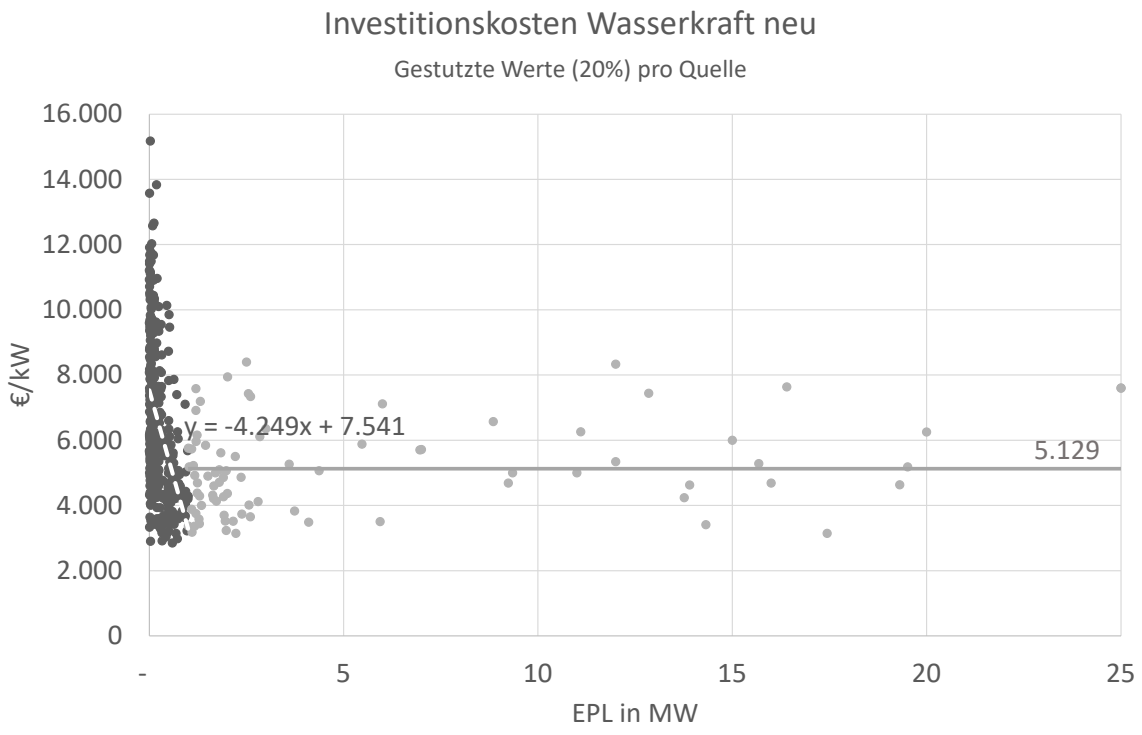


Abbildung 48: Investitionskosten der neu errichteten Wasserkraft in gemeinsamer Darstellung (bereinigt um die jeweils oberen und unteren 10% der Werte jeder Quelle). Für die Anlagen bis 1 MW ist ein linearer Trend dargestellt, für die Anlagen über 1 MW der Mittelwert. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a) (OeMAG, 2021i) (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a) und (Oesterreichs Energie, 2021))

Der lineare Trend hat zur Folge, dass Anlagen am größeren Ende des Trends knapp unter der 1 MW Grenze mit sehr geringen Kosten in die Berechnung mit eingehen würden, welche unter dem Mittelwert der größeren Anlagen zu liegen käme (5.129 €/kW). Um diesen durch die Kombination verschiedener Berechnungsmethoden erzeugten Effekt abzuschwächen, wird in der Berechnung der azWs dieser Knick geglättet (siehe Kapitel 5.4.2). Diese Herangehensweise ermöglicht, den Investitionskosten der verschiedenen Größenklassen über eine große Spanne an Leistungsgrößen gerecht werden zu können. Die alternative Vorgehensweise wäre ein gemeinsamer Trend über alle Größenklassen, welcher dann aber je nach Wahl des Trends große oder kleine Anlagen unzulänglich abgebildet hätte, also z.B. die Kosten der großen Anlagen unterschätzt hätte.

Des Weiteren wird keine Unterscheidung zwischen einer 25 MW Anlage und den ersten 25 MW einer größeren Anlage gemacht, welche ebenso förderfähig sind (analog dazu die ersten 10 MW einer Revitalisierung) (vgl. EAG § 10 Abs. 1 Z 1). Dies hat zum einen die dafür nicht ausreichende Datenlage zum Grund und zum anderen die degressive Vergütung durch das Produktionsstufenmodell bei der Wasserkraft (siehe Kapitel 5.4.2).

Betriebskosten

Sowohl für neue als auch für revitalisierte Wasserkraftanlagen standen Daten für die Betriebskosten von (E-Control, 2019a) und (Oesterreichs Energie, 2021) zur Verfügung (siehe Abbildung 49). Da bei der Betreiberdatenerhebung (E-Control, 2019a) die Erzeugungsmengen z.T. nur wenige Monate abdecken bzw. aufgrund der Auswahl einzelner Jahre keinen Rückschluss auf repräsentative Volllaststunden zulassen, wurden die angegebenen Betriebskosten (€/a) mit den durchschnittlichen Volllaststunden der Anlagen gleicher Größe (siehe Tabelle 43) aus den Daten der (OeMAG, 2021i) in spezifische Betriebskosten umgerechnet. Diese Volllaststunden decken deutlich mehr Jahre und Anlagen (n=425) ab und bieten damit ein deutlich repräsentativeres Bild. Betriebskosten direkt von der (OeMAG, 2021i) standen nicht zur Verfügung.

Tabelle 43: Mittelwerte der Volllaststunden nach Größenklassen, welche zur Berechnung der Betriebskosten herangezogen wurden (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021i))

Größenklassen Wasserkraft (neu und revitalisiert)	0-100 kW	101-200 kW	201-500 kW	500 - 1.000 kW	Über 1.000 kW
Mittelwert von Volllaststunden	5.393	5.012	4.736	4.066	4.188

Daraus ergeben sich folgende Betriebskosten für die neu errichtete Wasserkraft:

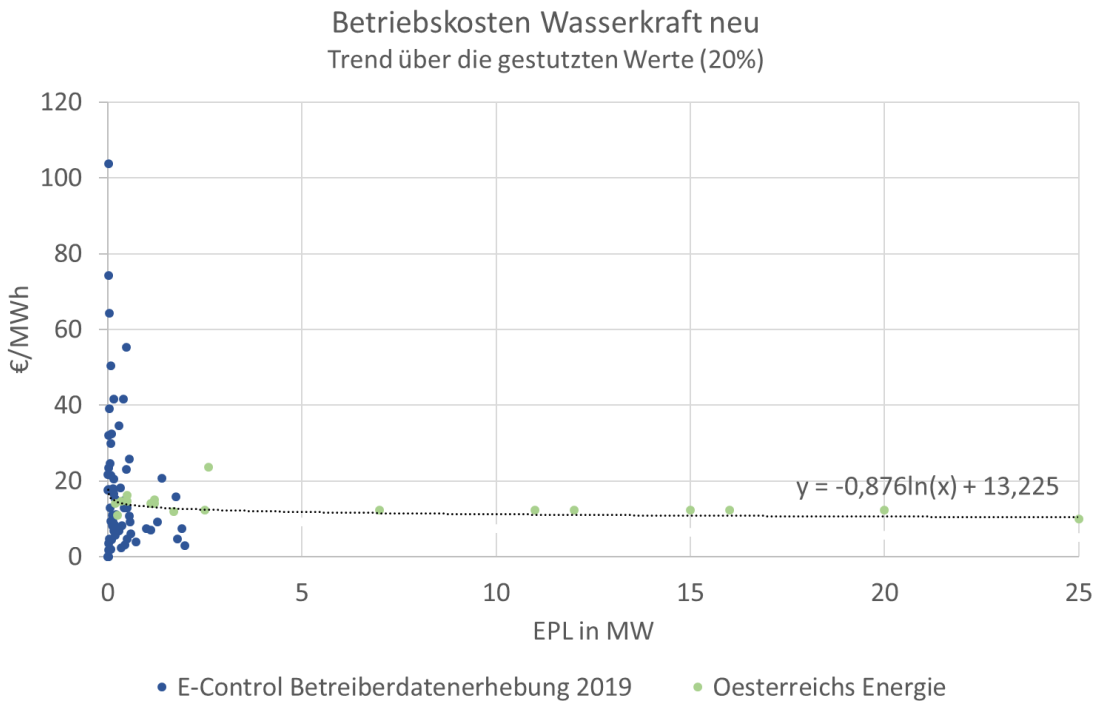


Abbildung 49: Betriebskosten der neu errichteten Wasserkraft. Der logarithmische Trend basiert auf den um die oberen und unteren 10% bereinigten Werten beider Quellen gemeinsam. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a) und (Oesterreichs Energie, 2021))

Bei den Betriebskosten wurden aufgrund von geringerer Datenverfügbarkeit beide Quellen gemeinsam bereinigt. Außerdem wurden im Gegensatz zu den Investitionskosten der neu errichteten Wasserkraft keine separaten Trends für Anlagen bis 1 MW und darüber gebildet, sondern ein gemeinsamer logarithmischer Trend, da sich zeigte, dass dieser das gesamte Anlagengrößenspektrum angemessen abbilden kann (siehe Abbildung 49). Es wurde bei den Betriebskosten der neuen sowie auch der revitalisierten Anlagen davon ausgegangen, dass die laufenden Kosten für Drehstromzählung sowie Systemdienstleistungsentgelt und Netzverlustentgelt (für die Anlagengrößen >5 MW) in den ausgewerteten Betriebskosten bereits enthalten sind. Für Erlöse aus dem Verkauf von HKN wurden bei der Neuerrichtung, wie auch bei der Neuerrichtung unter Verwendung eines Querbauwerkes und der Revitalisierung, einheitlich 0,4 €/MWh angenommen (siehe Herleitung Kapitel 2.3.6).

5.3.2 Neuerrichtung unter Verwendung eines Querbauwerkes

Laut EAG § 47 Abs. 5 ist bei der Förderung der Wasserkraft die Differenzierung nach Neuerrichtung und Neuerrichtung unter Verwendung eines Querbauwerkes zulässig. Aus der aktuellen Fassung des EAG lässt sich keine exakte Definition des Begriffes „Querbauwerk“ ablesen. Den Recherchen der Gutachter*innen nach handelt es sich um nicht fischpassierbare Barrieren, die das Fließkontinuum des Gewässers unterbrechen. Somit können Querbauwerke verschiedenste Formen aufweisen, z.B. Granitfelsen, Treppen, Sohlstufen, Wehre, etc. (siehe Beispiele in Abbildung 50).

Abbildung 50: Verschiedene mögliche Querbauwerke (Quelle: (Kleinwasserkraft Österreich, 2021b))

Daher lässt sich aus dem reinen Vorhandensein eines Querbauwerkes noch keine Aussage zu Kosteneinsparungen gegenüber einer Neuerrichtung ohne vorhandenem Querbauwerk treffen. Die Kosten können sowohl geringer als auch höher sein, wenn z.B. bestehende Bauwerke erst noch entfernt werden müssen, bevor der Neubau möglich wird. Diese Auffassung wurde den Gutachter*innen auch von der (KPC, 2021)[72] bestätigt, die aus

[72] Die Kommunalkredit Public Consulting begutachtete im bisherigen Förderregime die durch die OeMAG per Investitionsförderung geförderten Wasserkraftprojekte.

ihren bisherigen Erfahrungswerten keine generelle Kostenersparnis aus dem Vorhandensein eines Querbauwerkes schließen kann. Nichtdestotrotz kann es zu einer Ersparnis kommen, wenn vorhandene Wehre gut genutzt werden können. Aufgrund der mangelnden Evidenz der Einsparungen empfehlen die Gutachter*innen folglich, hier keine Unterscheidung bzgl. der Gesamtinvestitionskosten zu treffen.

Ein wichtiger Unterschied ist dennoch bei der Berechnung der azWs zu beachten, da die Kosten für ökologische Maßnahmen wie Fischaufstiegshilfen bei neu errichteten Anlagen über die Förderungen im Rahmen des EAG gedeckt werden, bei Neuerrichtung unter Verwendung eines Querbauwerkes und Revitalisierungen dagegen nicht. Dies hat zum Hintergrund, dass Maßnahmen zur Verbesserung des ökologischen Zustandes von Fließgewässern Förderungen im Rahmen des Umweltförderungsgesetzes (UFG)[73] erhalten können. Die Maßnahmen zur Reduktion der hydromorphologischen Belastung der Gewässer umfassen die Verbesserung der Durchgängigkeit (z.B. Fischaufstiegshilfen), welche bei ökologischen Maßnahmen bei Neuerrichtung unter Verwendung eines Querbauwerkes und Revitalisierung der Fall ist. Bei den Berechnungen der azWs für diese beiden Wasserkraftwerksklassen wird folglich im Rahmen dieses Gutachtens davon ausgegangen, dass entsprechende UFG Fördermittel zur Anwendung kommen. Bei einer Neuerrichtung wird dagegen keine Verbesserung des hydromorphologischen Zustandes erreicht und es kann keine Förderung im Rahmen des UFG in Anspruch genommen werden, daher werden hier die Kosten für die ökologischen Maßnahmen bei der Berechnung der azWs berücksichtigt.

Eine detaillierte Betrachtung der Daten von (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a) zeigt einen Anteil der ökologischen Kosten an den Gesamtinvestitionskosten von 7,2%, wenn nur Neubauten berücksichtigt werden. Berücksichtigt man alle Anlagen inklusive Revitalisierungen, so zeigt sich eine Schwankungsbreite dieses Kostenbestandteils an den Investitionskosten von 2,3-15,5%. Von (Oesterreichs Energie, 2021) wurde eine Kostenspanne von 7-10% angegeben. Die Gutachter*innen empfehlen daher einen Abschlag für die Investitionskosten bei Neuerrichtung unter Verwendung eines Querbauwerkes von 8%.

[73] Bundesgesetz über die Förderung von Maßnahmen in den Bereichen der Wasserwirtschaft, der Umwelt, der Altlastensanierung, zum Schutz der Umwelt im Ausland und über das österreichische JI/CDM-Programm für den Klimaschutz

5.3.3 Revitalisierung

Laut EAG bzw. EAG RV § 10 Abs. 1 Z 1 sind revitalisierte Wasserkraftanlagen mit einer EPL bis 1 MW (nach Revitalisierung) sowie revitalisierte Wasserkraftanlagen mit einer EPL über 1 MW (nach Revitalisierung) für maximal die ersten zusätzlichen 10 MW (gemäß EAG RV vom 17. März 2021) bzw. 25 MW (gemäß der mit 28. Juli 2021 in Kraft getretenen Fassung des EAG) durch Marktprämie förderfähig.[74] Erhöht sich bei einer Revitalisierung nur das Regelarbeitsvermögen (RAV), ist für die Bemessung der maximalen Förderung die aliquote Engpassleistungssteigerung maßgeblich. Die hier berechneten LCOE für die revitalisierten Wasserkraftanlagen bis 1 MW wurden somit auf die gesamte Erzeugung (nach Revitalisierung) umgelegt. Dies hat zur Folge, dass diese geringer sind, als wenn sie nur auf die zusätzliche Erzeugung umgelegt würden (wie bei >1 MW der Fall). Dafür wird für diese Anlagen die gesamte und nicht nur die zusätzliche Erzeugung nach Revitalisierung über die Marktprämie abgesichert.

Unterscheidung nach Grad der Revitalisierung

Aufgrund der Förderung der gesamten Erzeugung revitalisierter Wasserkraftanlagen bis 1 MW ist der Grad der Revitalisierung ein wichtiger Faktor, um die azWs zu bestimmen. Als Grad der Revitalisierung wird im Folgenden die zusätzliche EPL/das zusätzliche RAV in Bezug auf die Ausgangs-EPL/das Ausgangs-RAV vor der Revitalisierung verstanden. Abbildung 51 zeigt, dass die Investitionskosten (bezogen auf die EPL nach Revitalisierung) mit dem Grad der Revitalisierung zunehmen. Je größer die Revitalisierung im Vergleich zur Gesamtanlagengröße ist, desto höher sind die Investitionskosten für die Revitalisierung umgelegt auf die Gesamtanlagengröße (nach Revitalisierung). Aufgrund dieses Effekts ist daher zu empfehlen, für die azWs der revitalisierten Wasserkraftanlagen bis 1 MW eine Unterscheidung nach Grad der Revitalisierung vorzunehmen (bezogen auf das Maximum aus EPL und RAV). Es wird außerdem darauf hingewiesen, dass die verschiedene Behandlung von revitalisierten Wasserkraftanlagen bis und größer 1 MW zu unerwünschten Markteffekten führen könnte, wenn Revitalisierungsgrößen künstlich so gewählt werden, dass die 1 MW nicht überschritten werden (z.B. 200 kW EPL-Erhöhung anstatt 300 kW bei einer 800 kW Anlage). Diese Problematik basiert nicht auf der

[74] Im ursprünglichen Gutachten basierend auf der EAG RV wurde von einer Betriebsförderung der revitalisierten Wasserkraft bis 10 MW ausgegangen, welche im Zuge des parlamentarischen Prozesses des EAG auf bis zu 25 MW erweitert wurde. Die sich daraus ergebende Ergänzung ist in Kapitel 5.5 beschrieben, während sich die Ausführungen in diesem sowie im nachfolgenden Abschnitt (Kapitel 5.3 und 5.4) auf die gemäß EAG RV bestehende 10 MW Deckelung beziehen.

konkreten Leistungsgröße von 1 MW, sondern auf der Tatsache, dass man innerhalb einer Technologie zwei unterschiedliche Berechnungsmethoden für die azWs anwendet, welche sich durch die unterschiedliche Berücksichtigung der bestehenden Erzeugung aufgrund eines festgelegten Grenzwertes ergeben.

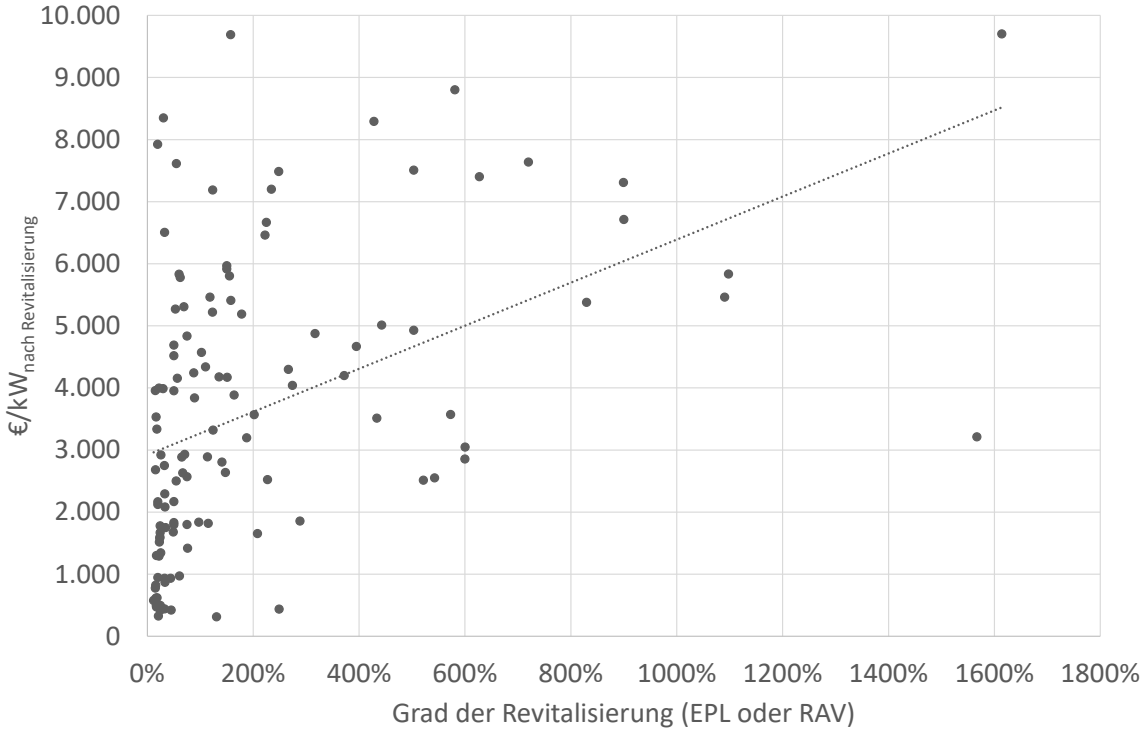


Abbildung 51: Investitionskosten in €/kW (EPL nach Revitalisierung) in Abhängigkeit des Grads der Revitalisierung (bezogen auf EPL oder RAV[75]) für Anlagen bis 1 MW. Aus Darstellungsgründen sind Datenpunkte mit einem Revitalisierungsgrad von >1.800% nicht dargestellt, aber in der Berechnung berücksichtigt (betrifft n=4 Datenpunkte). (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021) (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a) (Oesterreichs Energie, 2021))

Basierend auf den zur Verfügung stehenden Daten der (OeMAG, 2021i) und (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a) empfehlen die Gutachter*innen eine Unterteilung in folgende Grade der Revitalisierung: Bis 60%, 61-200%, und größer als 200%.

[75] Das Maximum aus EPL- und RAV-Zuwachs wurde herangezogen.

Investitionskosten

Investitionskosten für revitalisierte Wasserkraft bis 1 MW

Zusätzlich zum Grad der Revitalisierung sind die Investitionskosten selbst ein starker Einflussfaktor auf die Höhe der LCOE und damit der azWs. Abbildung 52 zeigt die Investitionskosten bezogen auf die EPL nach Revitalisierung für die revitalisierten Wasserkraftwerke bis 1 MW. Analog zur Vorgehensweise bei der neu errichteten Wasserkraft wurden die Daten von (OeMAG, 2021i) und (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a) mit dem Baupreisindex für den Hoch- und Tiefbau gesamt mit Basisjahr 2015 valorisiert[76] (Statistik Austria, 2021c). Es zeigt sich einheitlich über alle Quellen ein degressiver Trend. Für die Auswertung der Investitionskosten der revitalisierten Wasserkraft bis 1 MW standen 124 Datenpunkte (nach Bereinigung) zur Verfügung.

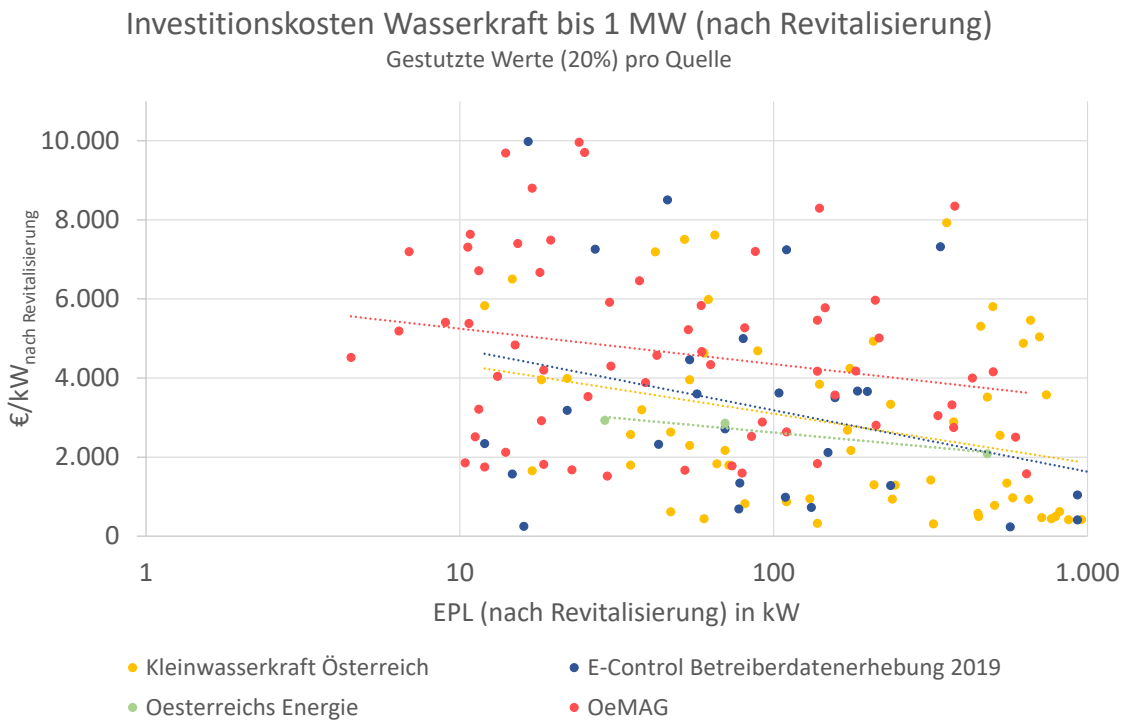


Abbildung 52: Investitionskosten Wasserkraft bis 1 MW (nach Revitalisierung) bezogen auf die EPL nach Revitalisierung. Für jede Quelle wurden jeweils die oberen und unteren 10% der Werte bereinigt. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a) (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a) (OeMAG, 2021i) und (Oesterreichs Energie, 2021))

[76] Der Index für das Jahr 2020 für das Basisjahr 2015 beträgt 112,5.

Aus den Daten der Betreiberdatenerhebung (E-Control, 2019a) geht der Grad der Revitalisierung nicht hervor. Daher können diese nicht zur Ermittlung der Investitionskosten für revitalisierte Wasserkraftanlagen bis 1 MW herangezogen werden. Wie aber in Abbildung 52 ersichtlich, bestätigen die Investitionskosten aus den Daten der (E-Control, 2019a) gut die Angaben der verfügbaren anderen Quellen, die aufgrund der zusätzlichen Information des Revitalisierungsgrades verwendet werden können. Die Investitionskosten (bezogen auf $EPL_{nach\ Revitalisierung}$) unterscheiden sich demnach für die revitalisierten Wasserkraftanlagen bis 1 MW nach Revitalisierungsgrad und $EPL_{nach\ Revitalisierung}$. Für die Berechnung der azWs werden folglich für die drei unterschiedenen Revitalisierungsgrade unterschiedliche Trends abgeleitet (basierend auf den Gesamtdaten aus Abbildung 52). Bei der revitalisierten Wasserkraft bis 1 MW (nach Revitalisierung) wurde ein linearer Trend zugrunde gelegt, da die Spanne der Größenklassen deutlich geringer ist als bei der revitalisierten Wasserkraft >1 MW.

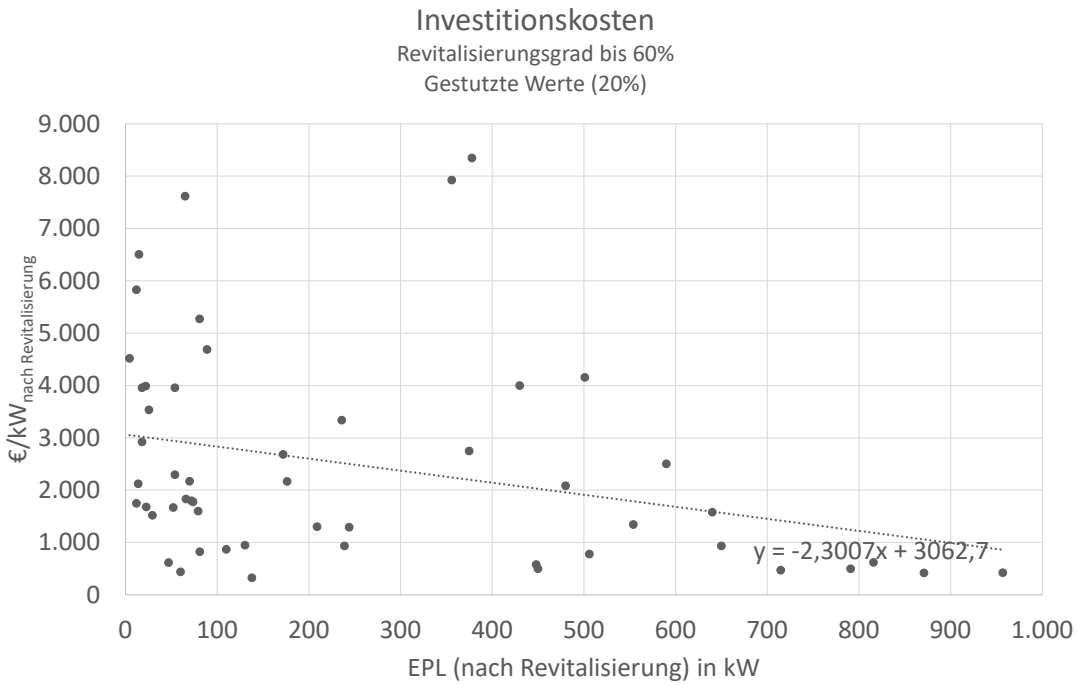


Abbildung 53: Investitionskosten in €/$kW_{nach\ Revitalisierung}$ für Wasserkraftanlagen bis 1 MW mit einem Revitalisierungsgrad bis 60%. Für jede Quelle wurden jeweils die oberen und unteren 10% der Werte bereinigt. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a) (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a) (OeMAG, 2021i) und (Oesterreichs Energie, 2021))

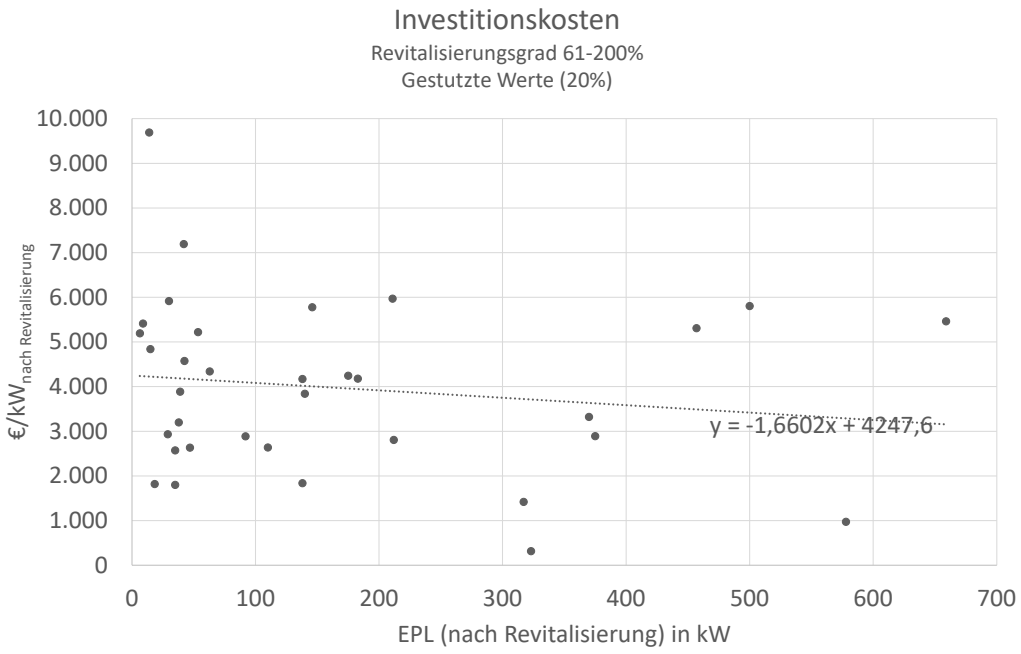


Abbildung 54: Investitionskosten in €/kW$_{\text{nach Revitalisierung}}$ für Wasserkraftanlagen bis 1 MW mit einem Revitalisierungsgrad von 61-200%. Für jede Quelle wurden jeweils die oberen und unteren 10% der Werte bereinigt. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a) (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a) (OeMAG, 2021i) und (Oesterreichs Energie, 2021))

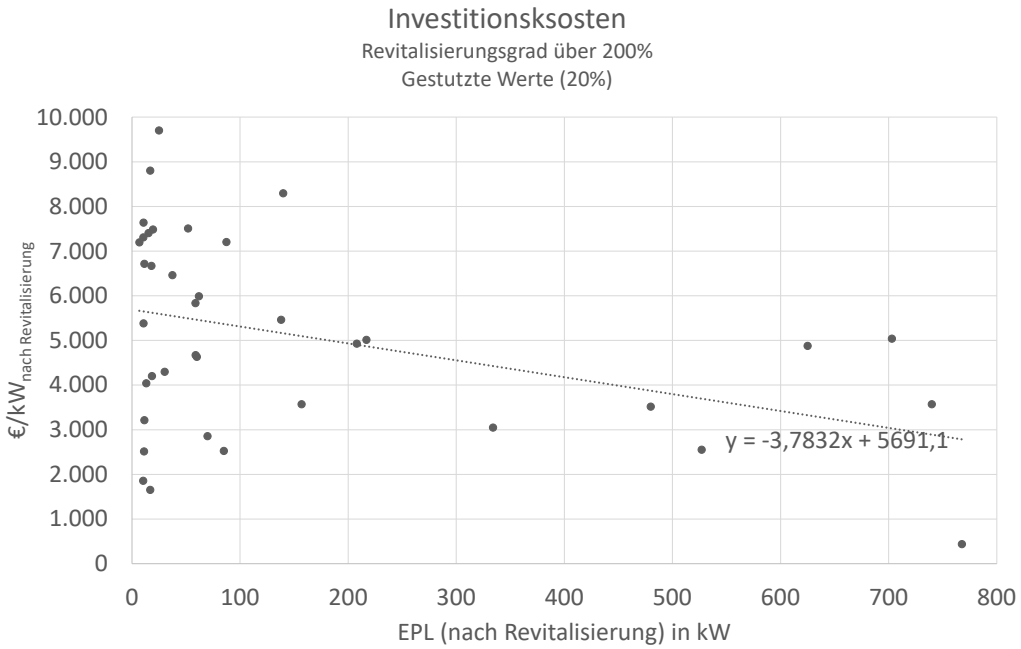


Abbildung 55: Investitionskosten in €/kW$_{\text{nach Revitalisierung}}$ für Wasserkraftanlagen bis 1 MW mit einem Revitalisierungsgrad von über 200%. Für jede Quelle wurden jeweils die oberen und unteren 10% der Werte bereinigt. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a) (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a) (OeMAG, 2021i) und (Oesterreichs Energie, 2021))

Investitionskosten für revitalisierte Wasserkraft größer 1 MW

Für revitalisierte Wasserkraft >1 MW war die Datenlage deutlich dünner (siehe Abbildung 56). Die Werte sind bis 25 MW dargestellt[77]. Ein Datenpunkt mit einer EPL 45 MW von (Oesterreichs Energie, 2021) ist aus Darstellungsgründen nicht in der Abbildung enthalten, fiel aber bei der Bereinigung der Daten (gestutztes Mittel 20%) dann auch weg. Für die Auswertung der Investitionskosten der revitalisierten Wasserkraft >1 MW standen 23 Datenpunkte zur Verfügung (nach Bereinigung). Die Bereinigung wurde bei den Investitionskosten der revitalisierten Wasserkraft <1 MW aufgrund der wenigen Datenpunkte über alle Quellen gemeinsam durchgeführt.

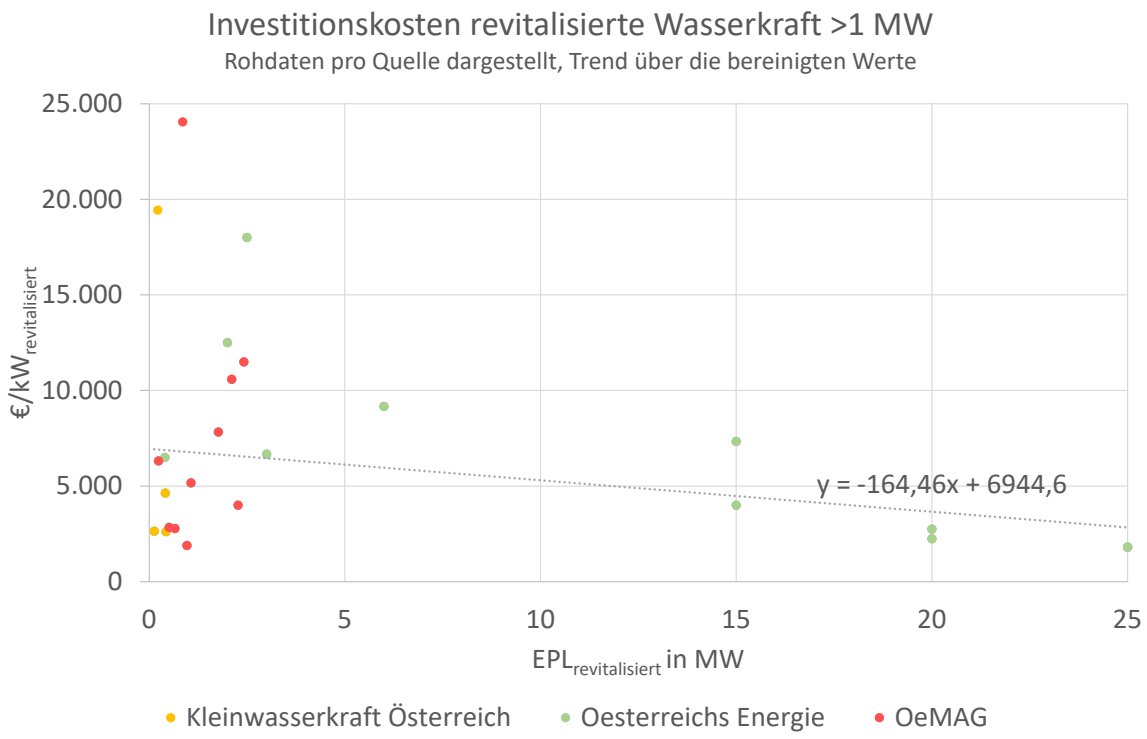


Abbildung 56: Investitionskosten Wasserkraft revitalisiert >1 MW. Sämtliche Daten der Quellen sind dargestellt, der Trend basiert auf den um die jeweils oberen und unteren 10% bereinigten Werten. Ein Datenpunkt >25 MW ist aus Darstellungsgründen nicht enthalten. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a), (Oesterreichs Energie, 2021) und (OeMAG, 2021i))

[77] Im ursprünglichen Gutachten basierend auf der EAG RV wurde von einer Betriebsförderung der revitalisierten Wasserkraft bis 10 MW ausgegangen, welche im Zuge des parlamentarischen Prozesses des EAG auf bis zu 25 MW erweitert wurde. Die sich daraus ergebende Ergänzung ist in Kapitel 5.5 beschrieben.

Da hier generell wenige Datenpunkte vorliegen, einzelne Datenpunkte daher eine hohe Spreizung der Investitionskosten nach oben bewirken und die Daten der (OeMAG, 2021i) im unteren Bereich liegen, empfehlen wir im Sinne der Kosteneffizienz einen 25%-Abschlag auf den Investitionskostentrend für die azW-Berechnung der revitalisierten Wasserkraft >1 MW zu berücksichtigen.

Die Investitionskosten der revitalisierten Wasserkraft wurden um die von den Betreiber*innen angegebenen Netzkosten reduziert. Die durchschnittlich (nach Bereinigung um die jeweils oberen und unteren 10%) angegebenen Netzkosten der Betreiber*innen der revitalisierten Wasserkraft betragen 61 €/kW (E-Control, 2019a). Diese wurden von den Investitionskosten abgezogen. Für die Berechnung der azWs wurden dann die Netzkosten wie in Kapitel 2.3 beschrieben konsistent über alle Technologien und unter Berücksichtigung der neuesten Kostenentwicklungen und Netztarifierung hinzugefügt. Allerdings wird in Kapitel 2.3 nicht zwischen neuen und revitalisierten Wasserkraftanlagen unterschieden. Aus den Daten der (E-Control, 2019a) lässt sich aber erkennen, dass die angegebenen Netzkosten bei revitalisierten Anlagen nur 39% derer der neuen Anlagen betrugen. Daher wurden die Netzkosten, die den Investitionskosten zuzurechnen sind, bei den revitalisierten Anlagen nur im Ausmaß von 39% berücksichtigt.

Betriebskosten

Wie für die neu errichtete Wasserkraft standen auch für revitalisierte Wasserkraftanlagen Daten für die Betriebskosten von (E-Control, 2019a) und (Oesterreichs Energie, 2021) zur Verfügung (siehe Abbildung 57). Da bei der Betreiberdatenerhebung (E-Control, 2019a) die Erzeugungsmengen z.T. nur wenige Monate abdecken bzw. aufgrund der Auswahl einzelner Jahre keinen Rückschluss auf repräsentative Volllaststunden zulassen, wurden die angegebenen Betriebskosten (€/a) wie auch die der neu errichteten Anlagen mit den durchschnittlichen Volllaststunden der Anlagen gleicher Größe aus den Daten der (OeMAG, 2021i) in spezifische Betriebskosten umgerechnet (siehe Tabelle 43).

Daraus ergeben sich folgende Betriebskosten für die revitalisierte Wasserkraft bis 1 MW:

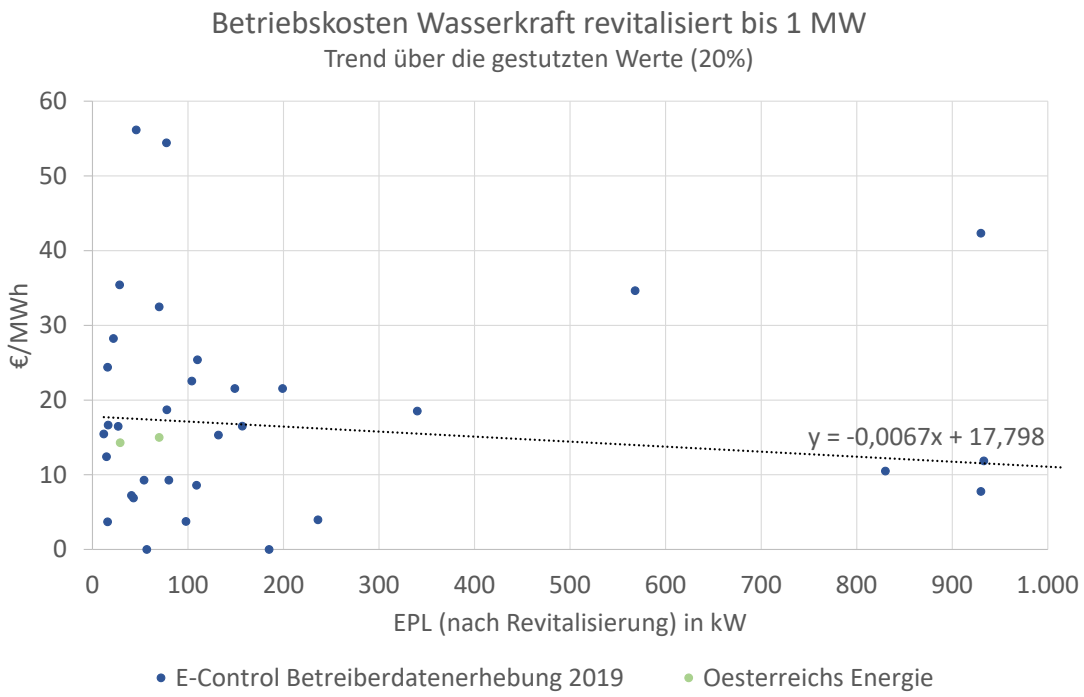


Abbildung 57: Jährliche Betriebskosten der revitalisierten Wasserkraft bis 1 MW. Der lineare Trend basiert auf den um die oberen und unteren 10% bereinigten Werten beider Quellen. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a) und (Oesterreichs Energie, 2021))

Bei den Betriebskosten wurden aufgrund von geringerer Datenverfügbarkeit beide Quellen gemeinsam bereinigt. Für die Betriebskosten revitalisierter Anlagen >1 MW gab es sehr wenige Datenpunkte, da die Betreiberdatenerhebung (E-Control, 2019a) nur kleinere Anlagen beinhaltete. Daher wurden für dieses Anlagensegment die Betriebskosten neu errichteter Wasserkraftanlagen herangezogen (siehe Abbildung 49).

5.4 Empfehlungen zur Förderung

5.4.1 Details zur Ausgestaltung des Fördermechanismus

Aufgrund der Beschaffung der verschiedenen Behandlung von revitalisierten Wasserkraftanlagen bis und über 1 MW, sowie der bisherigen Förderpraxis der Wasserkraft und deren Wechsel im Zuge des EAG-Förderregimes von

Investitionsförderungen hin zu dem Einspeiseprämienmodell für alle Anlagen, ergeben sich einige Besonderheiten in der Ausgestaltung des Fördermechanismus.

Eigenverbrauch

Im Gegensatz zur Photovoltaik wird bei der Wasserkraft für die Berechnung der Prämienhöhe kein Eigenverbrauch angenommen. Aus den Daten der Betreiberdatenerhebung 2019 (E-Control, 2019a) geht der "Eigenstromverbrauch" der Anlagen hervor. Dieser ist bei den Neuanlagen im Mittel 6% im Jahr 2019, 23 von 65 Neuanlagen geben einen Eigenstrombedarf größer 1% an. Das bedeutet, es gibt eine relativ große Anzahl an Anlagen ohne Eigenstromverbrauch und wenige Anlagen mit relativ hohem Eigenverbrauch, welche den Mittelwert dann bei 6% zu liegen bringen. Bei den revitalisierten Anlagen ist der Mittelwert 14%, hier geben 17 von 34 revitalisierten Anlagen einen Eigenstrombedarf größer 1% an. Die Vernachlässigung des Eigenverbrauchs bei der Berechnung der Marktprämie führt dazu, dass Anlagen mit Eigenverbrauch durch diesen eine Kostenersparnis generieren, welche bei der Berechnung der Marktprämie nicht berücksichtigt wurde, sie generieren also einen Vorteil. Die Alternative wäre die Annahme eines pauschalen Eigenverbrauchs, welcher alle Anlagen ohne Eigenverbrauch benachteiligen würde, wovon die Gutachter*innen abraten. Reine Eigenverbrauchsanlagen können natürlich im Gegensatz zur bisherigen Investitionsförderung nicht von einem Prämiensystem profitieren. Hier lässt sich anmerken, dass bei einem vermiedenen Strombezugspreis von ca. 10-15 ct/kWh im Vergleich zu den berechneten Prämienhöhen (siehe Kapitel 5.4.2) für die Überschusseinspeisung, welche niedriger liegen, trotzdem ein Anreiz gegeben wäre, in diese Anlagen zu investieren. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit der Förderung durch Investitionszuschuss für Wasserkraftanlagen bis zu einer Engpassleistung von 2 MW (EAG § 56a).

Produktionsstufenmodell

Bei den bisherigen Einspeisetarifförderungen für neue und revitalisierte Wasserkraft wurde ein Produktionsstufenmodell verwendet, das für zunehmende Stromerzeugungsmengen einen degressiven Trend der Tarife vorsah (vgl. § 13 der Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2018 – ÖSET-VO 2018). Die Erzeugung pro Kalenderjahr wurde hier in Zonen mit unterschiedlichen Tarifhöhen unterteilt. Für angebrochene Jahre war die Tarifabgeltung zeitaliquot zu berechnen. Dieser Ansatz wird analog für die Prämienförderung der Wasserkraft unter dem EAG Regime empfohlen und daher in den Berechnungen der azWs der Wasserkraft berücksichtigt. Die Staffelung ermöglicht eine indirekte Berücksichtigung der Anlagengröße. Für die Ausgestaltung der

Prämienzahlungen gibt es in der Praxis verschiedene Möglichkeiten. Der durchschnittliche azW über alle Stufen kann pro Anlage und Kalenderjahr rückwirkend berechnet werden und bestimmt nach Berücksichtigung des Marktwertes des erzeugten Stroms die Höhe der Prämienzahlungen. Diese rückwirkende Berechnung hat zwar einen leicht erhöhten administrativen Aufwand zur Folge, da eine Vorauszahlung unterjährig und eine Abrechnung am Ende des Jahres nötig sind, wenn die gesamte Erzeugungsmenge bekannt ist, was auch Liquidationsverschiebungen zur Folge haben kann. Andererseits können durch die Berechnung des gewichteten Durchschnitts-azWs im Nachhinein (im Gegensatz zu dem einfachen Abwickeln der einzelnen Stufen hintereinander) Artefakte vermieden werden, die sich ergäben, wenn die ersten hohen Erzeugungsstufen mit Monaten von extrem hohen oder niedrigen Marktwerten zusammenfallen. Im Sinne der Logik der Vollkostenrechnung ist daher die Abrechnung am Ende des Jahres zu empfehlen. Die Staffelung wurde für revitalisierte und neu errichtete Anlagen unterschiedlich gestaltet, da unterschiedliche Größenklassen abgedeckt werden müssen. Die jeweilige höchste Stufe ist hier durch „über […] MWh“ bezeichnet, in der Praxis aber durch die größte förderfähige EPL (25 MW bei neu errichteten Anlagen, 1 MW bei revitalisierten Anlagen bis 1 MW und bis 10 MW bei revitalisierten Anlagen über 1 MW[78], vgl. § 10 Abs. 1 Z 1 EAG) und deren VLH begrenzt.

Für neu errichtete Wasserkraftanlagen bis 25 MW wird die Prämienzahlung gestaffelt berechnet

- für die ersten 500 MWh
- für die nächsten 500 MWh
- für die nächsten 1.500 MWh
- für die nächsten 2.500 MWh
- über 5.000 MWh hinaus.

Für revitalisierte Wasserkraftanlagen bis 1 MW (nach Revitalisierung) wird die Prämienzahlung gestaffelt berechnet

- für die ersten 500 MWh
- für die nächsten 500 MWh

[78] Im ursprünglichen Gutachten basierend auf der EAG RV wurde von einer Betriebsförderung der revitalisierten Wasserkraft bis 10 MW ausgegangen, welche im Zuge der parlamentarischen Behandlung des EAG auf bis zu 25 MW erweitert wurde. Die sich daraus ergebende Ergänzung ist in Kapitel 5.5 beschrieben.

- für die nächsten 1.500 MWh
- über 2.500 MWh hinaus.

Für revitalisierte Wasserkraftanlagen größer 1 MW (nach Revitalisierung) wird die Prämienzahlung gestaffelt berechnet

- für die ersten 5.000 MWh
- für die nächsten 20.000 MWh
- über 25.000 MWh hinaus.

Um die Größe der entsprechenden Referenzanlagen für die jeweilige Stufe bestimmen zu können, wurden die durchschnittlichen Volllaststunden der neuen bzw. revitalisierten Wasserkraftanlagen laut (OeMAG, 2021i) herangezogen (siehe Abbildung 58 und Abbildung 59).

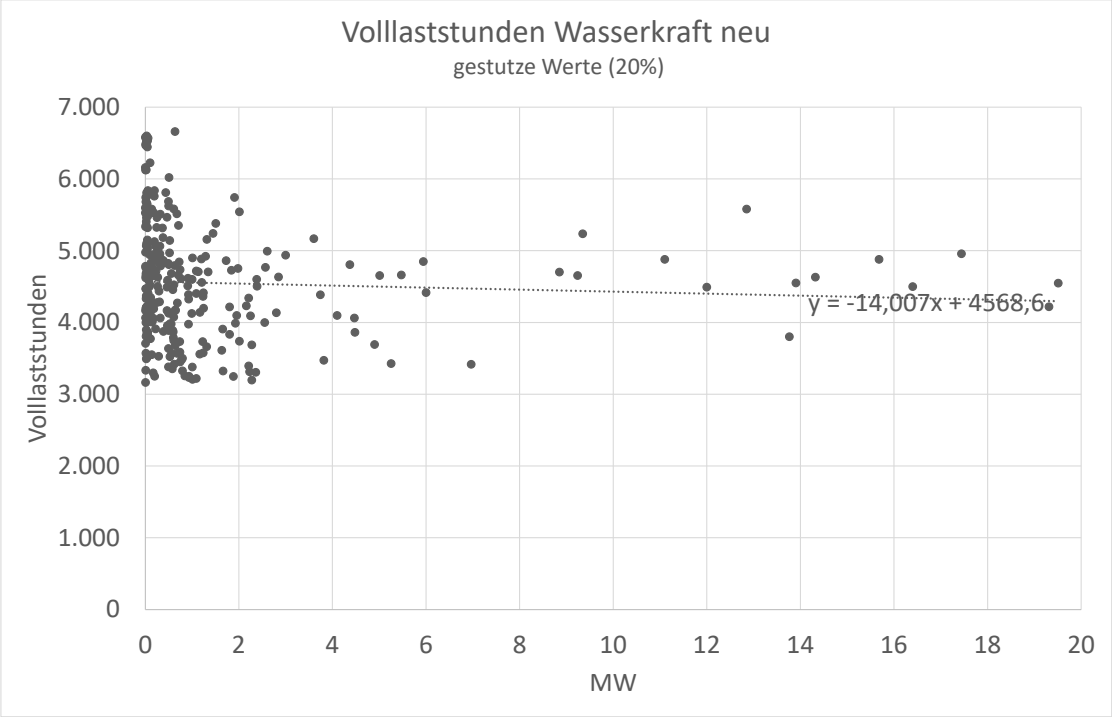


Abbildung 58: Linearer Trend über die Volllaststunden der neu errichteten Wasserkraftwerke nach Bereinigung um die jeweils oberen und unteren 10% der Werte (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021i))

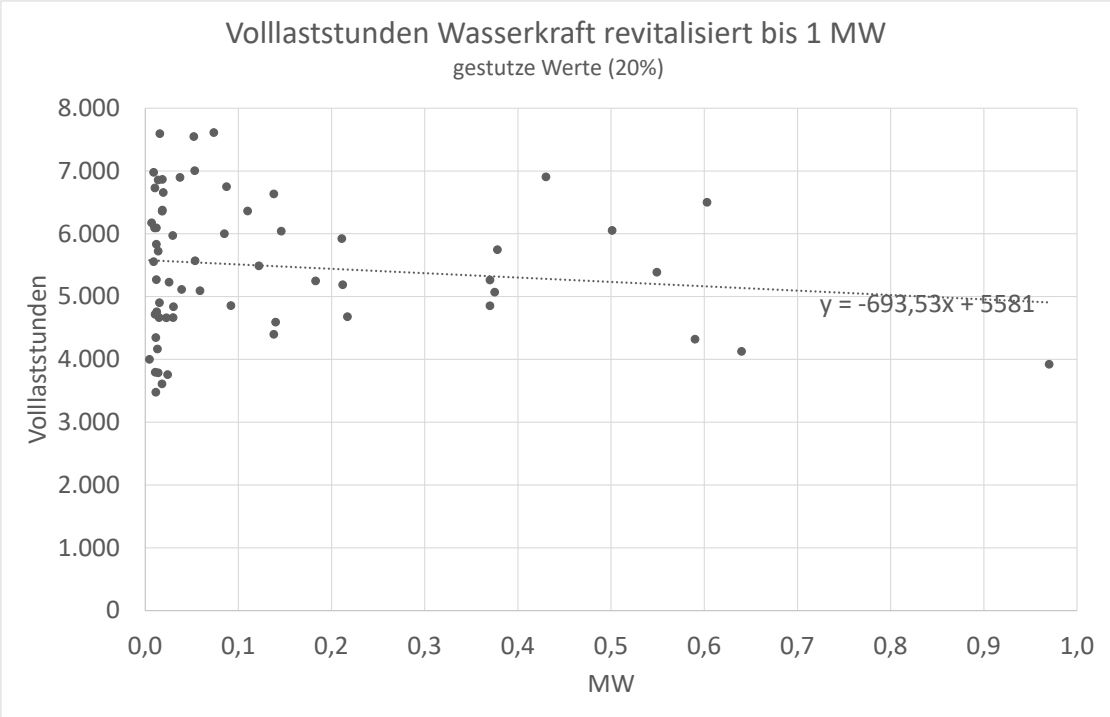


Abbildung 59: Linearer Trend über die Volllaststunden der revitalisierten Wasserkraftwerke nach Bereinigung um die jeweils oberen und unteren 10% der Werte (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021i))

Bei der Berechnung der azWs für die revitalisierten Anlagen >1 MW wurde kein linearer Trend über die Volllaststunden gebildet, da es sich um n<10 Datenwerte handelte (OeMAG, 2021i), sondern der um die jeweils oberen und unteren 10% der Werte bereinigte Mittelwert für alle revitalisierten Anlagen >1 MW herangezogen.

Tabelle 44: Angenommene Volllaststunden für revitalisierte Wasserkraft >1 MW

Größenklasse Wasserkraft revitalisiert	Über 1 MW
Gestutzter Mittelwert (20%) der Volllaststunden	4.595 h

Um die Stromgestehungskosten und damit die azWs der jeweiligen Stufe zu berechnen, wurden Referenzanlagen in der Mitte der jeweiligen Stufe herangezogen. Für die erste Stufe bei den neu errichteten Anlagen wurden z.B. 4.568 VLH herangezogen, d.h. die Grenzkapazität, welche exakt 500 MWh/a erzeugt, hat eine Kapazität von 109 kW. Die repräsentative neu errichtete Anlage, welche die durchschnittlichen Kosten dieser Stufe darstellt, hat also eine EPL von 55 kW. In diesem Gutachten wurde die Anlage in der Mitte

und nicht die Grenzanlage am Ende der Stufe für die azW-Berechnung herangezogen, da sie von den Gutachter*innen als repräsentativer erachtet wurde und sie auch weniger anfällig für Veränderungen der Stufengröße ist als die Grenzkapazität. Die einzige Ausnahme hiervon bildet die kleinste Größenklasse bei der revitalisierten Wasserkraft >1 MW, da hier per Definition die Anlage größer als 1 MW sein muss, daher wurde diese Kapazität als unterste Referenzgröße herangezogen. Aus den erzeugten Strommengen pro Stufe ergeben sich laut dieser Logik als Referenzanlagen folgende Kapazitäten in der jeweiligen Mitte der Stufe:

Neu errichtete Wasserkraft

Tabelle 45: EPL der repräsentative Wasserkraftanlagen auf der Mitte der jeweiligen Stufe für neu errichtete Wasserkraft

EPL in kW	Erzeugungsstufen in MWh
55	die ersten 500
164	die nächsten 500
383	die nächsten 1.500
822	die nächsten 2.500
13.048	über 5.000

Revitalisierte Wasserkraft bis 1 MW

Tabelle 46: EPL der repräsentative Wasserkraftanlagen auf der Mitte der jeweiligen Stufe für revitalisierte Wasserkraft bis 1 MW

EPL in kW	Erzeugungsstufen in MWh
45	die ersten 500
136	die nächsten 500
325	die nächsten 1.500
727	über 2.500

Revitalisierte Wasserkraft größer 1 MW

Tabelle 47: EPL der repräsentative Wasserkraftanlagen auf der Mitte der jeweiligen Stufe für revitalisierte Wasserkraft größer 1 MW (Ausnahme: unterste Stufe, da Anlage per Definition >1 MW)

EPL in kW	Erzeugungsstufen in MWh
1.000	die ersten 5.000
3.264	die nächsten 20.000
7.617	über 25.000

Die den azWs der Stufen zugrunde gelegten Investitions-, Betriebs- und sonstigen Kosten entsprechen Anlagen mit einer repräsentativen Größe in der Mitte der Stufe (vgl. Tabelle 45 bis Tabelle 47). Diese Kapazitäten wurden in die Trendfunktionen zur Kostenbestimmung eingesetzt. In den Tabellen der LCOE-Berechnung in Kapitel 5.4.2 ist zu beachten, dass dort die Grenzkapazitäten aufscheinen, um in der Berechnung auf die jeweilige Stromerzeugungsmenge der Stufe zu kommen. Diese sind allerdings nur zur Strommengenberechnung der Stufen benutzt worden und für die Kosten irrelevant, da die der LCOE-Berechnung zugrunde liegenden Kosten anhand der repräsentativen Leistungsgröße in der Mitte der Stufe ermittelt wurden.

Erlöse aus der Vermarktung von HKN wurden analog zu den anderen Technologien mit 0,4 €/MWh angenommen (siehe Methode in Kapitel 2.3.6). Die mittlere Abschreibdauer der Wasserkraftanlagen wurde mit 60,5 a angenommen. Diese spielt für die Berechnung allerdings nur bei der neu errichteten Wasserkraft eine Rolle, da hier der Anlagenrestwert berücksichtigt wird (Herleitung siehe Kapitel 2.1.2).

5.4.2 Förderhöhe

Im Folgenden werden die empfohlenen azWs für die Wasserkraft dargestellt.

Neuerrichtung

Bei der Neuerrichtung empfehlen die Gutachter*innen das Heranziehen des LCOE mit Berücksichtigung eines Anlagenrestwertes, da davon ausgegangen werden kann, dass die Lebensdauer einer neu errichteten Wasserkraftanlage die 20 Jahre Förderdauer deutlich übersteigt (vgl. methodische Herangehensweise in Kapitel 2.1.2). Für die Diskontierung des Restwerts am Ende der Förderdauer wurde der $WACC_{Risiko}$ herangezogen, um dem erhöhten Strompreisrisiko nach Förderende Rechnung zu tragen. Der Restwert geht also mit geringerem Wert in die Berechnung des azW ein als wenn er mit $WACC_{Standard}$ berücksichtigt würde. Wie in Kapitel 5.3.1 beschrieben, ergibt sich aus der methodischen Herangehensweise bei der Investitionskostenbestimmung der neu errichteten Wasserkraft ein Knick in den Kosten bei der Anlagengröße von 1 MW. Dieser schlägt sich in dem niedrigsten errechneten LCOE auf der vierten Stufe nieder (62,16 €/MWh, siehe Tabelle 48). Um diesen Knick zu glätten wird empfohlen, für die vierte Stufe denselben LCOE zur Berechnung der azWs pro Stufe heranzuziehen wie bei der fünften und letzten Stufe (74,44 €/MWh, siehe Abbildung 60).

Tabelle 48: Berechnung der LCOE für neu errichtete Wasserkraft

Technologiefeld:		Neuerrichtung	Wasserkraft	Wasserkraft	Wasserkraft	Wasserkraft	Wasserkraft
Wasserkraft	Beispielfall:		Stufe bis 500 MWh	Stufe bis 1.000 MWh	Stufe bis 2.500 MWh	Stufe bis 5.000 MWh	Stufe über 5.000 MWh
Anlagenspezifikation:							
Engpassleistung	MW		0,109	0,219	0,548	1,097	25,000
Stromerzeugung (netto)	MWh		500	1.000	2.500	5.000	109.665
Volllaststunden	h/a		4.568	4.567	4.564	4.558	4.387
Kostenparameter:							
Investitionskosten GESAMT	€/kW		7.246	6.781	5.870	4.005	5.102
hiervon:							
Netzanschluss	€/kW		95	95	115	115	130
Sonstiges	€/kW		7.151	6.686	5.755	3.890	4.972
Betriebskosten GESAMT	€/MWh		15,4	14,4	13,7	13,0	10,6
hiervon:							
Sonstiges	€/MWh		15,8	14,8	14,1	13,4	11,0
Herkunftsnachweise	€/MWh		-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4
Finanzierungsbedingungen							
WACC Standard	%		**3,30%**	**3,30%**	**3,30%**	**3,30%**	**3,30%**
WACC Risiko	%		4,78%	4,78%	4,78%	4,78%	4,78%
Inflation	%		1,60%	1,60%	1,60%	1,60%	1,60%
Mittlere Abschreibdauer (mAd)	a		53,7	53,7	53,7	53,7	53,7
Levelised Cost of Electricity							
$LCOE_{20}$	€/MWh		**102,64**	**96,11**	**84,65**	**62,16**	**74,44**

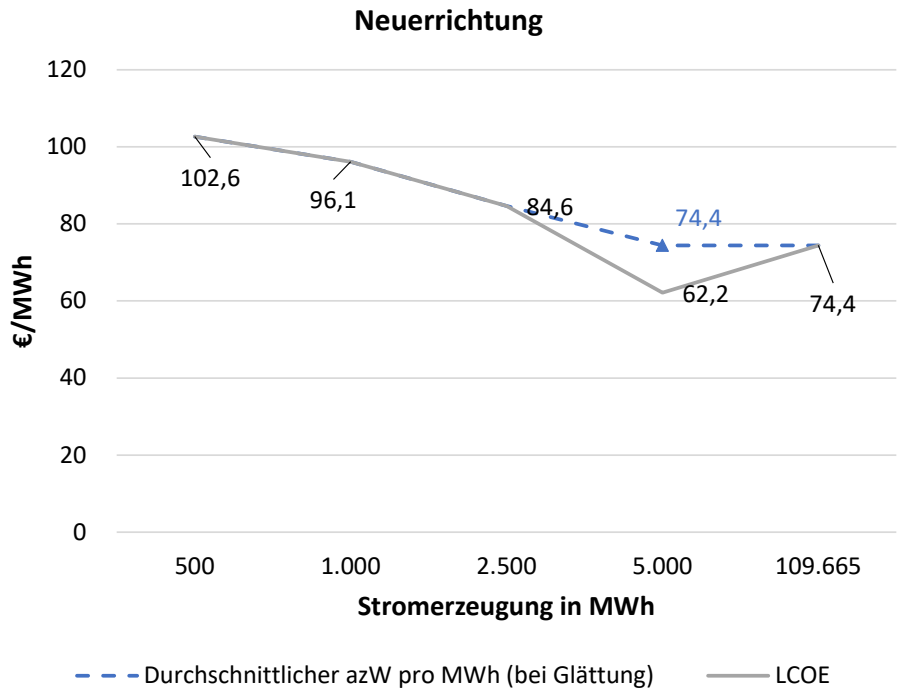


Abbildung 60: Berechneter LCOE und empfohlener durchschnittlicher azW pro MWh vergütetem Strom für neu errichtete Wasserkraft.

Der pro Stufe zu vergütende azW entspricht dem LCOE der Stufe verringert um die Mehrvergütung der vorgelagerten Stufen. Der azW der ersten Stufe entspricht also exakt dem berechneten LCOE, der azW der zweiten Stufe ist der um die Mehrvergütung der ersten Stufe verringerte LCOE (89,57 statt 96,11 €/MWh) (siehe Tabelle 49). Eine Ausnahme davon bildet bei der neu errichteten Wasserkraft die letzte Stufe, wo der azW identisch zum berechneten LCOE ist (74,44 €/MWh), da durch die Glättung der vierten Stufe der durchschnittliche azW der vorgelagerten vier Stufen bereits genau dem LCOE der letzten Stufe entspricht (siehe Abbildung 60).

Daraus ergeben sich folgende azWs pro MWh vergütetem Strom pro Stufe:

Tabelle 49: Anzulegende Werte für die Produktionsstufen bei Neuerrichtung

Jährliche Stromproduktion in MWh, Wasserkraft neu errichtet	azW in €/MWh
die ersten 500	102,64
die nächsten 500	89,57
die nächsten 1.500	77,01
die nächsten 2.500	64,22
Über 5.000	74,44

Neuerrichtung unter Verwendung eines Querbauwerkes

Bei der Neuerrichtung unter Verwendung eines Querbauwerkes erfolgte die Berechnung analog zur Neuerrichtung mit dem Unterschied, dass 8% für nicht förderbare ökologische Maßnahmen von den Investitionskosten abgezogen wurden, da diese bei Verwendung eines bestehenden Querbauwerkes über das UFG gefördert werden können (siehe Kapitel 5.3.2). Hier wird analog zur Vorgehensweise bei der neu errichteten Wasserkraft der Knick auf der vierten Stufe geglättet (69,6 statt 58,5 €/MWh, siehe Abbildung 61).

Tabelle 50: Berechnung der LCOE für neu errichtete Wasserkraft unter Verwendung eines Querbauwerks. Die Kosten für ökologische Maßnahmen im Ausmaß von 8% sind hier im Vergleich zur Neuerrichtung nicht berücksichtigt.

Technologiefeld:		Neuerrichtung (Verwendung Querbauwerk)	Wasserkraft	Wasserkraft	Wasserkraft	Wasserkraft	Wasserkraft
Wasserkraft	Beispielfall:		Stufe bis 500 MWh	Stufe bis 1.000 MWh	Stufe bis 2.500 MWh	Stufe bis 5.000 MWh	Stufe über 5.000 MWh
Anlagenspezifikation:							
Engpassleistung	MW		0,109	0,219	0,548	1,097	25,000
Stromerzeugung (netto)	MWh		500	1.000	2.500	5.000	109.665
Volllaststunden	h/a		4.568	4.567	4.564	4.558	4.387
Kostenparameter:							
Investitionskosten GESAMT	€/kW		6.674	6.246	5.410	3.694	4.704
hiervon:							
Netzanschluss	€/kW		95	95	115	115	130
Sonstiges	€/kW		6.579	6.151	5.295	3.579	4.574
Betriebskosten GESAMT	€/MWh		15,4	14,4	13,7	13,0	10,6
hiervon:							
Sonstiges	€/MWh		15,8	14,8	14,1	13,4	11,0
Herkunftsnachweise	€/MWh		-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4
Finanzierungsbedingungen							
WACC Standard	%		**3,30%**	**3,30%**	**3,30%**	**3,30%**	**3,30%**
WACC Risiko	%		4,78%	4,78%	4,78%	4,78%	4,78%
Inflation	%		1,60%	1,60%	1,60%	1,60%	1,60%
Mittlere Abschreibdauer (mAd)	a		53,7	53,7	53,7	53,7	53,7
Levelised Cost of Electricity							
$LCOE_{20}$	€/MWh		**95,98**	**89,87**	**79,28**	**58,53**	**69,61**

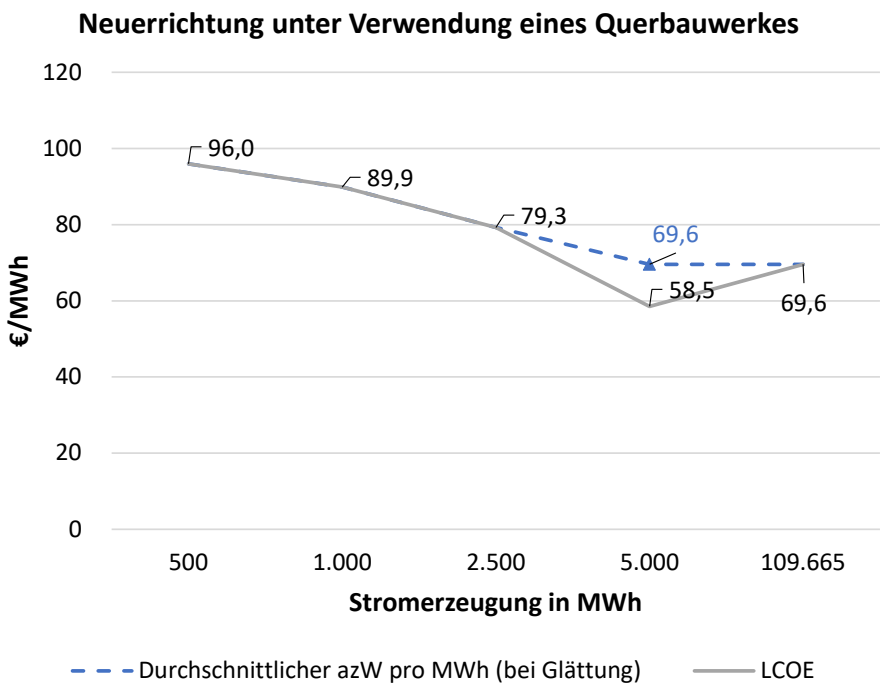


Abbildung 61: Berechneter LCOE und empfohlener durchschnittlicher azW pro MWh vergütetem Strom für neu errichtete Wasserkraft unter Verwendung eines Querbauwerkes

Tabelle 51: Anzulegende Werte für die Produktionsstufen bei Neuerrichtung unter Verwendung eines Querbauwerkes

Jährliche Stromproduktion in MWh, Wasserkraft neu errichtet unter Verwendung eines Querbauwerkes	azW in €/MWh
die ersten 500	95,98
die nächsten 500	83,77
die nächsten 1.500	72,22
die nächsten 2.500	59,94
Über 5.000	69,61

Revitalisierte Wasserkraft bis 1 MW

Da bei revitalisierten Anlagen nur Teile der Anlage erneuert werden, empfehlen die Gutachter*innen, den LCOE ohne Anlagenrestwert heranzuziehen, da von einem verringerten Anlagenrestwert im Vergleich zu Neuanlagen ausgegangen wird. Eine Alternative wäre, von einem verringerten Restwert auszugehen, was den Förderanreiz allerdings abschwächen würde. Da aus dem EAG ja durchaus der politische Wille hervorgeht, bestehende Wasserkraftstandorte möglichst gut zu nutzen, wird bei der Förderung der revitalisierten Anlagen empfohlen, keinen Anlagenrestwert zu berücksichtigen. Die LCOE Berechnung der revitalisierten Wasserkraftanlagen bis 1 MW für die Revitalisierungsgrade bis 60%, 61-200% und über 200% sind im Folgenden dargestellt.

Revitalisierungsgrad bis 60%

Tabelle 52: Berechnung der LCOE für revitalisierte Wasserkraft bis 1 MW mit einem Revitalisierungsgrad bis 60%

Technologiefeld:		revitalisiert bis 1 MW ≤60%	Wasserkraft	Wasserkraft	Wasserkraft	Wasserkraft
Wasserkraft	Beispielfall:		Stufe bis 500 MWh	Stufe bis 1.000 MWh	Stufe bis 2.500 MWh	Stufe über 2.500 MWh
Anlagenspezifikation:						
Engpassleistung	MW		0,090	0,182	0,468	0,986
Stromerzeugung (netto)	MWh		500	1.000	2.500	5.000
Volllaststunden	h/a		5.550	5.480	5.343	5.071
Kostenparameter:						
Investitionskosten GESAMT	€/kW		2.935	2.725	2.298	1.374
hiervon:						
Netzanschluss	€/kW		37	37	45	45
Sonstiges	€/kW		2.898	2.688	2.253	1.329
Betriebskosten GESAMT	€/MWh		17,1	16,5	15,2	12,5
hiervon:						
Sonstiges	€/MWh		17,5	16,9	15,6	12,9
Herkunftsnachweise	€/MWh		-0,4	-0,4	-0,4	-0,4
Finanzierungsbedingungen						
WACC Standard	%		**3,30%**	**3,30%**	**3,30%**	**3,30%**
Inflation	%		1,60%	1,60%	1,60%	1,60%
Levelised Cost of Electricity						
$LCOE_{20\ ohne\ Anlagenrestwert}$	€/MWh		**57,07**	**54,15**	**47,98**	**33,71**

Unter Berücksichtigung der Strompreistrends (siehe Kapitel 2.1.3) wird empfohlen, eine Untergrenze pro Stufe zu belassen, welche im Bereich von 40-50 €/MWh liegt. Bei der revitalisierten Wasserkraft bis 1 MW (Revitalisierungsgrad bis 60%) würde eine Untergrenze von 50,00 €/MWh ab der dritten Stufe schlagend: 50,00 €/MWh statt 43,86 €/MWh (Stufe bis 2.500 MWh) und statt 19,43 €/MWh (Stufe über 2.500 MWh) (siehe Tabelle 53). Eine Untergrenze von 40 €/MWh hätte nur bei der letzten Stufe Auswirkungen und Untergrenzen dazwischen eine dementsprechend anteilige Wirkung auf den durchschnittlich vergüteten azW pro MWh.

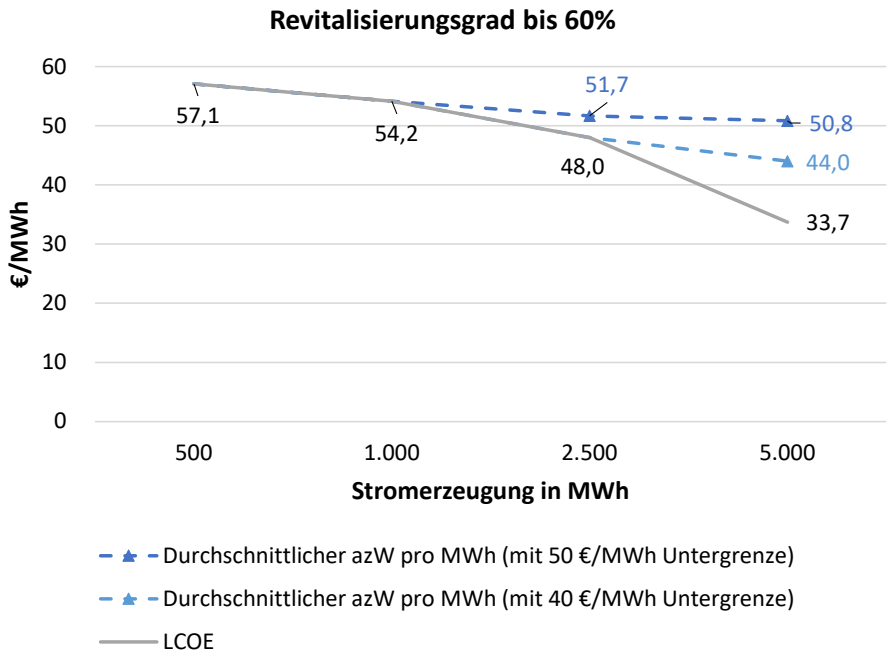


Abbildung 62: LCOE und durchschnittlicher azW pro MWh vergütetem Strom bei einem Revitalisierungsgrad bis 60% mit einer Untergrenze pro azW pro Stufe von 40 bzw. 50 €/MWh

Der Grund für eine Untergrenze bei den azWs liegt darin, dass so bei den höheren Produktionsstufen noch Effizienzgewinne größerer Anlagen mitgenommen werden können, die durch mangelnde Förderanreize ansonsten ungenutzt blieben. Ohne diese Untergrenze würde erwartet, dass der azW oft unter dem Marktwert liegen würde, wofür das EAG unterschiedliche Vorgehensweisen vorsieht. Falls der Referenzmarktwert über dem azW liegt, wird die Marktprämie mit null festgesetzt (für Wasserkraftanlagen mit einer EPL unter 20 MW) bzw. muss 66% des übersteigenden Teils der EAG-Förderabwicklungsstelle rückvergütet werden, wenn der Referenzmarktwert den azW um mehr als 40% übersteigt (Wasserkraftanlagen mit einer EPL ab 20 MW) (vgl. EAG § 11 Abs. 5 und 6). Ein durchschnittlicher nominaler azW von 50,8 €/MWh für die letzte Stufe, der sich bei dem beispielhaften Einziehen der 50,00 €/MWh Grenze ergibt (siehe Abbildung 62), fungiert bei Betrachtung der Strompreisszenarien für die nächsten Jahren somit eher als Absicherung und damit indirekte Förderung (durch erleichterte Finanzierungsbedingungen für Fördernehmer*innen) als direkte Förderung, da der Marktwert meistens erwartungsgemäß darüber liegen wird. Die Entscheidung für oder gegen das Einziehen einer Untergrenze ist hier auch Gegenstand des politischen Abwägens zwischen der Gefahr eventueller Überförderung und dem Risiko ungenutzter Potentiale aufgrund mangelnder Anreizwirkung. Für die Empfehlungen der Verordnungen

in diesem Gutachten (siehe Anhang A, Kapitel 9) wurde eine Untergrenze des azWs pro Stufe von 45 €/MWh herangezogen.

Tabelle 53: Anzulegende Werte für die Produktionsstufen bei einem Revitalisierungsgrad bis 60% (EPL oder RAV) für revitalisierte Wasserkraft <1 MW

Jährliche Stromproduktion in MWh, bis 60% Revitalisierungsgrad, EPL bis 1 MW nach Revitalisierung	azW in €/MWh
die ersten 500	57,07
die nächsten 500	51,24
die nächsten 1.500	43,86 (bzw. Untergrenze von 43,86-50,00)
über 2.500	19,43 (bzw. Untergrenze von 40,00-50,00)

Revitalisierungsgrad 61-200%

Beim Revitalisierungsgrad 61-200% ergeben sich aufgrund des höheren Revitalisierungsgrades höhere LCOE von 72,30 bis 56,37 €/MWh (siehe Tabelle 54).

Tabelle 54: Berechnung der LCOE für revitalisierte Wasserkraft bis 1 MW mit einem Revitalisierungsgrad von 61-200%

Technologiefeld:		revitalisiert bis 1 MW 61-200%	Wasserkraft	Wasserkraft	Wasserkraft	Wasserkraft
Wasserkraft	Beispielfall:		Stufe bis 500 MWh	Stufe bis 1.000 MWh	Stufe bis 2.500 MWh	Stufe über 2.500 MWh
Anlagenspezifikation:						
Engpassleistung	MW		0,090	0,182	0,468	0,986
Stromerzeugung (netto)	MWh		500	1.000	2.500	5.000
Volllaststunden	h/a		5.550	5.480	5.343	5.071
Kostenparameter:						
Investitionskosten GESAMT	€/kW		4.149	3.997	3.691	3.024
hiervon:						
Netzanschluss	€/kW		37	37	45	45
Sonstiges	€/kW		4.112	3.960	3.646	2.979
Betriebskosten GESAMT	€/MWh		17,1	16,5	15,2	12,5
hiervon:						
Sonstiges	€/MWh		17,5	16,9	15,6	12,9
Herkunftsnachweise	€/MWh		-0,4	-0,4	-0,4	-0,4
Finanzierungsbedingungen						
WACC Standard	%		**3,30%**	**3,30%**	**3,30%**	**3,30%**
Inflation	%		1,60%	1,60%	1,60%	1,60%
Levelised Cost of Electricity						
$LCOE_{20\ ohne\ Anlagenrestwert}$	€/MWh		**72,30**	**70,32**	**66,13**	**56,37**

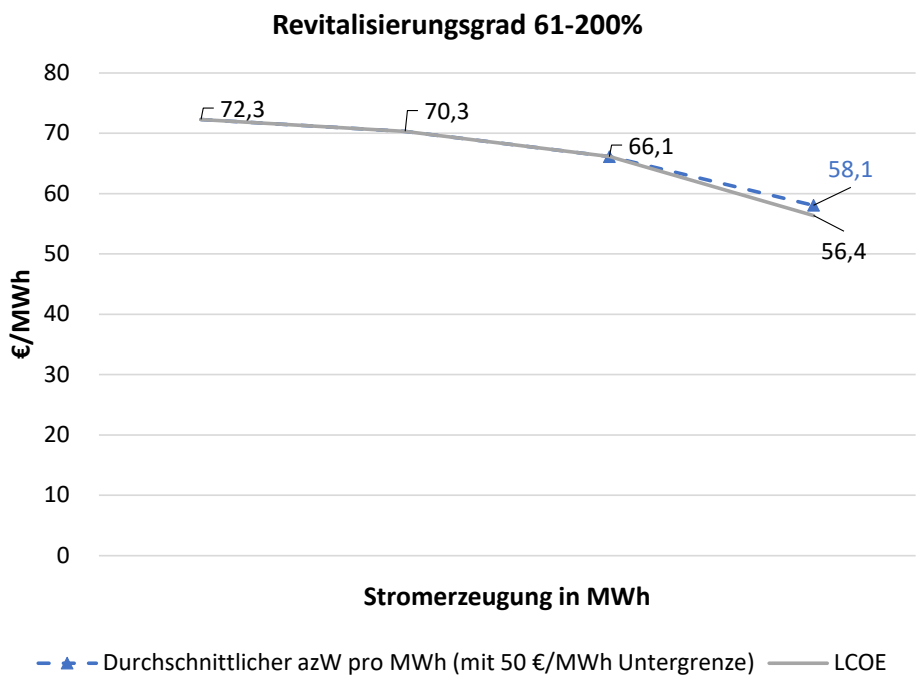


Abbildung 63: Durchschnittlicher azW pro MWh vergütetem Strom (= LCOE) für revitalisierte Wasserkraft bis 1 MW mit einem Revitalisierungsgrad von 61-200% mit einer Untergrenze pro azW pro Stufe von 50 €/MWh

Tabelle 55: Anzulegende Werte für die Produktionsstufen bei einem Revitalisierungsgrad von 61-200% (EPL oder RAV) für revitalisierte Wasserkraft bis 1 MW

Jährliche Stromproduktion in MWh, 61-200% Revitalisierungsgrad, EPL bis 1 MW nach Revitalisierung	azW in €/MWh
die ersten 500	72,30
die nächsten 500	68,34
die nächsten 1.500	63,34
über 2.500	46,61 (bzw. Untergrenze von 46,61-50,00)

Revitalisierungsgrad über 200%

Beim Revitalisierungsgrad von über 200% ergeben sich die höchsten LCOE der revitalisierten Wasserkraft bis 1 MW, nämlich 89,21 bis 55,00€/MWh (siehe Tabelle 56).

Tabelle 56: Berechnung der LCOE für revitalisierte Wasserkraft bis 1 MW mit einem Revitalisierungsgrad von über 200%.

Technologiefeld:		revitalisiert bis 1 MW >200%	Wasserkraft	Wasserkraft	Wasserkraft	Wasserkraft
Wasserkraft	Beispielfall:		Stufe bis 500 MWh	Stufe bis 1.000 MWh	Stufe bis 2.500 MWh	Stufe über 2.500 MWh
Anlagenspezifikation:						
Engpassleistung	MW		0,090	0,182	0,468	0,986
Stromerzeugung (netto)	MWh		500	1.000	2.500	5.000
Volllaststunden	h/a		5.550	5.480	5.343	5.071
Kostenparameter:						
Investitionskosten GESAMT	€/kW		5.496	5.151	4.444	2.924
hiervon:						
Netzanschluss	€/kW		37	37	45	45
Sonstiges	€/kW		5.459	5.114	4.400	2.880
Betriebskosten GESAMT	€/MWh		17,1	16,5	15,2	12,5
hiervon:						
Sonstiges	€/MWh		17,5	16,9	15,6	12,9
Herkunftsnachweise	€/MWh		-0,4	-0,4	-0,4	-0,4
Finanzierungsbedingungen						
WACC Standard	%		**3,30%**	**3,30%**	**3,30%**	**3,30%**
Inflation	%		1,60%	1,60%	1,60%	1,60%
Levelised Cost of Electricity						
$LCOE_{20\ ohne\ Anlagenrestwert}$	€/MWh		**89,21**	**84,98**	**75,94**	**55,00**

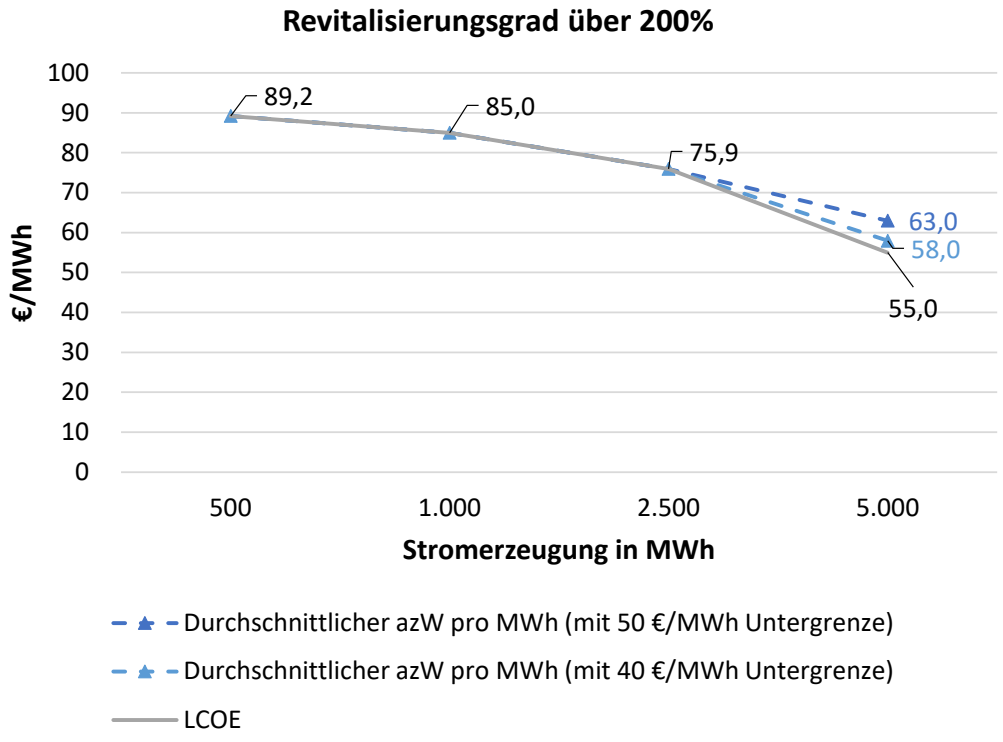


Abbildung 64: LCOE und durchschnittlicher azW pro MWh vergütetem Strom für revitalisierte Wasserkraft bis 1 MW mit einem Revitalisierungsgrad von über 200% mit einer Untergrenze pro azW pro Stufe von 40 bzw. 50 €/MWh

Eine Untergrenze von über 40 €/MWh würde hier bei der letzten Stufe schlagend (40,00-50,00 statt 34,05 €/MWh).

Tabelle 57: Anzulegende Werte für die Produktionsstufen bei einem Revitalisierungsgrad von über 200% (EPL oder RAV) für revitalisierte Wasserkraft bis 1 MW

Jährliche Stromproduktion in MWh, >200% Revitalisierungsgrad, EPL bis 1 MW nach Revitalisierung	azW in €/MWh
die ersten 500	89,21
die nächsten 500	80,76
die nächsten 1.500	69,92
über 2.500	34,05 (bzw. Untergrenze von 40,00-50,00)

Revitalisierte Wasserkraft größer 1 MW

Aufgrund der Tatsache, dass bei revitalisierten Wasserkraftanlagen über 1 MW nur die zusätzliche Erzeugung aus der revitalisierten EPL (oder dem RAV-Äquivalent) gefördert wird, spielt der Revitalisierungsgrad bei der Berechnung der azWs hier keine Rolle. Die Kosten wurden hier nur auf die zusätzliche Erzeugungskapazität umgelegt. Die Produktionsstufen wurden außerdem hier größer gefasst, da auch größere Anlagen bis 10 MW gefördert werden können. Die resultierenden LCOE kommen im Bereich zwischen 92,23 und 77,84 €/MWh zu Liegen (siehe Tabelle 58).

Tabelle 58: Berechnung der LCOE für revitalisierte Wasserkraft größer 1 MW

Technologiefeld:		revitalisiert >1 MW	Wasserkraft	Wasserkraft	Wasserkraft
Wasserkraft	Beispielfall:		Stufe bis 5.000 MWh	Stufe bis 25.000 MWh	Stufe über 25.000 MWh
Anlagenspezifikation:					
Engpassleistung	MW		1,088	5,441	9,793
Stromerzeugung (netto)	MWh		5.000	25.000	45.000
Volllaststunden	h/a		4.595	4.595	4.595
Kostenparameter:					
Investitionskosten GESAMT	€/kW		5.084	4.811	4.274
hiervon:					
Netzanschluss	€/kW		45	51	51
Sonstiges	€/kW		5.039	4.760	4.223
Betriebskosten GESAMT	€/MWh		12,8	11,8	11,0
hiervon:					
Sonstiges	€/MWh		13,2	12,2	11,4
Herkunftsnachweise	€/MWh		-0,4	-0,4	-0,4
Finanzierungsbedingungen					
WACC Standard	%		**3,30%**	**3,30%**	**3,30%**
Inflation	%		1,60%	1,60%	1,60%
Levelised Cost of Electricity					
$LCOE_{20\ ohne\ Anlagenrestwert}$	€/MWh		**92,23**	**86,86**	**77,84**

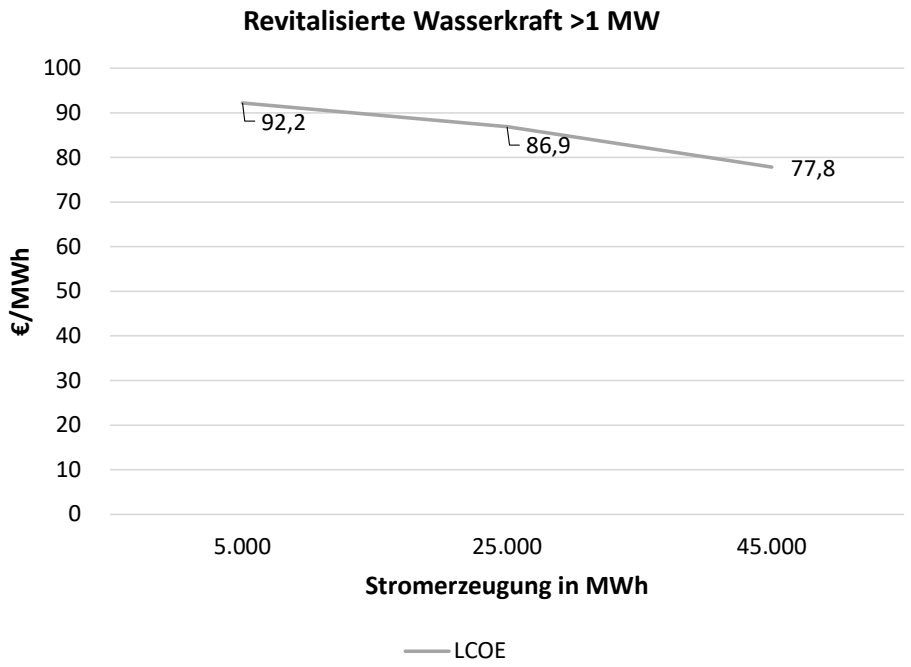


Abbildung 65: Durchschnittlicher azW pro MWh vergütetem Strom (= LCOE) für revitalisierte Wasserkraft größer 1 MW

Tabelle 59: Anzulegende Werte für die Produktionsstufen für revitalisierte Wasserkraft größer 1 MW

Stromproduktion in MWh, EPL>1 MW nach Revitalisierung	azW in €/MWh
die ersten 5.000	92,23
die nächsten 20.000	85,52
über 25.000	66,58

Obere Bandbreiten der Förderempfehlungen im Einklang mit aktuellen Marktdynamiken in Energie- und Rohstoffmärkten

Ergänzend zu obigen Förderempfehlungen, welche auf einer umfassenden Analyse überwiegend historischer Kostenangaben beruhen, werden nachfolgend obere Bandbreiten der Förderempfehlungen dargestellt. Diese widerspiegeln aktuelle Marktdynamiken in Rohstoff- und Energiemärkten. Gemäß den Erläuterungen in Abschnitt 2.5 zeigen diesjährige Entwicklungen in Wirtschaft und Politik aktuell (mit Stand Anfang November 2021) Preisanstiege bzw. Preisturbulenzen in Rohstoff- und Energiemärkten weltweit. Dies hat auch Auswirkung auf die heimische Inflation sowie auf Baukosten bzw.

Baupreise. Zur Darstellung der Einflüsse und Konsequenzen auf die Förderempfehlungen hat das Gutachter*innen-Team im Zuge einer im Oktober und November 2021 durchgeführten Überarbeitung des vorliegenden Gutachtens die Auswirkungen der aktuellen Marktdynamiken auf die Stromgestehungskosten sowie die daraus resultierenden Förderempfehlungen untersucht und quantifiziert. Im Einklang mit den erhobenen Daten und den darauf fußenden Annahmen – siehe Abschnitt 2.5 hinsichtlich Details hierzu – erfolgte die ergänzende Angabe oberer Bandbreiten bei den Förderempfehlungen.

Angaben zu den oberen Bandbreiten der berechneten Marktprämien für Wasserkraftanlagen im Einklang mit aktuellen Marktdynamiken werden in den nachfolgenden Tabellen entsprechend der vorgenommenen Untergliederung in Neuerrichtung (Tabelle 60), Neuerrichtung unter Verwendung eines Querbauwerks (Tabelle 61) sowie Revitalisierung samt Unterkategorien (Tabelle 62 bis Tabelle 65) getätigt. Im Vergleich zu den Standardempfehlungen ist ein Anstieg um im Mittel rund 13% zu erkennen.

Tabelle 60: Obere Bandbreite für die anzulegenden Werte für die Produktionsstufen bei Neuerrichtung

Jährliche Stromproduktion in MWh, Wasserkraft neu errichtet	azW in €/MWh
die ersten 500	116,19
die nächsten 500	101,39
die nächsten 1.500	86,87
die nächsten 2.500	73,10
Über 5.000	84,37

Tabelle 61: Obere Bandbreite für die anzulegenden Werte für die Produktionsstufen bei Neuerrichtung unter Verwendung eines Querbauwerkes

Jährliche Stromproduktion in MWh, Wasserkraft neu errichtet unter Verwendung eines Querbauwerkes	azW in €/MWh
die ersten 500	108,46
die nächsten 500	94,66

die nächsten 1.500	81,31
die nächsten 2.500	68,13
Über 5.000	78,77

Tabelle 62: Obere Bandbreite für die anzulegenden Werte für die Produktionsstufen bei einem Revitalisierungsgrad bis 60% (EPL oder RAV) für revitalisierte Wasserkraft <1 MW

Jährliche Stromproduktion in MWh, bis 60% Revitalisierungsgrad, EPL bis 1 MW nach Revitalisierung	azW in €/MWh
die ersten 500	63,01
die nächsten 500	54,46
die nächsten 1.500	48,19 (bzw. Untergrenze von 48,19-50,00)
über 2.500	20,70 (bzw. Untergrenze von 40,00-50,00)

Tabelle 63: Obere Bandbreite für die anzulegenden Werte für die Produktionsstufen bei einem Revitalisierungsgrad von 61-200% (EPL oder RAV) für revitalisierte Wasserkraft bis 1 MW

Jährliche Stromproduktion in MWh, 61-200% Revitalisierungsgrad, EPL bis 1 MW nach Revitalisierung	azW in €/MWh
die ersten 500	80,67
die nächsten 500	76,30
die nächsten 1.500	70,78
über 2.500	52,22

Tabelle 64: Obere Bandbreite für die anzulegenden Werte für die Produktionsstufen bei einem Revitalisierungsgrad von über 200% (EPL oder RAV) für revitalisierte Wasserkraft bis 1 MW

Jährliche Stromproduktion in MWh, >200% Revitalisierungsgrad, EPL bis 1 MW nach Revitalisierung	azW in €/MWh
die ersten 500	100,28

die nächsten 500	90,71
die nächsten 1.500	78,41
über 2.500	37,66 (bzw. Untergrenze von 40,00-50,00)

Tabelle 65: Obere Bandbreite für die anzulegenden Werte für die Produktionsstufen für revitalisierte Wasserkraft größer 1 MW

Stromproduktion in MWh, EPL>1 MW nach Revitalisierung	azW in €/MWh
die ersten 5.000	104,59
die nächsten 20.000	97,04
über 25.000	75,34

Abschließend sei hier erwähnt, dass die im nachfolgenden Abschnitt getroffenen Empfehlungen zur Ausgestaltung von Investitionsförderungen aufrecht bleiben, da hier dem Anstieg der Kosten ebenso ein Anstieg der Erlösseite gegenübersteht und die Vollkostenbetrachtung nur als einer von vielen Indikatoren zur Ausgestaltung der entsprechenden Förderempfehlungen anzusehen ist.

5.5 Abänderungen an Förderregelungen bei der Wasserkraft im Zuge der parlamentarischen Behandlung des EAG

Im Zuge der parlamentarischen Behandlung des EAG kam es im Vergleich zu EAG Regierungsvorlage zu einigen Abänderungen bzw. Ergänzungen bezüglich Förderregelungen der Wasserkraft. Diese werden im Rahmen dieses Abschnitts dargestellt.

5.5.1 Investitionsförderungen für kleine Wasserkraftanlagen (bis 2 MW)

Bei der Wasserkraft ist neben der Betriebsförderung eine Investitionsförderungsschiene für Anlagen bis 2 MW (nach Revitalisierung) vorgesehen (vgl. EAG § 56a[79]). Dabei werden die jährlichen Fördermittel getrennt nach den folgenden zwei Kategorien vergeben: (vgl. EAG § 56a Abs. 2):

- Kategorie A: Neuerrichtung,
- Kategorie B: Revitalisierung.

Die Höhe des Investitionszuschusses ist durch Verordnung gemäß EAG § 58 in Fördersätzen pro kW je Kategorie festzulegen. Anträge, die innerhalb der Einreichfrist eines Fördercalls bei der EAG-Förderabwicklungsstelle einlangen, werden nach dem Zeitpunkt ihres Einlangens bei der EAG-Förderabwicklungsstelle gereiht (vgl. EAG § 56a Abs. 5), es handelt sich also um einen absoluten[80] und keinen Höchstfördersatz.

Bisher wurden Investitionszuschüsse sowohl für kleine Wasserkraft (EPL bis einschließlich 10 MW) als auch für mittlere Wasserkraftanlagen (EPL von über 10 MW bis einschließlich 20 MW) gewährt. Bisherige Fördersätze wurden nach Größenklassen, aber nicht nach Neuerrichtung und Revitalisierung unterschieden (vgl. Förderrichtlinien 2020 gemäß Ökostromgesetz 2012 und KWK-Gesetz - KWKW MKW KWK). Für alle Größenklassen galt die Einhaltung der EU-Beihilfeobergrenze. Außerdem musste bei Anlagen über 500 kW der Förderbedarf mittels einer dynamischen Investitionsrechnung nachgewiesen werden, welcher ebenfalls ein schlagendes Kriterium werden konnte, falls er unter den anderen Förderhöchstgrenzen lag. Die Höchstfördersätze laut Förderrichtlinien 2020 lagen zwischen 35 und 25% bzw. 1.750 und 1.250 €/kW für die Kleinwasserkraft (siehe Tabelle 66).

[79] Da die Investitionsförderungsschiene im Rahmen des parlamentarischen Prozesses zum Gesetzespaket hinzukam, basiert dieser Abschnitt auf der mit 28. Juli 2021 in Kraft getretenen Fassung des EAG gemäß BGBl. I Nr. 150/2021.

[80] Vorbehaltlich der weiteren beihilferechtlichen Förderschranken

Tabelle 66: Bisherige Förderhöchstsätze für Kleinwasserkraft laut Förderrichtlinien 2020 gemäß Ökostromgesetz 2012 und KWK-Gesetz (lineare Interpolation zwischen 500 kW und 2 MW sowie zwischen 2 MW und 10 MW)

Anlagengröße	Förderhöchstsätze	
500 kW	35%	1.750 €/kW
2.000 kW	25%	1.250 €/kW
10.000 kW	15%	650 €/kW

Investitionskostenzuschüsse sind auch laut EAG von mindestens drei Höchstgrenzen beschränkt, von denen die niedrigste schlagend wird:

- 30% des unmittelbar für die Neuerrichtung oder Revitalisierung der Anlage erforderlichen Investitionsvolumens (exklusive Grundstück) (vgl. EAG § 56a. Abs. 3),
- 45% der umweltrelevanten Mehrkosten (davon unberührt bleiben allfällige Zuschläge gemäß der Verordnung (EU) Nr. 651/2014) (vgl. EAG § 56a. Abs. 3 sowie AGVO Art. 41 Abs. 6 lit. b) und
- Investitionszuschuss in Fördersätzen pro kW je Kategorie, der durch Verordnung gemäß EAG § 58 festzulegen ist.

Die Zuschläge gemäß der Verordnung (EU) Nr. 651/2014) bei der Schranke der 45% der umweltrelevanten Mehrkosten im Vergleich zu einer weniger umweltfreundlichen Energieerzeugungstechnologie auf Basis fossiler Energieträger sind abhängig von der Unternehmensgröße. Mittlere Unternehmen können mit maximal 55% und kleine Unternehmen/Private mit maximal 65% der umweltrelevanten Mehrkosten gefördert werden (Art. 41 Abs. 8 AGVO). Die 30% bzw. 45% Obergrenze wird auf die förderbaren Kosten angewandt, welche diverse Kostenkomponenten ausschließen, z.B. Grundstückskosten, Steuern, Anschluss- und Verbindungsentgelte, wenn diese 500 m überschreiten, Finanzierungskosten und Eigenleistungen (vgl. Förderrichtlinien 2020 gemäß Ökostromgesetz 2012 und KWK-Gesetz - KWKW MKW KWK). Die Daten der (OeMAG, 2021i) beinhalten sowohl Gesamtinvestitionskosten als auch förderbare Kosten von bisherigen Kleinwasserkraftwerken in der Investitionsförderung. Zum beispielhaften Aufzeigen der sich ergebenden 30 bzw. 45%-Schranken wurden diese förderbaren Kosten herangezogen (siehe Abbildung 66 und Abbildung 67). Analog zur Prämienberechnung

wurden auch hier die Daten der (OeMAG, 2021i) mit dem Baupreisindex für den Hoch- und Tiefbau gesamt mit Basisjahr 2015 valorisiert[81] (Statistik Austria, 2021c).

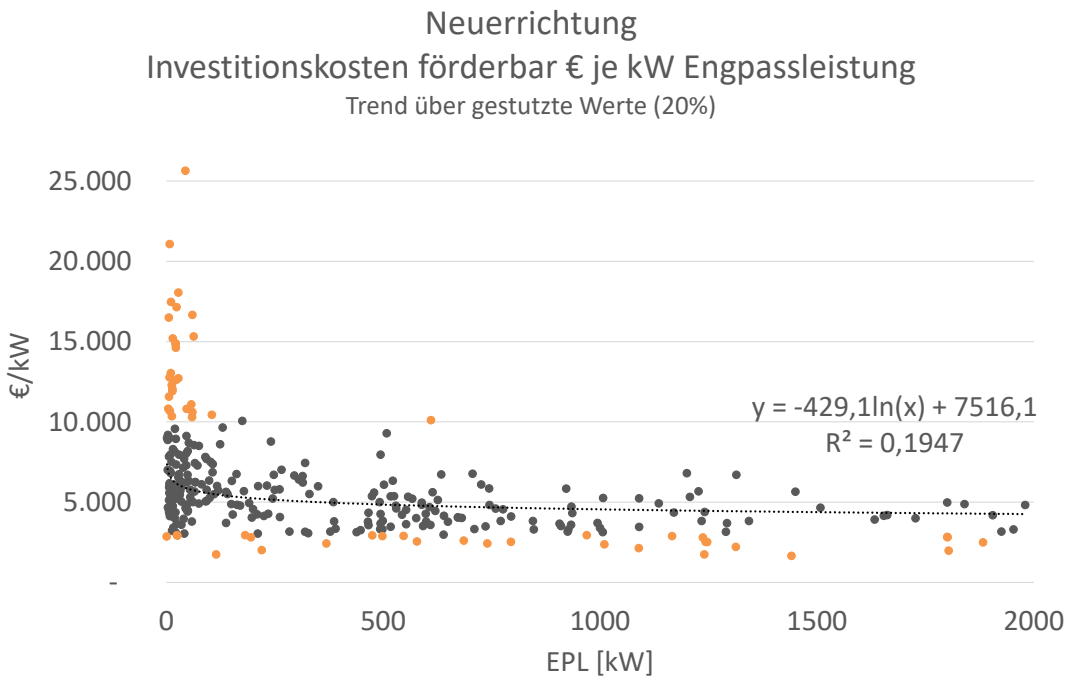


Abbildung 66: Förderbare Investitionskosten je kW Engpassleistung bei neu errichteten Anlagen in der bisherigen Investitionsförderung. Gestutzte Werte sind in orange dargestellt. (Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021i))

[81] Der Index für das Jahr 2020 für das Basisjahr 2015 beträgt 112,5.

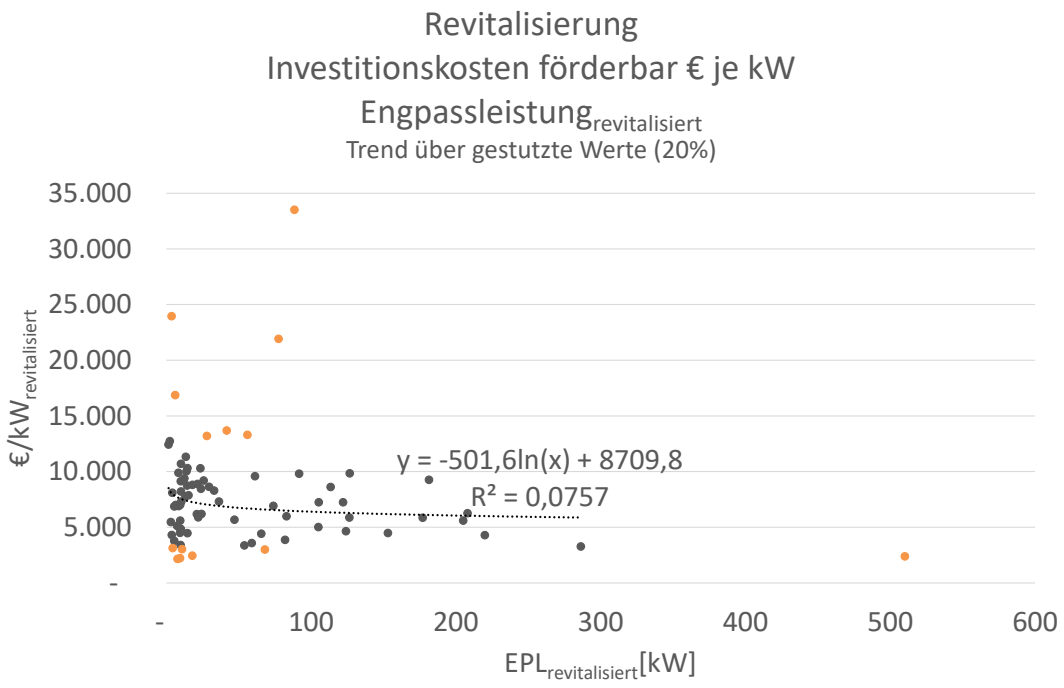


Abbildung 67: Förderbare Investitionskosten je zusätzlicher $kW_{revitalisiert}$ (bzw. RAV-Steigerungs-Äquivalent) bei revitalisierten Anlagen in der bisherigen Investitionsförderung. Gestutzte Werte sind in orange dargestellt. (Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021i))

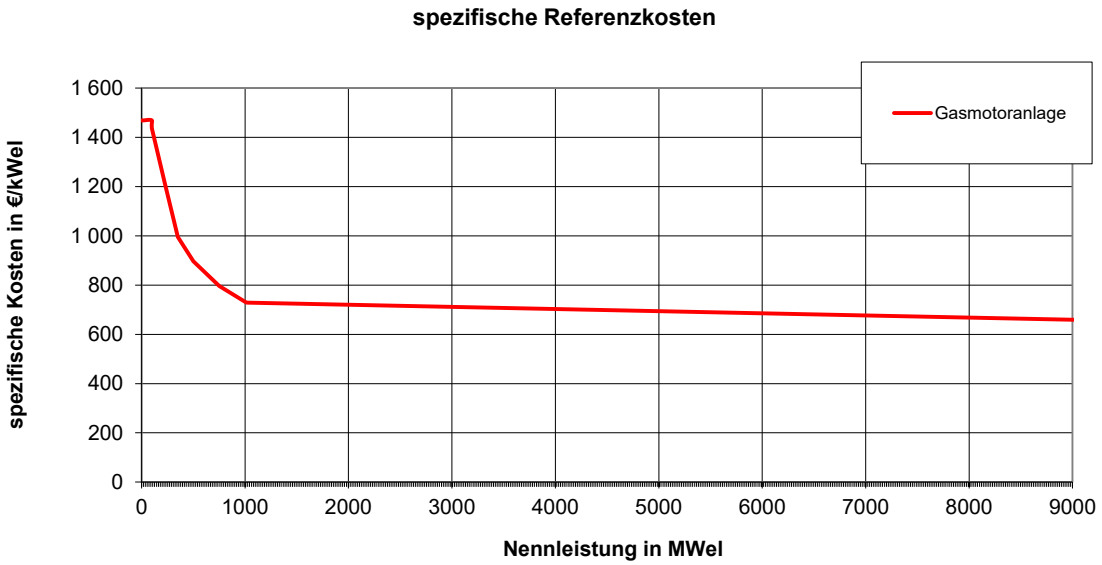


Abbildung 68: Spezifische Referenzkosten einer Gasmotorenanlage zur Berechnung der umweltrelevanten Mehrkosten bei der Wasserkraft (Quelle: (KPC, 2021))

Für die Berechnung der 45% der umweltrelevanten Mehrkosten im Vergleich zu einer weniger umweltfreundlichen Energieerzeugungstechnologie auf Basis fossiler Energieträger ist es erforderlich, die fossile Referenztechnologie zu definieren. In der

bisherigen Abrechnungspraxis der (KPC, 2021) wurde dafür das Gutachten von (Theissing, 2016) herangezogen und die darin enthaltene Kostenfunktion für eine Gasmotoranlage leicht adaptiert verwendet, um Sprünge zu glätten. Die resultierende Referenzkostenkurve für die Gasmotoranlage, die als Vergleichstechnologie herangezogen wird, ist in Abbildung 68 ersichtlich.

Die beiden beihilferechtlich relevanten Förderschranken werden bei der Gewährung der Investitionszuschüsse für jedes eingereichte Projekt separat berechnet. Die in diesem Gutachten angestellten Berechnungen dazu dienen somit nur als Veranschaulichung möglicher repräsentativer Werte. Tabelle 67 zeigt die Aufstellung der beiden oben genannten Förderschranken für vier beispielhafte Größenkategorien der Investitionsförderung. Die Größenkategorien sind zum einen in der Mitte der Größenspanne (0 bis 2.000 kW) der förderbaren Anlagen (1.000 kW bei Neuerrichtung) sowie ein als repräsentativ erachteter Wert bei der Revitalisierung (200 $kW_{revitalisiert}$, siehe Abbildung 67[82]), da dort deutlich geringere Anlagengrößen als bei der Neuerrichtung gefördert wurden. Darüber hinaus wurden jeweils das gestutzte Mittel der Anlagengröße (bzw. des Äquivalents aus der RAV-Erhöhung bei der Revitalisierung, falls relevant) der neu errichteten Anlagen (418 kW) und der Revitalisierungen (53 $kW_{revitalisiert}$) bis 2 MW (nach Revitalisierung) aus den Daten der (OeMAG, 2021i) herangezogen.

Tabelle 67: Aufzeigen der Förderschranken 30% der förderbaren Investitionskosten und 45% der umweltrelevanten förderbaren Mehrkosten für jeweils zwei Beispielanlagen der Kategorie A (Neuerrichtung) und Kategorie B (Revitalisierung)

			Kategorie A	**Kategorie A**	**Kategorie B**	**Kategorie B**
			Neuerrichtung	Neuerrichtung	Revitalisierung	Revitalisierung
		Beispielanlage [kW]	**418**	**1000**	**53**	**200**
					kW_revitalisiert	kW_revitalisiert
Wasserkraft	**Investitionskosten förderbar (Beispielanlage)**	€/kW	4926,27	4551,98	6718,30	6052,16
	Investitionskosten Wasserkraft	€/kW	**4926,27**	**4551,98**	**6718,30**	**6052,16**
	30% der förderbaren Investitionskosten	€/kW	**1477,88**	**1365,59**	**2015,49**	**1815,65**
Gasmotor	**Kosten Gasmotor (Beispielanlage)**	€/kW	944,80	731,72	1468,00	1172,58
	umweltrelevante Mehrkosten	€/kW	3981,47	3820,26	5250,30	4879,58
	45% der förderbaren umweltrelevanten Mehrkosten	€/kW	**1791,66**	**1719,12**	**2362,64**	**2195,81**

Um die Höhe des Investitionszuschusses in €/kW, welche als dritte Höchstgrenze gilt, festzulegen, bedarf es zusätzlich zu den beihilferechtlichen Beschränkungen weiterer

[82] Die Abbildung stellt die bisher durch Investitionszuschuss geförderten Anlagengrößen bei der Revitalisierung bis 2 MW (nach Revitalisierung) dar.

Orientierungshilfen. Neben der Betrachtung der Erfahrungen mit den historischen Fördersätzen wurde eine Vollkostenbetrachtung der Wasserkraft durchgeführt, um eine Aussage über den tatsächlichen Förderbedarf durch Investitionszuschuss bei Wasserkraftanlagen treffen zu können. Dabei wird der Investitionszuschuss den angesetzten Investitionskosten der Wasserkraftanlage gegengerechnet. Die Idee dieser Herangehensweise ist, dass der Investitionskostenzuschuss dazu beitragen, das Stromgestehungskostenniveau in etwa auf Strommarktniveau zu senken. Es sei allerdings angemerkt, dass die Vollkostenrechnung hier nur als Hilfsmittel dient, da der Investitionszuschuss im Gegensatz zur Betriebsförderung, welche den investitionszuschussberechtigten Wasserkraftanlagen ebenfalls offensteht, per Definition nicht die Vollkosten decken soll.

Abweichend von der Vollkostenbetrachtung bei der Ermittlung der Prämienhöhe bzw. des azW werden bei dieser Vollkostenbetrachtung keine Erlöse aus HKN berücksichtigt, da der Strom aus den investitionsgeförderten Anlagen nicht notwendigerweise direktvermarktet werden muss. Darüber hinaus wurde statt dem $WACC_{Standard}$ der $WACC_{Risiko}$ in Höhe von 4,78% angewandt, um dem höheren Strompreisrisiko, das Förderwerber*innen bei der Investitionsförderung im Vergleich zur Betriebsförderung ausgesetzt sind, Rechnung zu tragen. Analog zur Vollkostenbetrachtung der Betriebsförderung wurde bei den neu errichteten Anlagen der Anlagenrestwert mitberücksichtigt, bei revitalisierten Anlagen dagegen nicht. Eine weitere Abweichung von der Berechnung der Betriebsförderung ist die Berücksichtigung des Eigenbedarfs. Während bei der Prämienberechnung kein Eigenbedarf der Anlagenbetreiber*innen berücksichtigt wurde, geht dieser nun als Sensitivität in die Betrachtung mit ein, in der die Auswirkungen von 10-30% Eigenverbrauch auf die Rentabilität der Investition aufgezeigt wird. Wie bei der Vollkostenberechnung der Wasserkraft bereits beschrieben, wurde im Rahmen der Betreiberdatenerhebung der (E-Control, 2019a) der Eigenstromverbrauch der Anlagen erhoben. 23 von 65 neu errichtete und 17 von 34 revitalisierte Anlagen gaben für 2019 einen Eigenverbrauch von mehr als 1% an. Der mittlere Eigenverbrauch lag bei 6% (Neuerrichtung) bzw. 14% (Revitalisierung), oder 11% (Neuerrichtung) und 22% (Revitalisierung), wenn man nur die Anlagen mit Eigenverbrauch betrachtet. Zu beachten ist hier allerdings, dass bei der Betreiberdatenerhebung nur Anlagen in der Betriebsförderung erfasst wurden. Anlagen mit hohem Eigenverbrauch haben allerdings naturgemäß einen größeren Anreiz, die Investitionsförderung zu beantragen, was dafürspricht, dass Anlagen in der Investitionsförderung einen höheren Eigenverbrauchanteil haben. Dies kann allerdings nicht mit Daten überprüft werden, da diese Information bei der Investitionsförderung bisher nicht erfasst wurde.

Als vermiedener Netzstrombezugspreis wurden bei den neu errichteten Anlagen die variablen Bestandteile des Strompreises für Gewerbe (10,7 ct/kWh) für Anlagen bis 500 kW und Industrie (6,9 ct/kWh) für Anlagen über 500 kW angesetzt (vgl. Kapitel „Opportunitätserlöse durch Eigenverbrauch“).

Tabelle 68 zeigt die Ergebnisse der Berechnung, wobei neben dem LCOE-Wert ohne Eigenverbrauch auch die LCOE-Werte unter Berücksichtigung von 10-30% Eigenverbrauch dargestellt sind. Neben den eingangs erwähnten repräsentativen Anlagengrößen von 418 kW und 1.000 kW ist auch der Extremfall von 2.000 kW Anlagengröße dargestellt. Da im Gegensatz zur bisherigen Förderpraxis mit linear interpolierten Schranken ein Wert über die gesamte Größenspannen bis 2.000 kW verordnet werden muss, sollte er einer möglichst breiten Anlagengrößenverteilung gerecht werden. Dabei ist zu bedenken, dass neben der Schranke des Investitionszuschusses in €/kW auch die beiden anderen Schranken (30% der Investitionskosten und 45/55/65% der umweltrelevanten Mehrkosten) schlagend werden können, wenn sie niedriger liegen. Bei größeren Anlagen mit niedrigeren spezifischen Kosten wird daher tendenziell eher die relative Schranke von 30% der Investitionskosten als die absolute Schranke in €/kW schlagend als bei kleineren Anlagen. Daher wird empfohlen, im Sinne einer leichten Staffelung zwischen den Größenklassen eine absolute Schranke in €/kW eher im oberen Bereich anzusiedeln. Mit einem Investitionszuschuss von 1.450 €/kW wird bei ein LCOE zwischen 62,76 und 64,84 €/MWh (20% Eigenverbrauch für die beiden kleineren beispielhaften Anlagengrößen) und 63,05 €/MWh (10% Eigenverbrauch am oberen Ende der Leistungsspanne), was dem zu erwartenden Strompreisniveau im mittleren Strompreisszenario entspricht (vgl. Kapitel „Strompreistrends“). Hier sei auch angemerkt, dass die Investitionskosten, die hier in die Vollkostenbetrachtung eingehen, höher sind als die förderbaren Investitionskosten, die aus den Daten der (OeMAG, 2021i) hervorgehen und für die beihilferechtlichen Schranken relevant sind (z.B. 5.723 €/kW in der Vollkostenbetrachtung vs. 4.926 €/kW förderbare Investitionskosten bei der 418 kW Anlage). Tabelle 68 zeigt die Vollkostenrechnung ohne und mit Investitionszuschuss sowie ergänzend zum Vergleich auch mit einem Investitionszuschuss in Höhe von 30% der Investitionskosten[83]. Es wird deutlich, dass bei den repräsentativen größeren Anlagen die 30% Grenze vor dem vorgeschlagenen Fördersatz von 1.450 €/kW eher schlagend wird. Kleinere Anlagen oder spezifisch teurere Anlagen können dagegen von dem absoluten Fördersatz in €/kW profitieren. Die berechneten LCOE unter

[83] Da die Investitionskosten der Vollkostenrechnung auch nicht förderbare Bestandteile enthalten, wären 30% der förderbaren Investitionskosten niedriger als der hier gezeigte Wert.

Berücksichtigung von 1.450 €/kW Investitionszuschuss ohne Eigenverbrauch liegen zwischen 73,27 und 63,64 €/kW. Zu beachten ist dabei, dass die 30% Grenze für viele Anlagen unter den Werten liegen wird, welche in Tabelle 68 dargestellt sind, und damit früher schlagend wird, da die Tabelle die Gesamtinvestitionskosten und nicht nur die förderbaren Kosten berücksichtigt.

Tabelle 68: Stromgestehungskosten für neu errichtete Wasserkraft für verschiedene beispielhafte Anlagengrößen mit und ohne Investitionszuschuss in Höhe von 1.450 €/kW. Ergänzend ist die Höhe eines Zuschusses in Höhe von 30% der Investitionskosten dargestellt.

Technologiefeld:		Neuerrichtung	Wasserkraft								
Wasserkraft	Beispielfall:	kW	418	418	418	1000	1000	1000	2000	2000	2000
					30% Grenze			30% Grenze			30% Grenze
Anlagenspezifikation:											
Engpassleistung	MW		0,418	0,418	0,418	1	1	1,000	2	2	2,000
Stromerzeugung (netto)	MWh		1.907	1.907	1.907	4.555	4.555	4.555	9.081	9.081	9.081
Volllaststunden	h/a		4.563	4.563	4.563	4.555	4.555	4.555	4.541	4.541	4.541
		Investzuschuss [€/kW]	-	1450	1.717	-	1450	1.526	-	1450	1.531
Kostenparameter:											
Investitionskosten GESAMT	€/kW		5.723	4.273	4.006	5.087	3.637	3.561	5.102	3.652	3.572
hiervon:											
Netzanschluss	€/kW		115	115	115	115	115	115	130	130	130
Sonstiges	€/kW		5.608	5.608	5.608	4.972	4.972	4.972	4.972	4.972	4.972
Betriebskosten GESAMT	€/MWh		14,0	14,0	14,0	13,2	13,2	13,2	12,6	12,6	12,6
hiervon:											
Sonstiges	€/MWh		14,0	14,0	14,0	13,2	13,2	13,2	12,6	12,6	12,6
Herkunftsnachweise	€/MWh										
Finanzierungsbedingungen											
WACC Risiko	%		**4,78%**	**4,78%**	4,78%	**4,78%**	**4,78%**	4,78%	**4,78%**	**4,78%**	4,78%
Inflation	%		1,60%	1,60%	1,60%	1,60%	1,60%	1,60%	1,60%	1,60%	1,60%
Mittlere Abschreibdauer (mAd)	a		53,7	53,7	53,7	53,7	53,7	53,7	53,7	53,7	53,7
Levelised Cost of Electricity											
$LCOE_{20}$	€/MWh		**92,56**	**73,27**	69,73	**83,32**	**64,01**	62,99	**83,02**	**63,64**	62,57
Levelised Cost of Electricity mit Eigenverbrauchsanteil	alle Werte in €/MWh										
angenommener Netzstrombezugspreis			107	107	107	69	69	69	69	69	69
LCOE bei Eigenverbrauch von 10 %	10%		90,95	69,53	65,58	84,92	63,45	62,33	84,58	63,05	61,85
LCOE bei Eigenverbrauch von 20 %	20%		88,94	64,84	60,41	86,90	62,76	61,49	86,52	62,30	60,96
LCOE bei Eigenverbrauch von 30 %	30%		86,36	58,82	53,75	89,46	61,87	60,42	89,03	61,35	59,81

Laut der bisherigen Förderrichtlinien 2020 war unbeschadet der anderen Fördergrenzen bei der Revitalisierung das Ausmaß für den höchstmöglichen Investitionszuschuss aus dem Leistungszuwachs als Maximum der folgenden beiden Berechnungsschritte begrenzt:

1) Multiplikation der zusätzlich geschaffener Engpassleistung (=$EPL_{revitalisiert}$) mit dem spezifischem Fördervolumen in €/kW der gesamten Engpassleistung nach Revitalisierung

2) Multiplikation der Engpassleistung nach Revitalisierung mit der Erhöhung des Regelarbeitsvermögens dividiert durch das gesamte Regelarbeitsvermögen nach der Revitalisierung multipliziert mit dem spezifischen Fördervolumen in €/kW der gesamten Engpassleistung nach Revitalisierung

Daraus folgt, dass das spezifische Fördervolumen die Kosten bezogen auf die $EPL_{revitalisiert}$ widerspiegeln sollen. Aus diesem Grund gab es in der bisherigen Förderpraxis auch keinen Unterschied zwischen den Fördersätzen von neu errichteter und revitalisierter Wasserkraft. Für die revitalisierten Anlagen über 1 MW konnte somit die gleiche Kostenbasis herangezogen werden wie bei der Betriebsförderungsberechnung.

Bei der Berechnung der Betriebsförderung der Anlagen bis 1 MW (nach Revitalisierung) wurden dagegen die Kosten auf die EPL nach Revitalisierung umgelegt, da auch die die gesamte Stromerzeugung nach Revitalisierung per Marktprämie vergütet wird (vgl. EAG § 10 Abs. 1 Z 1). Der Vollkostenrechnung für revitalisierte Anlagen bis 1 MW lagen somit die Kosten bezogen auf die Gesamtanlagengröße nach Revitalisierung zugrunde. Für die Berechnungen des Investitionskostenzuschusses mussten dagegen die Investitionskosten bezogen auf die zusätzlich geschaffene Leistung, also $EPL_{revitalisiert}$, herangezogen werden. Diese Kosten standen von (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a) (OeMAG, 2021i) und (Oesterreichs Energie, 2021) zur Verfügung. Der Trend über die pro Quelle um die oberen und unteren 10% der Werte gestutzten Daten ist in Abbildung 69 dargestellt.

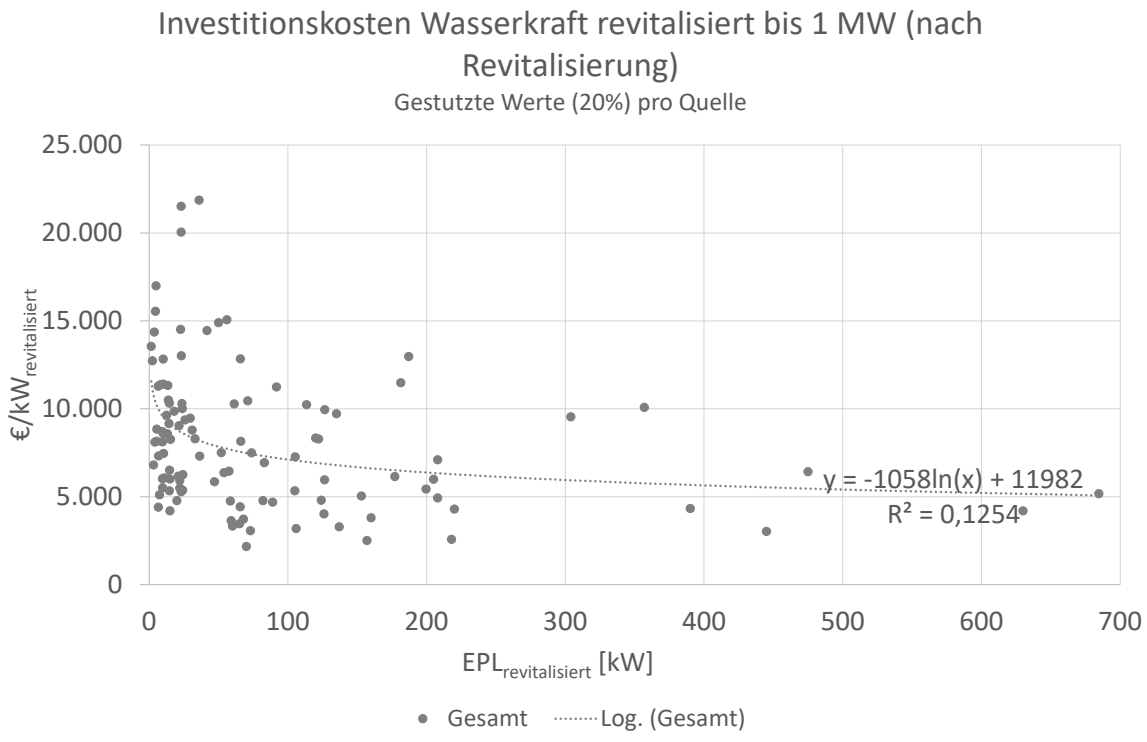


Abbildung 69: Investitionskosten für revitalisierte Wasserkraft bis 1 MW (nach Revitalisierung) bezogen auf $EPL_{revitalisiert}$ (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a) (Oesterreichs Energie, 2021) (OeMAG, 2021i))

Da die Betriebskosten der Wasserkraft hauptsächlich aus den Daten der (E-Control, 2019a) zur Verfügung standen, dort aber keine Informationen zum Revitalisierungsgrad vorhanden waren, konnten diese Betriebskosten nicht auf die zusätzliche Engpassleistung umgelegt werden. Daher wurde bei der Vollkostenbetrachtung für die Ermittlung der Höhe des Investitionskostenzuschusses auf die Betriebskosten der neu errichteten Anlagen zurückgegriffen. Bei der Ermittlung der Betriebsförderung bei den revitalisierten Anlagen wurde dieses Vorgehen bereits aufgrund geringer Datenverfügbarkeit für die Anlagen größer 1 MW gewählt.

Als vermiedener Netzstrombezugspreis wurden bei den revitalisierten Anlagen die variablen Bestandteile des Strompreises für Gewerbe (10,7 ct/kWh) für Anlagen bis 200 $kW_{revitalisiert}$ und Industrie (6,9 ct/kWh) für Anlagen über 200 $kW_{revitalisiert}$ angesetzt (vgl. Kapitel „Opportunitätserlöse durch Eigenverbrauch“).

Die sich daraus ergebenden LCOE-Werte sind in Tabelle 69 aufgeführt. Bei der revitalisierten Wasserkraft bis 2 MW (nach Revitalisierung) sind eher geringere $EPL_{revitalisiert}$ zu erwarten. Es gibt wie auch bei der neu errichteten Wasserkraft einen Unterschied zwischen den in der Vollkostenbetrachtung angesetzten Investitionskosten und den förderbaren Investitionskosten laut (OeMAG, 2021i). So betrugen die förderbaren Investitionskosten laut (OeMAG, 2021i) für eine Anlage mit der zusätzlichen EPL von 53 $kW_{revitalisiert}$ 6.718 €/$kW_{revitalisiert}$ (siehe Tabelle 67), die gesamten Investitionskosten über alle Quellen hinweg dagegen 7.757 €/$kW_{revitalisiert}$ (siehe Tabelle 69). Es ist daher zu berücksichtigen, dass die 30% Schranke bei real abgerechneten Projekten der gleichen Größenklasse oft niedriger liegen wird als die in Tabelle 69 dargestellten 30% der Investitionskosten. Die berechneten LCOE-Werte mit einem empfohlenen Investitionszuschuss von 1.900 €/$kW_{revitalisiert}$ liegen zwischen 102,43 und 70,55 €/$kW_{revitalisiert}$. Eigenverbrauch senkt diese LCOE entsprechend des Anteils des Eigenverbrauchs an der Gesamterzeugung. Höhere Investitionszuschüsse würden zwar die LCOE-Werte weiter senken, beträgen aber bei den meisten Projekten über 30% der förderbaren Investitionskosten. Zu berücksichtigen ist auch, dass bei der Revitalisierung eher kleine beispielhafte Anlagengrößen betrachtet wurden und im Gegensatz zur neu errichteten Wasserkraft bei der Vollkostenbetrachtung kein Restwert angenommen wurde (in Konsistenz zu den Berechnungen der Betriebsförderung) und somit die Stromgestehungskosten höher liegen als wenn ein Restwert berücksichtigt würde.

Tabelle 69: Stromgestehungskosten für revitalisierte Wasserkraft für verschiedene beispielhafte Anlagengrößen mit und ohne Investitionszuschuss in Höhe von 1.900 €/kW. Ergänzend ist die Höhe eines Zuschusses in Höhe von 30% der Investitionskosten dargestellt.

Technologiefeld:		Revitalisierung	Wasserkraft								
Wasserkraft	eispielfall:	kW	53	53	53	200	200	200	1000	1000	1000
					30% Grenze			30% Grenze			30% Grenze
Anlagenspezifikation:											
Engpassleistung	MW		0,053	0,053	0,053	0,200	0,200	0,200	1,000	1,000	1,000
Stromerzeugung (netto)	MWh		294	294	294	1.088	1.088	1.088	4.595	4.595	4.595
Volllaststunden	h/a		5.544	5.544	5.544	5.442	5.442	5.442	4.595	4.595	4.595
		Investzuschuss [€/kW]	-	1900	2.327	-	1900	1.906	-	1900	1.525
Kostenparameter:											
Investitionskosten GESAMT	€/kW		7.757	5.857	5.430	6.352	4.452	4.446	5.084	3.184	3.559
hiervon:											
Netzanschluss	€/kW		37	37	37	37	37	37	45	45	45
Sonstiges	€/kW		7.720	7.720	7.720	6.315	6.315	6.315	5.039	5.039	5.039
Betriebskosten GESAMT	€/MWh		15,8	15,8	15,8	14,6	14,6	14,6	13,2	13,2	13,2
hiervon:											
Sonstiges	€/MWh		15,8	15,8	15,8	14,6	14,6	14,6	13,2	13,2	13,2
Herkunftsnachweise	€/MWh										
Finanzierungsbedingungen											
WACC Risiko	%		**4,78%**	**4,78%**	**4,78%**	**4,78%**	**4,78%**	**4,78%**	**4,78%**	**4,78%**	**4,78%**
Inflation	%		1,60%	1,60%	1,60%	1,60%	1,60%	1,60%	1,60%	1,60%	1,60%
Levelised Cost of Electricity											
$LCOE_{20\ ohne\ Anlagenrestwert}$	€/MWh		**129,63**	**102,43**	**96,32**	**109,85**	**82,14**	**82,06**	**103,37**	**70,55**	**77,03**
Levised Cost of Electricity mit Eigenverbrauchsanteil	alle Werte in €/MWh										
angenommener Netzstrombezugspreis			107	107	107	107	107	107	69	69	69
LCOE bei Eigenverbrauch von 10 %	10%		132,15	101,92	95,13	110,17	79,38	79,29	107,19	70,73	77,92
LCOE bei Eigenverbrauch von 20 %	20%		135,29	101,29	93,65	110,57	75,93	75,83	111,96	70,94	79,03
LCOE bei Eigenverbrauch von 30 %	30%		139,33	100,47	91,74	111,08	71,49	71,37	118,10	71,22	80,47

Liegen die absoluten Fördersätze höher, werden sie häufiger über den 30% Schranken (siehe Tabelle 67) liegen, was bedeutet, dass kleinere und spezifisch teurere Anlagen eher davon profitieren als größere bzw. spezifisch günstigere Anlagen und somit eine gewisse Größenstaffelung der Förderung erreicht werden kann (wie sie in der bisherigen Investitionsförderung gegeben war, in der die Schranke größenabhängig interpoliert wurde, siehe Tabelle 66). Somit sind bei dem politischen Wunsch, kleinere oder spezifisch teurere Anlagen gezielt zu fördern bzw. der Heterogenität von (Revitalisierungs-)Projekten besser Rechnung zu tragen, höhere absolute Fördersätze zu empfehlen.

*Die Gutachter*innen empfehlen folgende Investitionszuschüsse* für die Wasserkraft für Anlagen bis 2 MW (nach Revitalisierung)*:*
Kategorie A (Neuerrichtung)*: 1.450 €/kW*
Kategorie B (Revitalisierung)*: 1.900 €/kW*

5.5.2 Abänderung der Betriebsförderung für revitalisierte Anlagen bis 25 MW (statt 10 MW)

Im Zuge des parlamentarischen Prozesses kam es zu einer Anpassung der allgemeinen Fördervoraussetzungen, sodass revitalisierte Wasserkraftanlagen statt wie in der EAG Regierungsvorlage für die maximal ersten zusätzlichen 10 MW nun für die maximal ersten zusätzlichen 25 MW durch Marktprämie förderfähig sind (vgl. EAG § 10 Abs. 1 Z 1 lit. b). Daraus ergibt sich die Fragestellung, inwieweit die berechneten azW für revitalisierte Anlagen über 1 MW auch die größeren Anlagen repräsentieren. Abbildung 70 zeigt erneut die ursprünglich herangezogenen Investitionskosten.

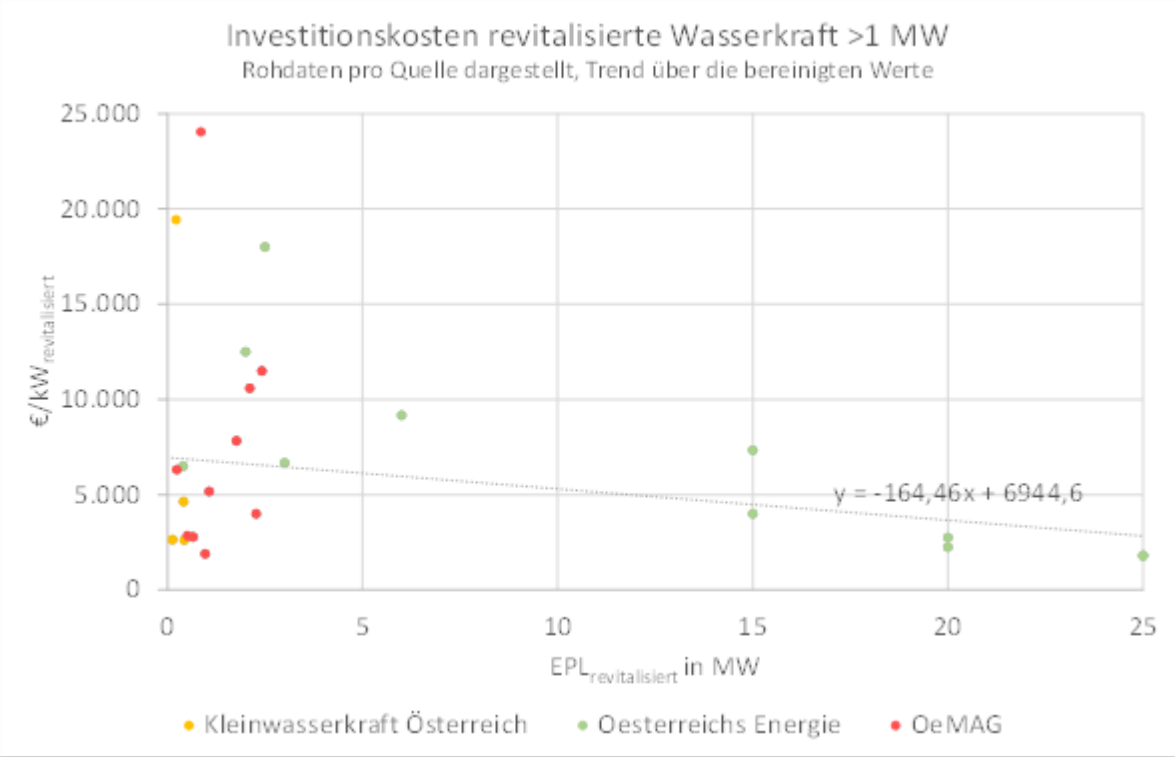


Abbildung 70: Investitionskosten Wasserkraft revitalisiert >1 MW. Sämtliche Daten der Quellen sind dargestellt, der Trend basiert auf den um die jeweils oberen und unteren 10% bereinigten Werten. Ein Datenpunkt >25 MW ist aus Darstellungsgründen nicht enthalten. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a), (Oesterreichs Energie, 2021) und (OeMAG, 2021i))

Der lineare Trend wurde für die Prämienberechnung um 25% verringert, um dem Umstand Rechnung zu tragen, dass hier generell wenige Datenpunkte vorlagen, einzelne Datenpunkte daher eine hohe Spreizung der Investitionskosten nach oben bewirken und die (überprüfbaren) Daten der (OeMAG, 2021i) im unteren Bereich liegen. Die revitalisierte Wasserkraft zeigt generell eine deutlich größere Spreizung bei den Kosten, da die Projekte und deren spezifischer (Investitions-)Aufwand sehr heterogen sind. Im

Bereich der größeren Anlagen liegen nur Investitionskosten von (Oesterreichs Energie, 2021) vor, welche ab 20 MW unter dem berechneten Trend liegen. Durch den 25%-igen Abschlag auf den Trend werden die Werte der Anlage im Leistungsbereich 20 bis 25 MW gut widergespiegelt. **Die ursprünglich berechneten Marktprämienhöhen für revitalisierte Wasserkraft über 1 MW werden daher weiterhin empfohlen mit einer entsprechenden Vergrößerung der letzten Stufe**, um auch Anlagen bis 25 MW abzudecken.

6 Feste Biomasse

6.1 Historische Marktentwicklung

Im ÖSG und den entsprechenden Ökostrom-Einspeisetarifverordnungen waren seit 2003 Einspeisetarife für Strom aus Anlagen auf Basis von fester Biomasse vorgesehen. In Abbildung 71 ist der Verlauf der Einspeisetarife für die Tarifklassen bis 500 kW_{el} und für größere Anlagen dargestellt. Zu erkennen ist, dass Tarife für die größeren Anlagen deutlich unter den Tarifen für kleinere Anlagen liegen. Der Tarifunterschied in diesem Fall beträgt zwischen 20% und 45%. Die dargestellten Tarifklassen erlauben eine Darstellung von längeren, durchgehenden Zeitreihen und ermöglicht eine Referenz für die zu berechnenden azWs für feste Biomasse.

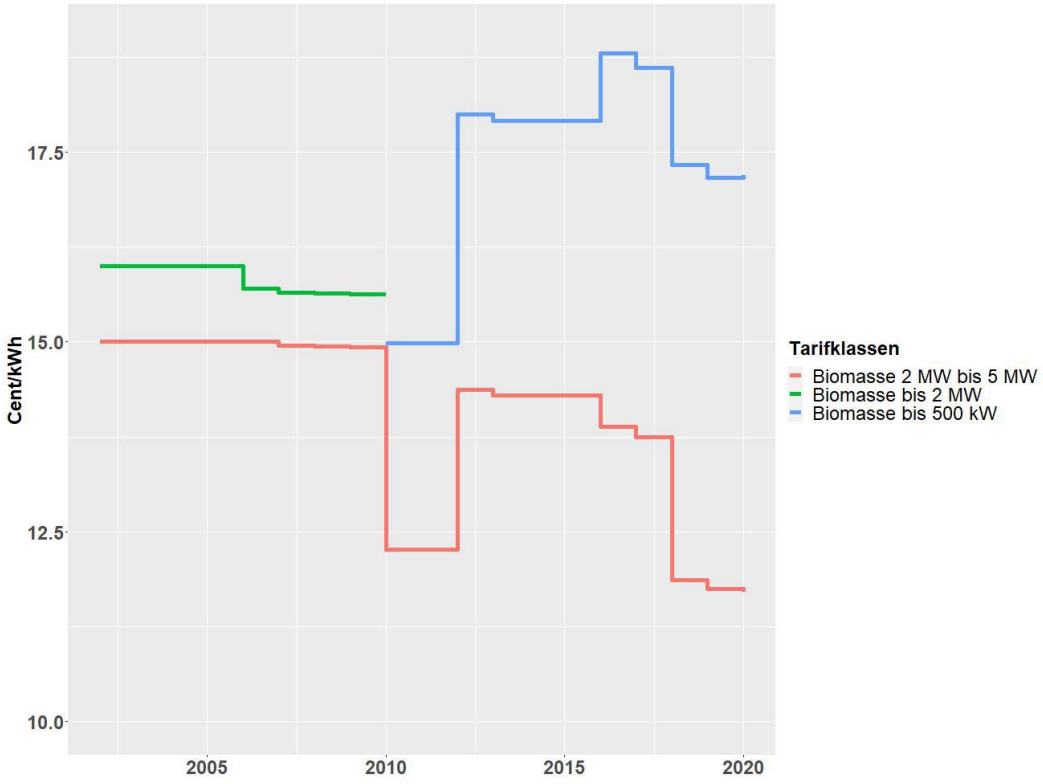


Abbildung 71: Historische Einspeisetarife für ausgewählte Tarifklassen für Strom aus Anlagen auf Basis fester Biomasse. Vor 2010 war die kleinste Tarifstufe bis 2 MW (hier in grün). Erst ab 2010 sind Tarifklassen bis 500 kW vorgesehen (in blau). Nicht dargestellt sind hocheffiziente Neuanlagen die mit 21,6 Cent/kWh in 2019 vergütet wurden. (Quelle: Eigene Darstellung auf Basis OESVO 2002-2012, OESET-VO 2012-2018)

Der Leistungszubau im Technologiebereich feste Biomasse und in der Ökobilanzgruppe belief sich auf bis zu 320 MW_{el} im Jahr 2012 und nahm seither stetig ab, während die Anlagenanzahl fast kontinuierlich zunahm und in 2020 auf 151 Anlagen stieg (siehe Abbildung 72). Auf Basis dieser Datenlage kann davon ausgegangen werden, dass die steigende Anlagenanzahl in den letzten Jahren vor allem auf kleinere Anlagen zurückzuführen ist, während größere Anlagen eher vor 2010 errichtet wurden. Der besonders starke Anstieg in der kumulierten Leistung vor 2008 basiert teilweise auch auf Anlagen, die noch auf Basis der Einspeisetarif-VO vom 20.12.2002 mit Fokus auf Stromerzeugung errichtet worden sind. Erst seit der Ökostromnovelle 2006 ist ein BNG von mindestens 60% für die Errichtung von Biomasseanlagen und daher eine wärmegeführte Produktion in KWK-Anlagen Voraussetzung. Vor allem diese Einschränkung verringert die Anzahl möglicher Anlagenstandorte für größere Biomasseanlagen (über 500 kW_{el}) entscheidend.

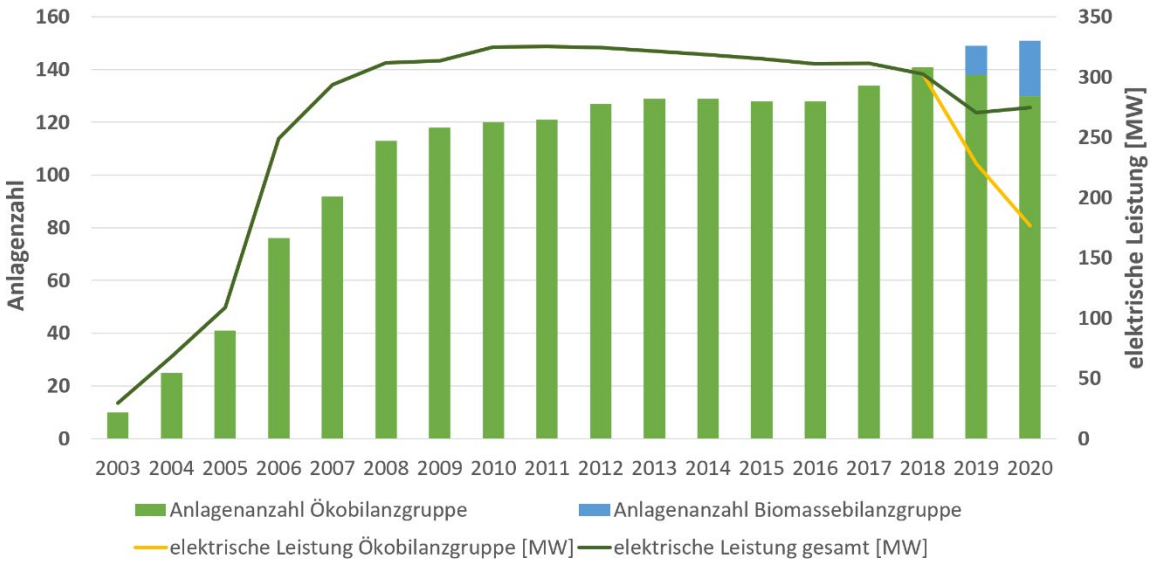


Abbildung 72: Anlagenzubau Biomasse seit 2003 (Quelle: (IG Holzkraft, 2021))

6.2 Zukunftsperspektive – EAG Ziele

Im EAG ist ein Mindestzubau von 1 TWh_{el} Stromerzeugung aus Biomasse bis 2030 vorgesehen. Der Zubau soll durch die Vergabe von administrativen (bis 0,5 MW_{el}) und wettbewerblichen (0,5 MW_{el} bis 5 MW_{el} und über 5 MW_{el} für die ersten 5 MW_{el}) Marktprämienverträgen von mindestens jeweils 7,5 MW_{el} jährlich für Biomasse gefördert werden.

6.3 Daten zu Investitions- und Betriebskosten

6.3.1 Investitionskosten Biomasse

Anlagengrößen sind nicht nur für die Brennstoff- und Wärmeabnahmemenge entscheidend, sondern bei den meisten Technologien vor allem auch für die Annahmen bezüglich der Investitionskosten. In Abbildung 73 ist die Größenverteilung der Bestandsanlagen auf Basis der IG Holzkraft Anlagenstatistik dargestellt. Hiernach ist der Großteil der Bestandsanlagen in der Größenklasse unter 0,5 MW_{el} anzutreffen und weist eine durchschnittliche Größe von 175 kW_{el} auf. Der Bestand der Anlagen in der Größenklasse von 0,5 MW_{el} bis 5 MW_{el} ist in Abbildung 73 in drei weitere Stufen unterteilt. Der Mittelwert dieser Stufen, von 0,5 MW_{el} bis 5 MW_{el}, ergibt für die Ökobilanzgruppe durchschnittlich 2.381 kW_{el} und in der seit 2019 geführten Biomassebilanzgruppe durchschnittlich 2.573 kW_{el}.

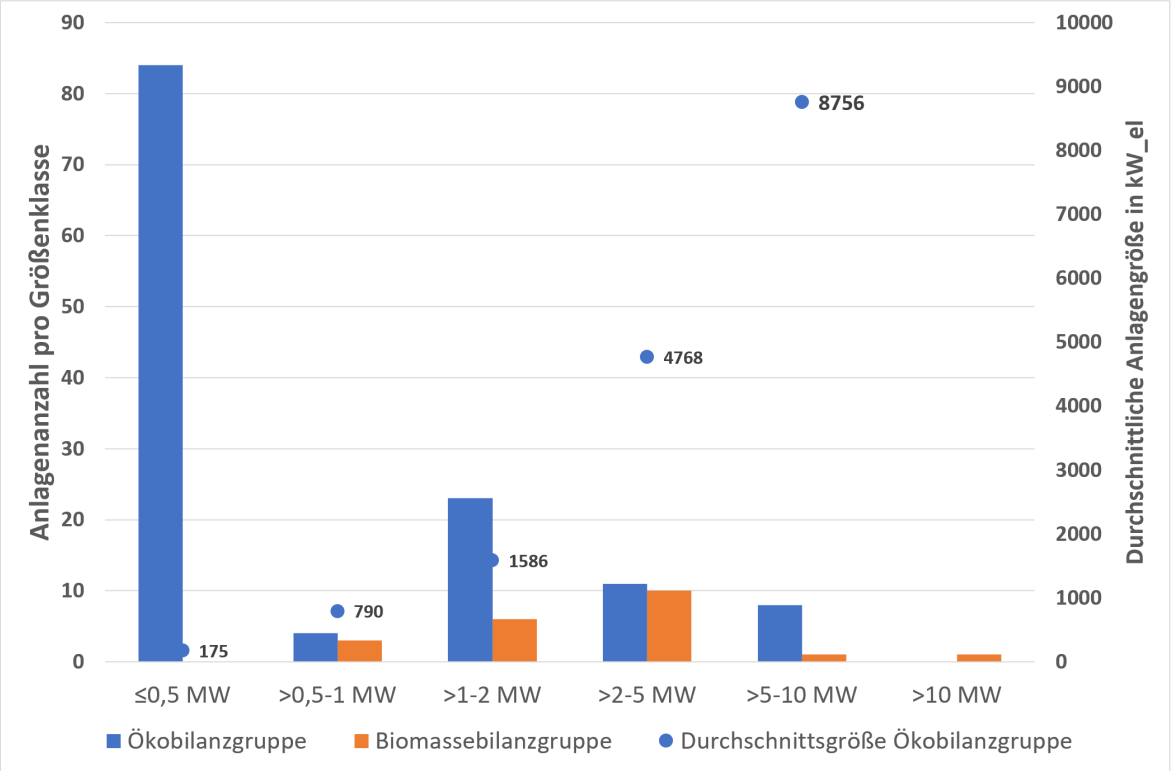


Abbildung 73: Größenverteilung bei Bestandsanlagen (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (IG Holzkraft, 2021))

Aus der Betreiberdatenerhebung 2015-2017 (E-Control, 2017a) und 2017-2019 (E-Control, 2019a) können spezifische Investitionskosten vor allem für kleinere Größenklassen

abgeleitet werden (Abbildung 74). Hieraus ergibt sich anhand des gestutzten Mittels (32 Anlagen) ein Investitionsbedarf von 6.630 €/kW$_{el}$.

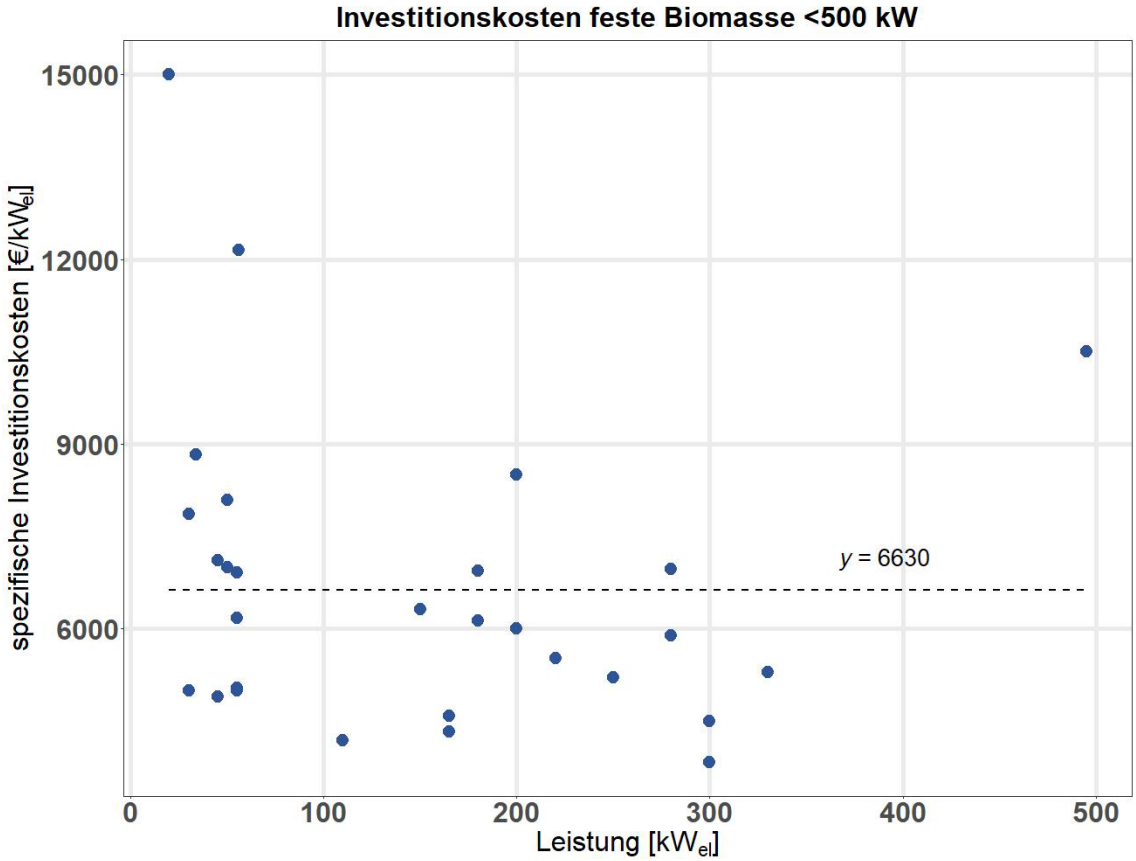


Abbildung 74: Investitionskosten der Betreiberdatenerhebung für feste Biomasse unter 500 kW$_{el}$. Der originale Datensatz wurde um die oberen und unteren 10% gestutzt. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Betreiberdatenerhebungen 2015-2017 (E-Control, 2017a) und 2017-2019 (E-Control, 2019a))

Für die größeren Anlagengrößenklassen sind keine robusten Statistiken aus dem Anlagenbestand vorhanden. Spezifische Investitionskosten von 4.673 €/kW$_{el}$ wurden für eine 4,8 MW$_{el}$ Anlage im deutschen EEG Begleitvorhaben (Hoffstede, et al., 2019) genannt und für die Berechnung der azWs für die Höchstwerte übernommen.

6.3.2 Betriebskosten Biomasse

Bei Biomasseanlagen unter 0,5 MW$_{el}$ wurden analog wie bei der Bestimmung der Investitionskosten durchschnittliche Betriebskosten auf Basis der Betreiberdatenerhebung ermittelt. Hieraus ergeben sich für eine durchschnittliche Größe (von 32 Anlagen) von 150 kW$_{el}$ durchschnittliche Betriebskosten von 78,6 €/MWh$_{el}$. Als Berechnungsgrundlage wurden 6.822,5 Volllaststunden, als Mittelwert zwischen bestes und mittleres Drittel basierend auf (E-Control, 2020) angenommen. Dieser Wert wurde für die Berechnung der

azWs für die administrative Vergabe von Marktprämien für Neuanlagen angesetzt. Für Nachfolgeprämien wurden um +20% erhöhte Betriebskosten von 94,3 €/MWh$_{el}$ bei Anlagen kleiner 0,5 MW$_{el}$ angenommen um den Mehraufwand beim Betrieb von Altanlagen miteinzupreisen.

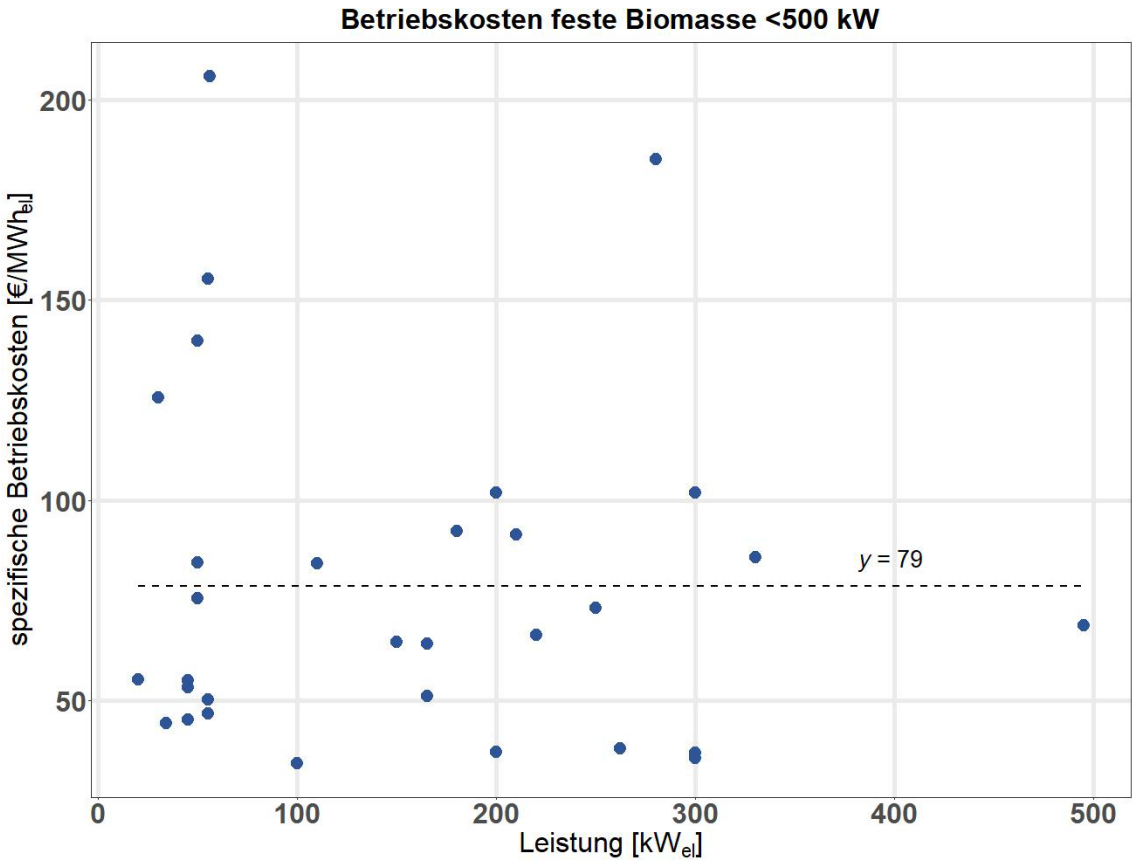


Abbildung 75: Spezifische Betriebskosten der Biomasseanlagen unter 500 kW. Der originale Datensatz wurde um die oberen und unteren 10% gestutzt. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Betreiberdatenerhebungen 2015-2017 (E-Control, 2017a) und 2017-2019 (E-Control, 2019a))

Für die größeren Anlagengrößenklassen sind keine robusten Statistiken aus dem Anlagenbestand vorhanden. Spezifische Betriebskosten von 44 €/MWh$_{el}$ wurden für eine 4,8 MW$_{el}$ Anlage im deutschen EEG Begleitvorhaben genannt (Hoffstede, et al., 2019) und für die Berechnung der azWs für die Höchstwerte übernommen. Für Nachfolgeprämien wurden um +20% erhöhte Betriebskosten von 53 €/MWh$_{el}$ bei Anlagen größer gleich 0,5 MW$_{el}$ angenommen. Der Aufschlag soll einerseits zusätzliche Kosten für Wartung, Reinigung und Personal bei älteren Anlagen abdecken und andererseits auch den höheren Betriebskosten für die, durchschnittlich kleineren Größenklassen der Bestandsanlagen (siehe Abbildung 73) gerecht werde.
Von den Betriebskosten werden, wie auch bei Photovoltaik, Wind- und Wasserkraft Erlöse für HKN in der Höhe von 0,4 €/MWh$_{el}$ abgezogen (siehe Kapitel 2.3.6).

6.4 Sonstige Kosten- und Erlösparameter

6.4.1 Brennstoffpreisentwicklungen

Der Großteil der zu betrachtenden Anlagen setzt als Brennstoff Hackschnitzel ein. Hackschnitzelpreise unterliegen einer stätigen Veränderung, sind regionsspezifisch und hängen vom Handelsvolumen ab. Die Landwirtschaftskammer Österreich (LK OE) veröffentlicht monatlich Holzmarktberichte und Preisspannen für unterschiedliche Holzsortimenten in deren handelsüblichen Formaten. In Abbildung 76 sind die Preiszeitreihen für die Bundesländer dargestellt, für die Preise für Energieholz gehackt in €/AMM (Euro pro Atro-Tonne, mit Rinde geliefert, Volumen inkl. Rinde), die in den Holzmarktberichten veröffentlicht werden.

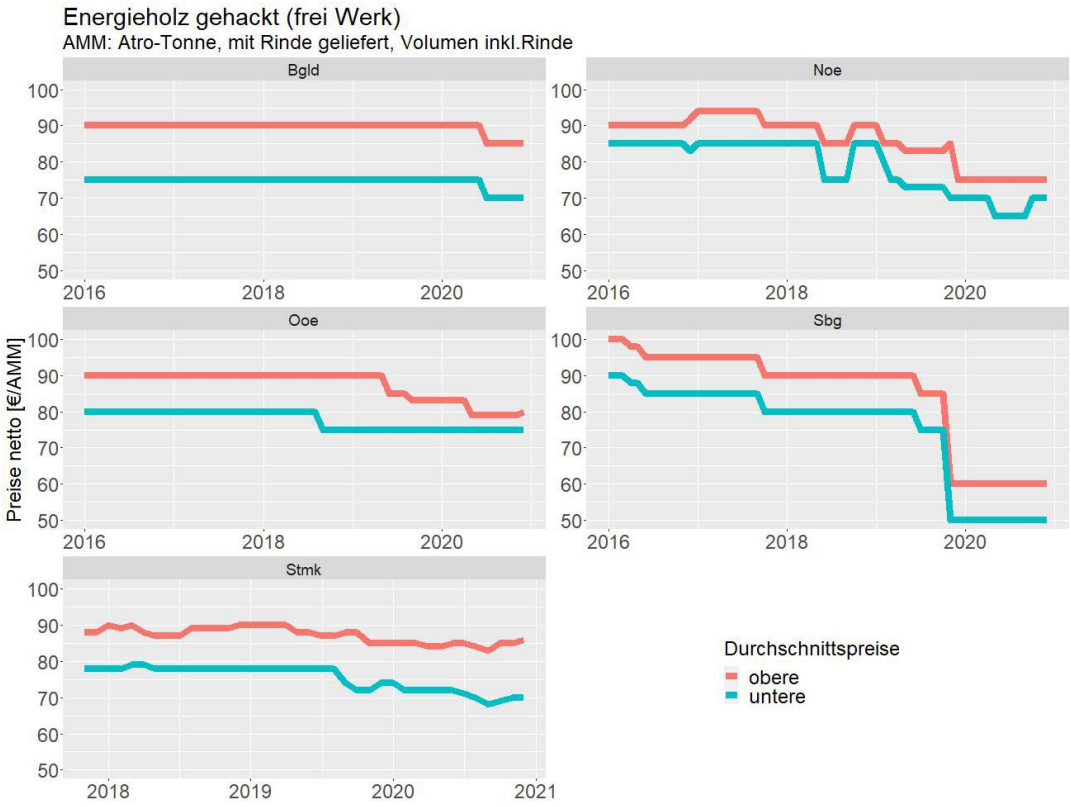


Abbildung 76: Preisentwicklungen in den Bundesländern Burgenland (Bgld), Niederösterreich (Noe), Oberösterreich (Ooe), Salzburg (Sbg) und Steiermark (Stmk) Energieholz gehackt (frei Werk) in €/AMM (Atro-Tonne, mit Rinde geliefert, Volumen inkl. Rinde) (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (LK OE, 2021))

Für die Berechnung der azWs legen die Gutachter*innen einen Startwert für das Jahr 2020 zugrunde. Dafür wurden die oberen und unteren Werte und die Bundesländerwerte nach den installierten Leistungen gewichtet gemittelt. Daraus ergibt sich ein gewichtetes Mittel

für 2020 von 72,65 €/AMM. Zum Vergleich, das einfache, ungewichtetes Mittel beläuft sich auf 72,40 €/AMM. Für die Umrechnung wurde eine Umrechnungstabelle (Tabelle 3) von klima:aktiv herangezogen (Österreichische Energieagentur klima:aktiv energieholz, 2009). Pro Atro-Tonne Industriehackgut (Nadel- und Laubholz, mit und ohne Rinde, gemischt) können 5,24 MWh Heizwert angenommen werden. Daraus ergibt sich ein Startwert für Hackschnitzel für 2020 von 13,88 €/$MWh_{Brennstoff}$. Um jedoch auch den unterschiedlichen Preisen für größere und kleinere Abnehmer*innen dieser Kommodität und auch um mögliche höhere Brennstoffqualitätsansprüchen kleiner Biomasseanlagen Rechnung zu tragen, wurde für Biomasseanlagen unter 500 kW_{el} ein Aufschlag von 20% für die Brennstoffkosten angenommen.

Transportkosten für Waldhackschnitzel wurden aus dem FNR Leitfaden Bioenergie übernommen (FNR, 2012) und mit dem Erzeugerpreisindex für unternehmensnahe Dienstleistungen, Güterbeförderung im Straßenverkehr (Statistik Austria, 2021b) angepasst. Für Anlagen von 0,5 – 5 MW_{el} und eine Transportdistanz von 20 – 50 km ergeben sich so 3,12 €/$MWh_{Brennstoff}$ für Transporte im LKW-Zug (Volumen 80 m^3, Nutzlast 23 t). Für Anlagen unter 0,5 MW_{el} ergeben sich 3,00 €/$MWh_{Brennstoff}$ unter den Annahmen einer Transportdistanz von 10 – 20 km und dem Transport mit einem Solo-LKW (Volumen 40 m^3, Nutzlast 13 t). Im E-Control Gutachten 2018/19 wurden basierend auf Erfahrungswerten Brennstoffpreise von 20,00 €/$MWh_{Brennstoff}$ angenommen (Proidl & Sorger, 2017). Die niedrigeren Startwerte der Gutachter*innen – 17,00 €/$MWh_{Brennstoff}$ für größere Anlagen und 19,66 €/$MWh_{Brennstoff}$ für Anlagen unter 0,5 MW_{el} – lassen sich einerseits durch den Preistiefstand im Jahr 2020 erklären, andererseits wurden die ausführlichen LK OE Daten in diesem Gutachten zum ersten Mal zusammengeführt und ihr gewichteter Mittelwert als Berechnungsgrundlage herangezogen.

In einem nächsten Schritt wurden Annahmen für eine mögliche Preisentwicklung über den Lebenszyklus der Anlagen getätigt. Kosten für die Bereitstellung von Hackschnitzeln sind abhängig von Lohnkosten sowie von den Kosten eingesetzter Energieträger für die Produktion, den Transport, die Manipulation und etwaiger Vorbehandlungsschritte. Außerdem spielen Strom- und Wärmegestehungskosten anderer Technologien und daher wieder Preise anderer Energieträger eine Rolle. Erdgaspreisentwicklungen bieten sich in Österreich als Proxi für Bioenergiepreisentwicklungen besonders gut an, da hierfür in statistischen Auswertungen historischer Preise signifikante Korrelationen festgestellt werden konnten (Hruby, 2015).

Für eine Preisprognose bis 2050 wurde daher anstelle der bisher üblichen bloßen Inflationsanpassung die Erdgaspreisentwicklung gemäß dem aktuellen Referenzenergieszenario der Europäischen Kommission (Europäische Kommission, 2020) herangezogen (vgl. Abbildung 77). Die Energie- und CO_2-Preisentwicklungen sowie daraus resultierende Ausbaupfade aus den Referenzenergieszenarien der Europäischen Kommission werden oft als Ausgangsbasis in Impact Assessments für die unterschiedlichen Europäischen Generaldirektionen (z.B.: DG TREN, ENER, ENV, CLIMA, etc.), aber auch als Grundlage vieler anderer internationaler und nationaler Modellierungsaktivitäten verwendet. Nachdem akkurate Prognosen von Preisentwicklungen über den hier notwendigen Zeithorizont im Rahmen dieses Gutachtens nicht möglich sind, ist es sinnvoll, Preisentwicklungen heranzuziehen, die auf einem breiten wissenschaftlichen Konsensus beruhen. Der Konsensus in diesem Fall bedeutet nicht, dass sich die hier dargestellten Preise bis 2050 exakt so entwickeln werden, sondern, dass exakt diese Entwicklungen in unterschiedlichen Modellierungsaktivitäten und des Weiteren für die Implementierung von politischen Maßnahmen auf EU-Ebene bzw. Ebene der EU-Mitgliedsstaaten angenommen werden, um Vergleichbarkeit und Konsistenz der Berechnungen zu erhöhen.

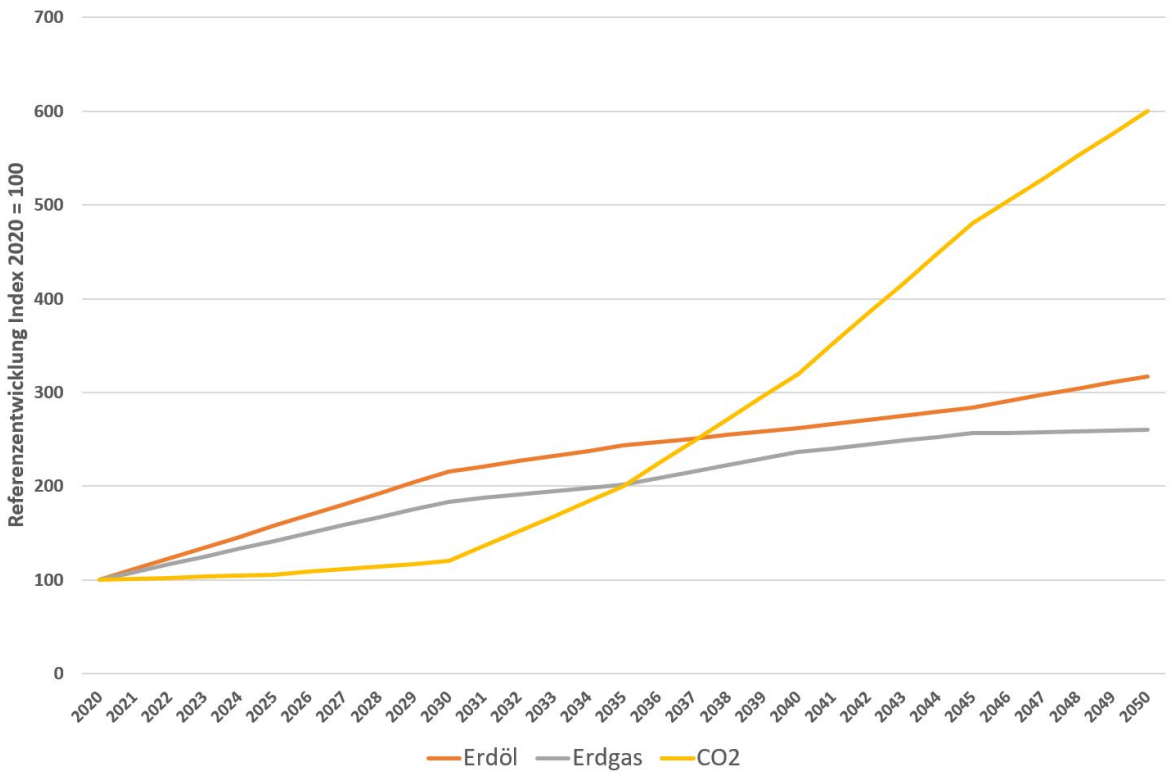


Abbildung 77: Preisentwicklungen für Erdöl, Erdgas und CO_2 (über das Emission Trading Scheme) im PRIMES Referenzszenario für Österreich (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Primes Referenzszenario (E3M - Lab, 2021))

6.4.2 Historische Wärmeerlöse und Wärmeerlösentwicklungen

Für Wärmeerlöse wurde in bisherigen Gutachten basierend auf Erfahrungswerten 20 €/MWh$_{Wärme}$ angenommen. Im Gutachten 2018/19 sind für größere Anlagen aufgrund der größeren Wärmeabnahmemengen die Erlöse auf 17 €/MWh$_{Wärme}$ reduziert worden (Proidl & Sorger, 2017). Zusätzlich konnten für das vorliegende Gutachten Wärmeerlöse aus der Betreiberdatenerhebung der E-Control für die Jahre 2015-2017 ausgewertet werden (E-Control, 2017a). Die große Schwankungsbreite der statistischen Werte ermöglicht einerseits keine Festlegung, andererseits kann aus den dargestellten Mittelwerten und Verteilungen geschlossen werden, dass es sich bei den bisherig angenommen 20 €/MWh$_{Wärme}$ um eine untere Erlösgrenze handelt. Die Gutachter*innen empfehlen daher, die Wärmeerlöse auf 25 €/MWh$_{Wärme}$ zu setzen und einen Abschlag von 15% für größere Anlagen und größere Wärmeabnahmemengen wie in (Proidl & Sorger, 2017) anzunehmen. Für größere Wärmeabnahmemengen empfehlen die Gutachter*innen daher 21 €/MWh$_{Wärme}$.

Tabelle 70: Statistik der Wärmeerlöse für Biomasseanlagen in 2015-2017 (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2017a))

Statistik	N	Mittel	St. Abw.	Min	Pztl(25)	Pztl(75)	Max
2015	6	28,9	15,1	14,4	17,8	34,0	54,9
2016	8	37,5	20,5	15,4	20,8	52,5	68,0
2017	17	28,9	20,6	0,0	17,8	35,0	68,0

Wärmeerlöse für Biomasseanlagen sind vor allem auch von den Wärmegestehungskosten anderer Referenztechnologien abhängig. Für Fernwärme aber auch in Etagen- und Zentralheizungen kommt in Österreich größtenteils Erdgas zum Einsatz. Für die Entwicklung der Wärmeerlöse schreiben die Gutachter*innen daher die Wärmeerlösstartwerte mit der Entwicklung der PRIMES Referenzszenario Gaspreise fort. Damit sind die Annahmen für die Wärmepreisprognosen mit den Annahmen der Brennstoffpreisprognosen konsistent. Bei einer Änderung des Referenzszenarios sowie einer Änderung der Kopplungsfaktoren für die Berechnung der azWs empfehlen die Gutachter*innen eine konsistente Anpassung der Brennstoffpreis- mit den Wärmeerlösprognosen. Dabei sei angemerkt, dass zum Beispiel eine Verringerung der Kopplungsfaktoren, sich durch konservativere Brennstoffpreisentwicklungen preishemmend und durch konservativere Wärmeerlösentwicklungen preissteigernd auf die azWs auswirken.

6.4.3 Technische Parameter für Biomasse

Aus dem Ökostrombericht 2020 (E-Control, 2020) wurden die Volllaststunden von Biomasseanlagen des besten Drittels mit dem mittleren Drittel gemittelt. Dadurch ergeben sich 6.822,5 Volllaststunden für neue Biomasseanlagen. Der gleiche Wert wurde ebenfalls für die Berechnung der Nachfolgeprämien-azWs übernommen, wobei festzuhalten ist, dass die azWs der Nachfolgeprämie keine Sensitivitäten bezüglich Volllaststunden aufweisen. Werte für den BNG wurden aus dem E-Control Gutachten 2018/2019 übernommen, für Biomasse <500 kW_{el} mit 75% und für größere Anlagen mit 70% (Proidl & Sorger, 2017). Für Nachfolgetarife sind Abschläge auf 70% für Anlagen <500 kW_{el} und 65% für Anlagen ≥500 kW_{el} gerechtfertigt, da auch diese Werte noch über dem Mindest-BNG von 60% liegt.

Für den elektrischen Wirkungsgrad wurden 30% für Anlagen bis 500 kW_{el} basierend auf Holzvergasung und einer aktuellen Veröffentlichung zu Bioenergietechnologien in Österreich (Anca-Couce, Hochenauer, & Scharler, 2021) angenommen. Für Anlagen bis 5 MW_{el} wurden 25% aus dem Gutachten 2018/2019 übernommen (Proidl & Sorger, 2017). Für die Nachfolgeprämien wurden für Anlagen unter 0,5 MW_{el} die elektrischen Wirkungsgrade auf 25% reduziert. Für den thermischen Wirkungsgrad wurden 50% für kleinere Anlagen und 45% für die größeren Größenklassen angenommen. An dieser Stelle sei noch einmal angemerkt, dass der Gesamtwirkungsgrad (thermischer und elektrischer Wirkungsgrad) nicht gleich dem BNG (siehe Kapitel 5) sein muss. Sie unterscheiden sich in der Berechnung des azWs durch die ungenutzte Wärmemenge, d.h. der Differenz zwischen produzierter Wärmemenge und genutzter Wärmemenge. Aufgrund der gewählten Parameter beträgt diese Differenz 10% bei den Nachfolgeprämien und bei der administrativen Vergabe von Marktprämien. Alleinig für die Ausschreibungshöchstwerte wurden keine Wärmeverluste angenommen.

6.5 Empfehlungen zur Förderung

6.5.1 Differenzierung nach Rohstoffeinsatz

Das EAG sieht gemäß § 47 für die administrative Festlegung des azWs für feste Biomasse die Möglichkeit einer Differenzierung nach dem Rohstoffeinsatz vor. Seit 2006 wurden Abschläge für Anlagen aller Größenklassen für den Rohstoffeinsatz nach Schlüsselnummern (SN) verordnet. Dafür wurden unter Anlage 1 des ÖSG Klassifizierungen für organische Abfälle des Abfallwirtschaftsgesetzes und speziell der

Abfallverzeichnisverordnung übernommen. Tabelle 1 der Anlage 1 des ÖSG klassifiziert unter der Schlüsselnummern SN17 direkte oder indirekte Abfälle aus der Holzverarbeitung (inkl. Holzschleifstäube und -schlämme aus behandeltem Holz, Spanplattenabfälle und Staub und Schlamm hieraus). Für diese Brennstoffe wurden die Einspeisetarife in den verschiedenen Größenklassen um jeweils 40% reduziert. Tabelle 2 der Anlage 1 des ÖSG klassifiziert unter der Schlüsselnummern SN17 Abfälle aus der Be- und Verarbeitung von Holz (inkl. Rinde, Spreißel, Sägemehl, Sägespäne). Für diese Brennstoffe wurden die Einspeisetarife in den verschiedenen Größenklassen um jeweils 25% reduziert. Außerdem werden in beiden Tabellen Abfälle genannt, die nicht mit der Schlüsselnummer SN17 klassifiziert werden. Diese Abfälle inkludieren Fett, Zellulose-, Papier- und Pappe, tierische Abfälle, Abfälle aus Abwasser, aus Nahrungs- & Genussmittel, Pharmazie und Grünabfälle. Für diese organischen Brennstoffe wurden Einspeisetarife von rund 5 ct/kWh festgelegt, was im Schnitt eine Reduktion der regulären Einspeisetarife von 55% bedeutet.

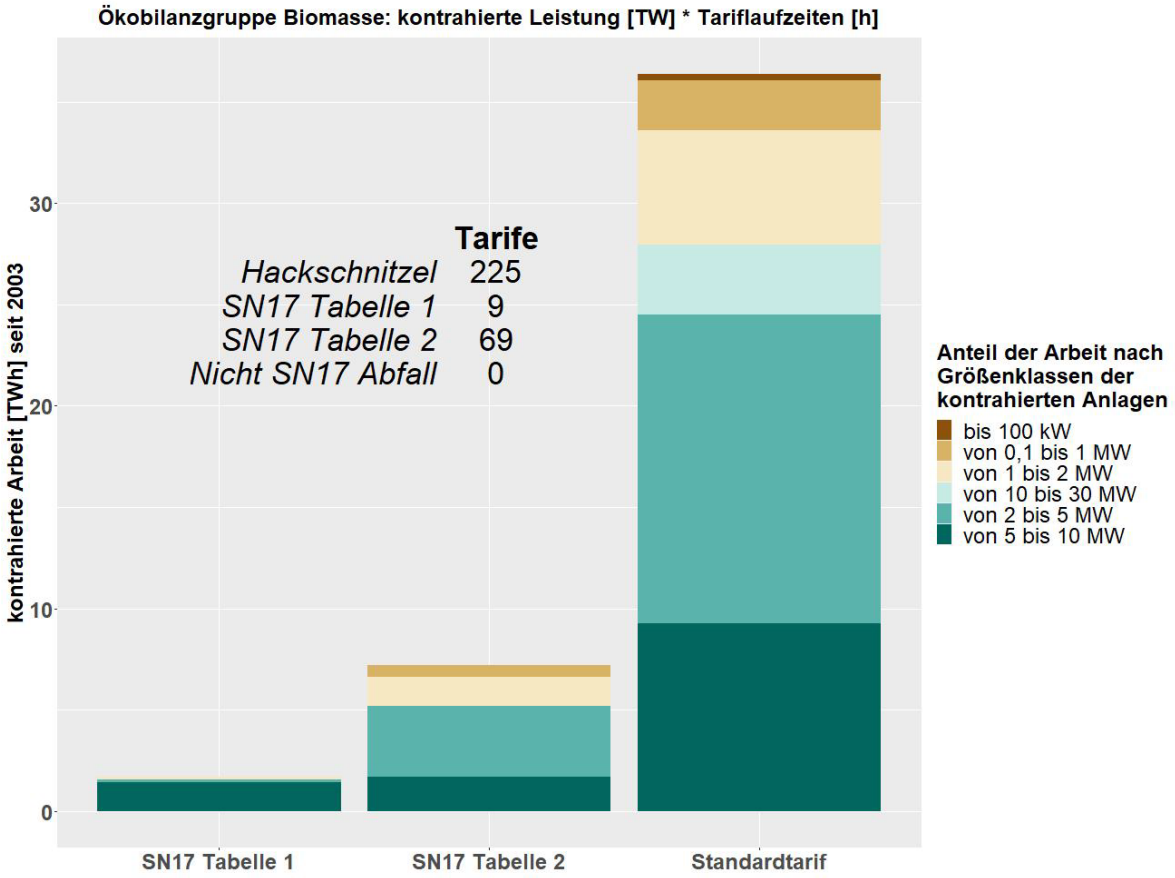


Abbildung 78: Kontrahierte Arbeit nach Größenklassen und vergebenen Tarifen für Standardtarife (Hackschnitzel) und Reduktionen für Brennstoffe nach Klasse SN17 Tabelle 1, SN17 Tabelle 2 und nicht SN17 Abfälle seit 2003 (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021h))

Die brennstoffdifferenzierte Behandlung in der Einspeisetarifvergabe hat v.a. dazu geführt, dass keine Ökostromtarife für Anlagen auf Basis von nicht-SN17-Abfällen vergeben wurden. Für die SN17-Abfälle sind einige Einspeisetarife für größere Anlagen in der OeMAG Datenbank gelistet, während die meisten Tarife als nicht reduzierte Standardtarife für den reinen Einsatz von Hackschnitzeln vergeben wurden (siehe Abbildung 78). Außerdem ist aus der OeMAG Datenbank ersichtlich, dass es sich bei fast allen SN17-Tarifen um Mischtarife handelt. Das heißt, Anlagenbetreiber*innen haben je nach Rohstoffeinsatz einen gewichteten Tarif zwischen Standardtarif und den SN17-Tarifen genehmigt bekommen.

Die Gutachter*innen empfehlen eine geringere Reduktion für die Brennstoffe, die bisher unter SN17 Tabelle 2 Brennstoffe geführt wurden. Außerdem empfehlen die Gutachter*innen eine gemeinsame Klasse aller Reststoffe, d.h. der Brennstoffe der SN17 Tabelle 2 zusammen mit den Brennstoffen nach SN17 Tabelle 1 der Anlage 1 des ÖSG. Eine Reduktion des azWs für die administrative Vergabe um 15% könnte demnach für diese Reststoffe zum Einsatz kommen. Dieser Wert entspricht verringerten Brennstoffkosten von rund 25%. Damit soll einerseits einer Überförderung bei der administrativen Vergabe von Marktprämien (Anlagen unter 500 kW_{el}) und vor allem auch für die administrative Vergabe von Nachfolgeprämien (in allen Größenklassen) entgegengewirkt werden, zugleich aber auch innovativen Ansätzen zur Verwertung von Reststoffen in Kleinanlagen einen Anreiz gegeben werden.

Die Gutachter*innen möchten außerdem auf die Problematik der eindeutigen Begriffsbestimmung von „Abfällen mit hohen biogenen Anteilen“ nach dem ÖSG sowie von „Reststoffen aus Landwirtschaft, Aquakultur, Fischerei und Forstwirtschaft“ gemäß EAG hinweisen. Um juristische Folgekosten für den Fördergeber zu verringern, empfehlen die Gutachter*innen eine eigenständige juristische Prüfung, wie eine robuste Unterscheidung zwischen primären Rohstoffen und Restoffen vorgenommen werden kann. Zusätzlich sei angemerkt, dass dabei auf Konsistenz mit dem Abfallwirtschaftsgesetz und dessen verwandten Verordnungen zu achten ist. In dem Zusammenhang sollten auch gefährliche Abfälle, Siedlungsabfälle und daraus hergestellte Fraktionen, Klärschlamm, Tiermehl aber auch Ablauge beleuchtet werden.

6.5.2 Berechnete azWs für Biomasse

Um einen kosteneffizienten Zubau zu ermöglichen, empfehlen die Gutachter*innen, die in Tabelle 71 gelisteten azWs für die administrative Vergabe für Anlagen unter 0,5 MW_{el}, für Höchstwerte für Anlagen größer gleich 0,5 MW_{el} sowie für die Nachfolgeprämien.

Im Falle von Ausschreibungen resultiert als Empfehlung hinsichtlich des Höchstwerts ein azW von 167,6 €/MWh_{el}. Dies betrifft größere Biomasseanlagen mit einer elektrischen Leistung größer gleich 0,5 MW_{el}. Für die Annahme des Höchstwerts wurde eine moderne und kosteneffiziente Anlage als Referenz angenommen und der berechnete azW mit einem Aufschlag von +10% für eine Gebotsobergrenze versehen. Im Unterschied zum Höchstwertaufschlag bei Photovoltaik (+5%) sei angemerkt, dass der azW für den Ausschreibungswert bei Biomasse besonders kosteneffizient berechnet wurde, es wurde eine Referenzanlage mit ~5 MW_{el} der Berechnung zugrunde gelegt, und daher ein höherer Aufschlag für die Gebotsobergrenze bei Biomasse gerechtfertigt ist.

Im Fall von kleinen Biomasseanlagen (unter 0,5 MW_{el}) wird hingegen für die administrative Vergabe der Marktprämie ein azW von 210,6 €/MWh_{el} empfohlen. Nachfolgeprämien für Anlagen größer gleich 0,5 MW_{el} wurden mit 103,4 €/MWh_{el} und für Anlagen unter 0,5 MW_{el} mit 147,2 €/MWh_{el} berechnet.[84] Für den Einsatz von SN17 Reststoffe nach der Abfallverzeichnisverordnung werden wie empfohlen -15% Abschläge für die administrative Vergabe von Prämien vorgesehen.

Weiters ist darauf zu achten, dass die Berechnung der azW in Tabelle 71 für die nächsten 20 Jahre Brennstoffpreissteigerungen bis zu 46,0 €/$MWh_{Brennstoff}$ und Wärmeerlössteigerungen bis zu 58,6 €/$MWh_{Wärme}$ antizipieren (siehe Kapitel 6.4.1 und Kapitel 6.4.2). Die weiteren Annahmen für die Berechnung der azWs leiten wir teilweise aus bisherigen Gutachten, aus Auswertungen der Betreiberdatenerhebungen bestehender Anlagen und aus zusätzlichen Literatur- und Datenquellen ab (siehe detaillierte Argumentation in den vorhergehenden Unterkapiteln).

[84] Ein in Tabelle 68 nicht dargestellter Sonderfall bei den Nachfolgeprämienregelungen betrifft Bestandsanlagen auf Basis von Entnahmekondensation, da bei diesen Anlagen aufgrund technischer Restriktionen ein Brennstoffnutzungsgrad von maximal rund 42% erreichbar erscheint. Gemäß einer Abschätzung kann ein Weiterbetrieb dieser Anlagen nur bei Anheben der Nachfolgeprämien um ca. 25 bis 30% im Vergleich zum Basisfall gewährleistet werden.

Tabelle 71: Berechnete azWs für das Technologiefeld feste Biomasse

Technologiefeld:		Biomasse fest	Biomasse fest	Biomasse fest	Biomasse fest
Biomasse KWK	Beispielfall:	administrativ (<0,5MW)	Ausschreibung (>0,5MW)	Nachfolgeprämie (<0,5MW)	Nachfolgeprämie (>0,5MW)
Anlagenspezifikation:					
Engpassleistung Strom	MW_e	0,15	5,00	0,15	5,00
Stromerzeugung	MWh_e	1.023	34.113	1.023	34.113
Wärmenutzung	MWh_h	1.535	61.403	1.842	54.580
Wärmeerzeugung	MWh_h	1.706	61.403	2.047	61.403
Brennstoffeinsatz	MWh_f	3.411	136.450	4.094	136.450
Volllaststunden	h/a	6.823	6.823	6.823	6.823
Brennstoffnutzungsgrad	%	75%	70%	70%	65%
el. Wirkungsgrad	%	30%	25%	25%	25%
th. Wirkungsgrad	%	50%	45%	50%	45%
Kostenparameter:					
Investitionskosten GESAMT	$€/kW_e$	6.630	4.673	0	0
Betriebskosten GESAMT	$€/MWh_e$	78	44	94	52
Brennstoffkosten	$€/MWh_f$	19,7-46,0	17,0-39,8	19,7-34,8	17,0-30,1
Wärmeerlöse	$€/MWh_h$	25,0-58,6	21,3-49,8	25,0-44,3	21,3-37,6
WACC	%	3,3	3,3	3,3	3,3
Inflation	%	1,6	1,6	1,6	1,6
Berechnete azW:					
$LCOE_{20\ ohne\ Anlagenrestwert}$	€/MWh	**210,58**	**152,38**	**147,24**	**103,36**
Höchstwertaufschlag (+10%)			**167,62**		
Reststoffabschlag (-15%)		**178,99**		**125,16**	**87,85**

Obere Bandbreiten der Förderempfehlungen im Einklang mit aktuellen Marktdynamiken in Energie- und Rohstoffmärkten

Diesjährige Entwicklungen in Wirtschaft und Politik zeigen aktuell (mit Stand Anfang November 2021) Preisanstiege bzw. Preisturbulenzen in Rohstoff- und Energiemärkten weltweit. Dies hat auch Auswirkung auf die heimische Inflation und aktuelle Baukosten bzw. Baupreise. Zur Darstellung der Einflüsse und Konsequenzen auf die Förderempfehlungen hat das Gutachter*innen-Team im Zuge einer im Oktober und November 2021 durchgeführten Überarbeitung des vorliegenden Gutachtens die Auswirkungen der aktuellen Marktdynamiken auf die Stromgestehungskosten sowie die daraus resultierenden Förderempfehlungen untersucht und quantifiziert. Im Einklang mit den erhobenen Daten und den darauf fußenden Annahmen – siehe Abschnitt 2.5 hinsichtlich Details hierzu – erfolgte die ergänzende Angabe oberer Bandbreiten bei den Förderempfehlungen.

Bei der Stromerzeugung aus fester Biomasse zeigen die im Zuge der Abschätzung unterstellten Trendentwicklungen, etwa der Anstieg der Investitionskosten um 10% im

Vergleich zum Standardfall oder die zeitlich begrenzte Verdopplung der Inflation, aber nur verhältnismäßig geringe Auswirkungen. Demgemäß resultiert **im Fall von kleinen Biomasseanlagen (unter 0,5 MW_{el}) eine obere Bandbreite des administrativ festzulegenden azW in Höhe von 222,1 €/MWh_{el}, was einem prozentualen Anstieg von 5,5% im Vergleich zum Standardfall gleicht. Bei größeren Biomasseanlagen (über 5 MW_{el}) zeigt die Abschätzung als obere Bandbreite für den Gebotshöchstwert 176,4 €/MWh_{el}, was einem Anstieg von 5,2% gemessen am Standardfall entspricht. Die Nachfolgeprämien sollten gemäß selbigem Schema um lediglich 0,3% angehoben werden.** Grund für die verhältnismäßig geringen Auswirkungen im Bereich der Biomasse ist die Dominanz der Brennstoffkosten und Wärmerlöse in der LCOE-Berechnung. Ein Anstieg der Investitionskosten zeigt demgemäß nur begrenzt Auswirkungen auf die resultierenden Stromgestehungskosten.

Generell wird seitens der Gutachter*innen die Empfehlung ausgesprochen, dass beim Ausbau der Stromproduktion aus fester Biomasse auch auf die Anforderungen und Ziele im Raumwärmebereich zu achten ist. Um Klimaneutralität im Wärmebereich bis 2040 zu sichern, werden zurzeit umfassende Maßnahmen zur Bereitstellung erneuerbarer Wärme und zur effizienten Wärmenutzung z.B. durch Gebäudesanierung, sowie der schrittweise Ausstieg aus fossilen Brennstoffen in der Wärmeversorgung, diskutiert. Durch die Festlegung des Mindestbrennstoffnutzungsgrades (siehe Kapitel 2.4) ist bei fester Biomasse die Stromproduktion unweigerlich mit einer Wärmenutzung verschränkt, die im Allgemeinen über Fernwärmenetze oder entsprechende Prozesswärmenutzungen erfolgt. In beiden Fällen ist zu beachten, dass die Wärmeauskopplung räumlich an das Fernwärmenetz bzw. das Vorhandensein des Prozesswärmebedarfs gebunden ist. Daraus ergibt sich die Sinnhaftigkeit einer Verschränkung mit der Energieraumplanung und der Sicherstellung eines wirtschaftlichen Betriebs von Wärmenetzen, insbesondere durch hohe Anschlussgrade im durch Fernwärme versorgten Gebiet.

6.5.3 Alternative: Indexanpassung für Brennstoffkosten- und Wärmeerlösentwicklungen

Die azWs wurden auch für eine konservative Brennstoffkosten- und Wärmeerlösentwicklung berechnet. Dafür wurden diese Entwicklungen, im Unterschied zu den in Tabelle 71 dargestellten Berechnungen, nicht an den Gaspreis gekoppelt. Die daraus resultierenden azW sind in Tabelle 72 dargestellt. Wie bereits erwähnt, nimmt die

Berechnung der azWs in Tabelle 71 für die nächsten 20 Jahre Brennstoffkostensteigerungen bis zu 46,0 €/MWh$_{Brennstoff}$ und Wärmeerlössteigerungen bis zu 58,6 €/MWh$_{Wärme}$ vorweg. Im Gegensatz dazu können die Werte aus Tabelle 72 als azWs für die administrative Vergabe und für die Ausschreibungen herangezogen werden, falls im EAG eine jährliche Indexanpassung für die Brennstoffpreis- und Wärmeerlösanteile vorgesehen wird.

Tabelle 72: Berechnete azWs für das Technologiefeld feste Biomasse ohne Kopplung der Brennstoffpreise und Wärmeerlöse an die Gaspreisentwicklung

Technologiefeld:		Biomasse fest	Biomasse fest	Biomasse fest	Biomasse fest
Biomasse KWK	Beispielfall:	administrativ (<0,5MW)	Ausschreibung (>0,5MW)	Nachfolgeprämie (<0,5MW)	Nachfolgeprämie (>0,5MW)
LCOE$_{20\ ohne\ Anlagenrestwert}$					
ohne Gaspreisentwicklung	€/MWh	194,59	135,45	136,65	92,68
Höchstwertaufschlag (+10%)			148,99		
Reststoffabschlag (-15%)		165,40		116,16	78,78

6.5.4 Vergleich der berechneten azWs für Marktprämien mit den derzeitigen Einspeisetarifen

Die vorgeschlagenen azWs für administrative Marktprämien und Ausschreibungen für Anlagen auf Basis fester Biomasse werden hier noch mit den aktuellen Einspeisetarifen verglichen: Tarife für Anlagen bis 0,5 MW$_{el}$ waren in 2019 mit 171,6 €/MWh$_{el}$ für Neuanlagen und 215,6 €/MWh$_{el}$ für hocheffiziente Neuanlagen festgelegt, für Neuanlagen zwischen 2 MW$_{el}$ und 5 MW$_{el}$ wurden 117,4 €/MWh$_{el}$ vergeben. Der in Tabelle 71 vorgeschlagenen azW liegt für die administrative Vergabe von Marktprämien für Neuanlagen leicht unter dem Einspeisetarif für hocheffiziente Anlagen und deutlich über dem historischen Standardtarif für Neuanlagen gleicher Größenklasse. Der Gebotshöchstwert für Neuanlagen größer gleich 0,5 MW$_{el}$ wird ebenfalls deutlich über dem historischen Tarif für Neuanlagen vergleichbarer Größenklassen angesetzt. Nachfolgetarife für feste Biomasse unter 2 MW$_{el}$ waren mit 112,1 €/MWh$_{el}$ deutlich niedriger und für größere Anlagen (≤10 MW$_{el}$) mit 96,5 €/MWh$_{el}$ leicht niedriger als die, von den Gutachter*innen vorgeschlagenen Werte.

6.5.5 Sensitivitätsanalyse für den azW für feste Biomasse >500 kW$_{el}$

Für den azW für feste Biomasse größer gleich 500 kW$_{el}$ sind in Abbildung 79 Sensitivitäten für die Abweichung der Investitions- und Betriebskosten dargestellt. Deutlich zu erkennen ist, dass sich die Veränderungen in den azWs für abweichende Investitions- und

Betriebskosten kaum unterscheiden und sich linear auswirken. Abweichungen von ±40% in den Investitions- und Betriebskosten haben eine Veränderung des azWs von nur ±15% zur Folge. Trotz dieser geringen Sensitivitäten empfehlen die Gutachter*innen Investitions- und Betriebskosten für die Berechnung der azWs für Biomasse größer gleich 500 kW_{el} zu aktualisieren, sobald dafür Betreibererhebungsdaten von den ersten Ausschreibungsgewinnern vorliegen.

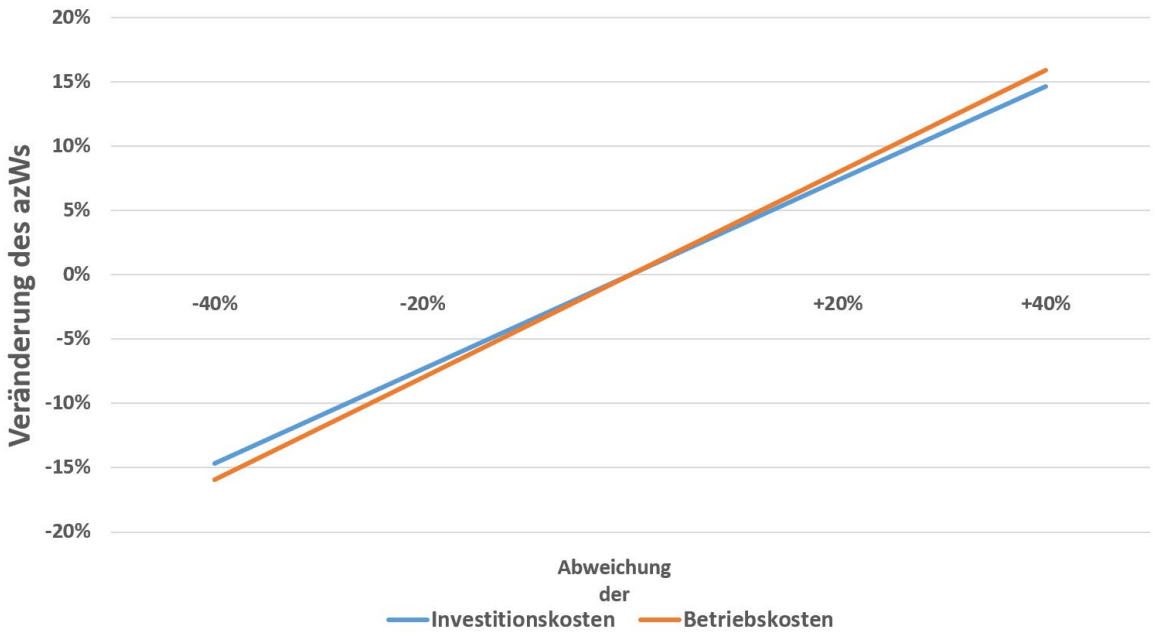


Abbildung 79: Sensitivitätsanalyse für Biomasse >500 kW_{el}. Auswirkungen von ± 40% Abweichungen der Investitionskosten und Betriebskosten auf den azW.

6.5.6 Optionen zur Förderung von Repowering / Anlagenerweiterung bei Biomasseanlagen im Einklang mit der EAG RV

Dieser Abschnitt zum Themenkomplex Repowering / Anlagenerweiterung bei Biomasseanlagen basiert in seiner ursprünglichen Fassung auf der EAG Regierungsvorlage (vom 17. März 2021). Demgemäß werden hierin Optionen zur Förderung dieses Anlagensegments erarbeitet und vergleichend analysiert. Im Zuge der parlamentarischen Behandlung des EAG ergaben sich hierbei jedoch einige Abänderungen hinsichtlich der zugrundeliegenden gesetzlichen Förderregelungen. Diese werden im nachfolgenden Abschnitt 6.5.7 gesondert betrachtet und ebenso gutachterliche Empfehlungen im Lichte der Neuregelung getroffen.

Das EAG (bzw. ebenso die EAG RV) definiert „Repowering“ als *„die Investition in die Modernisierung von Kraftwerken, die erneuerbare Energie produzieren, einschließlich des vollständigen oder teilweisen Austausches von Anlagen oder Betriebssystemen und -geräten zum Austausch von Kapazität oder zur Steigerung der Effizienz oder der Kapazität der Anlage.“* (EAG, § 5 Abs. 1 Z 35)

Die EAG RV sah des Weiteren vor, neu errichtete und repowerte Anlagen auf Basis von Biomasse mit einer EPL von 0,5 MW_{el} bis 5 MW_{el} sowie neu errichtete und repowerte Anlagen auf Basis von Biomasse mit einer EPL über 5 MW_{el} für die ersten 5 MW_{el} durch Ausschreibungen zu ermitteln. Gemäß EAG RV war des Weiteren vorgesehen, dass die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie im Einvernehmen mit der Bundesministerin für Landwirtschaft, Regionen und Tourismus mittels Verordnung einen Abschlag auf den Zuschlagswert für repowerte Anlagen auf Basis von Biomasse festlegen könne, dessen Höhe sich nach dem Grad der Reinvestition bemessen solle (vgl. EAG RV § 35).

Im Rahmen der gutachterlichen Tätigkeit ist die Ausarbeitung eines konkreten Modells zur Förderung von Repowering bei Biomasseanlagen vorgesehen. Hierfür standen im Einklang mit obig erwähnten Vorgaben prinzipiell verschiedene Optionen zur Verfügung, welche nun nachfolgend hinsichtlich ihrer Spezifika sowie daraus resultierender Vor- und Nachteile vorgestellt und bewertet werden.

Optionen zur Berücksichtigung von Repowering bestehender Biomasseanlagen im Rahmen von Förderausschreibungen:

Option 1: Abschlagsmodell auf Basis eines standardisierten Anlagenkomponentenkatalogs

- In der EAG RV ist vorgesehen, dass Abschläge auf Basis des Reinvestitionsgrads einer Repowering-Anlage erfolgen sollen. Hiermit im Einklang stehend und ebenso hierfür dienlich erscheint ein seitens der IG Holzkraft und Oesterreichs Energie vorgeschlagenes Fördermodell, welches nachfolgend vorgestellt wird.
- Konkret erfolgt dabei eine standardisierte Abschlagsregelung im Vergleich zur Förderhöhe von Biomasseneuanlagen auf Basis eines Anlagenkomponentenkatalogs. Die Summe der Investitionskosten aller Anlagenkomponenten beläuft sich hierbei auf

100%, demnach kommt ein Austausch aller Komponenten (inklusive Baukomponenten) der Errichtung einer Neuanlage gleich.

- Repowering-Anlagenbetreiber*innen bieten nun basierend auf den Kosten einer Neuanlage, geben aber bei Antragsstellung die zu erneuernden Anlagenkomponenten nach dem standardisierten Komponentenkatalog separat an.
- Repowering-Anlagen und Neuanlagen, welche die allgemeinen Fördervoraussetzungen gemäß EAG RV § 10 sowie die EPL-Voraussetzungen gemäß EAG RV § 35 erfüllen, werden in einer gemeinsamen Ausschreibung gereiht.
- Falls eine Repowering-Anlage einen Zuschlag erhält, wird der Kapitalkostenanteil des Zuschlagswertes um die zu erneuernden Anlagenkomponenten und dem sich daraus ergebenden gewichteten Reinvestitionsgrad gekürzt. Der Kapitalkostenanteil ergibt sich dabei aus der Differenz des Zuschlagswertes und der Nachfolgeprämie der beantragten Größenklasse (sowie ggf. unter Berücksichtigung des Brennstoffeinsatzes).

Kurzbewertung: Option 1 - Abschlagsmodell auf Basis eines Anlagenkomponentenkatalogs
• Für diese Methode ist ein detaillierter Komponentenkatalog notwendig, der repräsentativ alle Investitionskostenkomponenten einer Biomasseanlage im Detail aufschlüsselt. Wir empfehlen eine feingliedrige Gewichtung, nicht nur nach Komponenten (z.B.: Stromproduktion), sondern auch nach Unterkomponenten (z.B.: Turbine, Generator, Trafo usw.) • Hierfür erscheint einmalig ein gesondertes Gutachten zur Erstellung des feingliedrigen Komponentenkatalogs notwendig und zielführend. • Der entsprechende operative Mehraufwand in der Förderadministration erscheint begrenzt. Allerdings sollten im Rahmen der Förderabwicklung die Erfüllung der bei Fördervergabe angegebenen geplanten Reinvestitionen (zumindest stichprobenartig) überprüft werden. • Biomasseanlagenbetreiber*innen, die ein Repowering planen, müssen mit einem fiktiven Gebotswert (einer Neuanlage) bieten, während sich die die tatsächliche Marktprämie dann aus dem Reinvestitionsgrad ergibt (Zuschlagswert minus Abschlagswert). Das erhöht die Komplexität auf Seiten des Bieters und kann gegebenenfalls die Realisierungsquote beinträchtigen. • Die gemeinsame Behandlung von Repowering- und Neuanlagen kann bei Nichtanpassung der Ausschreibungsmengen dazu führen, dass im EAG-Kontext kommunizierte Mengenziele für den Ausweitung der Stromerzeugung aus Biomasse (d.h. + 1 TWh Strom aus Biomasse 2030) nicht erreicht werden.

Option 2: Revidierter Anlagenkomponentenkatalogansatz (Abschläge auf Basis realer Gebote)

- Analog zum in der EAG RV vorgesehenen Abschlagmodell (Option 1) dient auch bei dieser Option ein Anlagenkomponentenkatalog für eine einheitliche Gewichtung des Reinvestitionsgrades einer Repowering-Anlage.
- Repowering-Anlagenbetreiber*innen bieten hier jedoch basierend auf ihren tatsächlichen Kosten für das Repowering ihrer Anlage, geben aber bei Antragsstellung auch die zu erneuernden Anlagenkomponenten nach dem standardisierten Komponentenkatalog separat an.
- Repowering-Anlagen und Neuanlagen, welche die allgemeinen Fördervoraussetzungen gemäß EAG RV § 10 sowie die EPL-Voraussetzungen gemäß EAG RV § 35 erfüllen, werden in einer gemeinsamen Ausschreibung gereiht.
- Für die gemeinsame Reihung mit den Neuanlagen werden von der Abwicklungsstelle zuerst jene Aufschläge für die Kapitalkostenanteile der Repowering-Gebote ermittelt, für die eine 100%ige Reinvestitionen erforderlich wäre. Dafür wird in automatisierter Form die Differenz zwischen Repowering-Gebot und entsprechender Nachfolgeprämie ermittelt und der so ermittelte Kapitalkostenanteil dann durch den gemäß Katalog angegebenen Reinvestitionsgrad dividiert. Die so auf einen 100%igen Reinvestitionsgrad erhöhten Kapitalkostenanteile werden wiederum mit der Nachfolgeprämie summiert und diese Summe wird für die gemeinsame Reihung aller Gebote (von Neu- und Repowering-Anlagen) herangezogen.
- Die automatisiert berechneten Werte werden nur für die Reihung herangezogen. Im Falle eines Zuschlages erhält der Repowering-Anlagenbetreiber*innen als Zuschlagswert den gebotenen azW im Zuge der Marktprämienförderung.

Kurzbewertung: Option 2 - Revidierter Katalogansatz (Abschläge auf Basis realer Gebote)
• Analog zu Option 1 ist auch für dieses Modell ein detaillierter Anlagenkomponentenkatalog notwendig. Wir empfehlen eine feingliedrige Gewichtung, nicht nach Komponenten (z.B.: Stromproduktion), sondern nach Unterkomponenten (z.B.: Turbine, Generator, Trafo usw.). • Hierfür erscheint einmalig ein gesondertes Gutachten zur Erstellung des feingliedrigen Komponentenkatalogs notwendig und zielführend. • Der entsprechende operative Mehraufwand in der Förderadministration erscheint begrenzt. Allerdings sollten im Rahmen der Förderabwicklung die Erfüllung der bei Fördervergabe angegebenen geplanten Reinvestitionen (zumindest stichprobenartig) überprüft werden. • Es ist bei diesem Modell keine Verzögerung bei der Ausschreibung zu erwarten. Für eine rasche Bieterreihung muss der Komponentenkatalog als Checkliste bei der Einreichung online implementiert sein, um somit eine automatisierte Berechnung der fiktiven Neuanlagenwerte und dadurch eine automatische Reihung zu ermöglichen.

Option 3: Gemeinsame Ausschreibung (von Repowering- und Neuanlagen) ohne Katalogansatz

- In diesem Modell ist kein Anlagenkomponentenkatalog vorgesehen, folglich auch keine standardisierte Abschlagsermittlung auf Basis dessen.
- Repowering-Anlagenbetreiber*innen bieten basierend auf ihren tatsächlichen Kosten, ohne bei Antragsstellung die zu erneuernden Anlagenkomponenten separat anzugeben.
- Repowering-Anlagen und Neuanlagen, welche die allgemeinen Fördervoraussetzungen gemäß EAG RV § 10 sowie die EPL-Voraussetzungen gemäß EAG RV § 35 erfüllen, werden in einer gemeinsamen Ausschreibung gereiht.
- Im Falle eines Zuschlages gilt für den/die Repowering-Anlagenbetreiber*in der von ihm/ihr eingereichte azW im Zuge der Marktprämienförderung.

Kurzbewertung: Option 3 - Gemeinsame Ausschreibung (von Repowering- und Neuanlagen) ohne Anlagenkomponentenkatalogansatz
• Für dieses Modell muss § 38 der EAG RV ersatzlos gestrichen oder abgeändert werden. • Es kann davon ausgegangen werden, dass Repowering-Anlagen in der Regel mit niedrigeren Werten bieten als Neuanlagen und dadurch eher die Zuschläge erhalten. Das ist einerseits im Sinne der Ressourceneffizienz. Andererseits hemmt diese Reihung auch den Wettbewerb zwischen den Repowering-Anlagenbetreiber*innen. Angenommen, das Ausschreibungsvolumen wird ausreichend hoch angesetzt (oder nachjustiert), um eine Förderung ausreichender Neuanlagenkapazitäten zu ermöglichen, so müsste der Repowering-Anlagenbetreiber*innen nur dafür sorgen, dass sein Gebotswert unter dem der kosteneffizientesten Neuanlage zu liegen kommt. Dadurch werden möglicherweise Repowering-Anlagen speziell mit geringen Reinvestitionsgraden überfördert. • Die angegebenen Reinvestitionen müssen hinsichtlich ihrer Umsetzung zumindest stichprobenartig überprüft werden. • Also Option wäre denkbar, getrennte Gebotshöchstwerte einerseits für Neuanlagen sowie andererseits für Repowering-Anlagen festzulegen.

Option 4: Gesonderte Ausschreibung für Repowering-Anlagen

- In diesem Modell werden eigene Ausschreibungen für Repowering-Anlagen für eine durchschnittliche (oder mehrere) Reinvestitionsgradklasse(n) initiiert.
- Ausschreibungsvolumen werden für Repowering-Anlagen separat festgelegt – entweder auf Basis einer Bedarfsabschätzung oder einer entsprechenden betreiberseitigen Bedarfsanmeldung.
- Repowering-Anlagenbetreiber*innen bieten basierend auf ihren tatsächlichen Kosten.

- Repowering-Anlagen, welche die allgemeinen Fördervoraussetzungen gemäß EAG RV § 10 sowie die EPL-Voraussetzungen gemäß EAG RV § 35 erfüllen, werden in einer eigenen Ausschreibung gereiht.
- Im Falle eines Zuschlages gilt für den/die Repowering-Anlagenbetreiber*in der von ihm/ihr eingereichte azW im Zuge der Marktprämienförderung.

Kurzbewertung: Option 4 - Gesonderte Ausschreibung für Repowering-Anlagen
• Dieses Modell gewährleistet das Erreichen der im EAG-Kontext diskutierten Ausweitung der Stromerzeugung aus Biomasse um 1 TWh, da Neuanlagen im Rahmen einer separaten Ausschreibung behandelt würden. • Analog zu Neuanlagen kann hiermit auch eine Bestandssicherung bei Biomassealtanlagen gewährleistet werden. Basis dessen muss aber ein vordefinierter Repowering-Pfad sein – entweder auf Basis einer Bedarfsanmeldung oder einer Bedarfsabschätzung. Auch mehrere gleichzeitige Repowering-Ausschreibungen für unterschiedliche Reinvestitionsgradklassen sind theoretisch vorstellbar. • In beiden Fällen sind für dieses Modell zusätzliche Paragraphen im EAG notwendig: da Repowering- und Neuanlagen nicht wie im aktuellen Entwurf im 3. Unterabschnitt gemeinsam genannt werden können, müssten Regelungen für eigene Ausschreibungen von Repowering-Anlagen im EAG vorgesehen werden. • Außerdem kann ein zusätzlicher operativer Mehraufwand für die eigenen Ausschreibungen, Berechnung eigener Höchstwerte usw. angenommen werden.

Vergleich und Fazit

Die Vor- und Nachteile der, grob vier unterschiedlichen Ausschreibungsmodelle für Repowering-Anlagen sind noch einmal vergleichend in der folgenden Matrix dargestellt.

Option 1 - Abschlagsmodell auf Basis eines Anlagenkomponentenkatalogs	**Option 2 - Revidierter Anlagen-komponentenkatalogansatz (Abschläge auf Basis realer Gebote)**
• **Vorteile:** • Katalogansatz sollte einen fairen Wettbewerb zwischen Repowering- und Neuanlagenbetreiber*innen ermöglichen • Bedarfsgerechte Förderung auf Basis der standardisierten Abschläge in Abhängigkeit des Reinvestitionsgrads • Bereits in der EAG RV vorgesehen • Kein signifikanter operativer Mehraufwand • **Nachteile:** • Fachgutachten zur Erstellung eines detaillierten Investitionskosten-komponentenkatalogs anfangs erforderlich	**Vorteile:** • Katalogansatz sollte einen fairen Wettbewerb zwischen Repowering- und Neuanlagenbetreiber*innen ermöglichen • Bedarfsgerechte Förderung auf Basis der Abschläge (bzw. hier der realen Gebote) in Abhängigkeit des Reinvestitionsgrads • Bereits in der EAG RV vorgesehen • Repowering-Anlagenbetreiber*innen bieten auf Basis ihrer tatsächlichen Kosten, was Transparenz auf Betreiber- und Fördergeberseite erhöht

• Repowering-Anlagenbetreiber*innen bieten mit fiktiven Neuanlagenwerten, bekommen aber einen reduzierten Zuschlagswert. → erhöhte Komplexität, eventuell Auswirkungen auf Realisierungsquote • Repowering erscheint nicht stets gesichert aufgrund der gemeinsamen Reihung mit Neuanlagen	• Kein signifikanter operativer Mehraufwand • **Nachteile:** • Fachgutachten zur Erstellung eines detaillierten Investitionskosten-komponentenkatalogs anfangs erforderlich • Repowering erscheint nicht stets gesichert aufgrund der gemeinsamen Reihung mit Neuanlagen
Option 3 - Gemeinsame Ausschreibung (von Repowering- und Neuanlagen) ohne Anlagen-komponentenkatalogansatz **Vorteile:** • Kein operativer Mehraufwand • Geringe Änderungen in der EAG RV notwendig • Repowering erscheint gesichert (was für den Zubau an Neuanlagen aber nicht gilt) • **Nachteile:** • Repowering-Anlagenbetreiber*innen unterbieten in der Regel Neuanlagen, wodurch auch Kosteneffizienzanreize für Repowering-Anlagenbetreiber*innen verloren gehen.	**Option 4 - Gesonderte Ausschreibung für Repowering-Anlagen** **Vorteile:** • Steuerungsmöglichkeit für exakte Repowering-Pfade • EAG-Mengenzielvorgaben für Neubau und Bestand erscheinen im Vergleich zu anderen Optionen klar geregelt, da separat definiert. • Verstärkter Wettbewerb zwischen den Repowering-Anlagenbetreiber*innen ist zu erwarten, da sie untereinander im direkten Wettbewerb stehen. • **Nachteile:** • Zusätzliche Paragraphen in der EAG RV notwendig • Operativer Mehraufwand

Zur Veranschaulichung der jeweilig erforderlichen Auswertungsschritte im Zuge der wettbewerblichen Fördervergabe wird am Ende dieses Abschnittes exemplarisch eine Fallbetrachtung vorgenommen, die illustrativ und beispielhaft die erforderlichen Schritte im Zuge der Auswertung der Gebote sowie der Bestimmung der azWs für vier betrachteten Optionen aufzeigt.

Der als Option 2 vorgestellte revidierte Katalogansatz (wo Abschläge in Abhängigkeit des Reinvestitionsgrads im Vergleich zu einem Neuanlagenäquivalent bereits im tatsächlichen Gebotswert inkludiert sind), erscheint aufgrund der erwähnten Vorteile – d.h. dem Etablieren von fairem Wettbewerb zwischen Repowering- und Neuanlagenbetreiber*innen sowie der bedarfsgerechten Förderung auf Basis der Abschläge (bzw. hier der realen Gebote) – sowie vergleichsweise geringer Nachteile am vielversprechendsten.

Auf Basis dieser Kurzbewertung empfehlen die Gutachter*innen folglich die Einführung dieses Modells auf Basis eines feingliedrigen Komponentenkatalogs zur Bestimmung des Reinvestitionsgrads sowie dessen Implementierung als Checkliste auf der Onlineplattform für die Antragsstellung.

Abschließend sei angemerkt, dass zur kosten- und ressourceneffizienten Erreichung der EAG-Ausbauziele für Bioenergie eine eindeutige Vorgehensweise zur Förderung von Neuanlagen aber auch von Bestandsanlagen empfehlenswert ist. Der Zubau bis 2030 soll laut EAG § 4 Abs. 4 plus 1 TWh betragen, während der Bestand nach unserer Einschätzung im gleichen Zeitraum ein Repowering-Potential von bis zu 2 TWh aufweist. Unabhängig von der gewählten Ausschreibungsmethode sind daher Abschätzungen des jährlichen Repowering-Bedarfs, ein dementsprechendes Monitoring sowie prospektive oder retrospektive Anpassungen der Ausschreibungsvolumina unabdingbar, um die gewünschten Zubauraten nicht zu beinträchtigen.

Beispielhafte Veranschaulichung der Optionen zur Förderung von Repowering bei Biomasseanlagen

Abschließend wird in Abbildung 80 auf Basis einer bespielhaften Berechnung für alle vier betrachteten Optionen veranschaulicht, welche Schritte im Zuge der wettbewerblichen Fördervergabe zur Auswertung der Gebote sowie zur Bestimmung der azWs erforderlich sind.

Annahmen:

LCOE Neuanlagen:	Neu1:	140	EUR/MWh
	Neu2:	150	EUR/MWh
LCOE Repowering (Altanlagen):	Alt1:	120	EUR/MWh
Anmerkung: *wo vorhanden		50%	Reinvestitionsgrad (entsprechend Katalogangaben*)
	Alt2:	125	EUR/MWh
		75%	Reinvestitionsgrad (entsprechend Katalogangaben*)
Nachfolgetarif Biomasse		95	EUR/MWh

Es wird hinreichender Wettbewerb angenommen, sodass alle (potentiellen) Anlagenbetreiber entsprechend den tatsächlichen Kosten (d.h. entsprechend den LCOE Angaben) bieten.

Berechnung Gebote, Gebotsreihung und Zuschlagswerte (AzWs):

Option 1 - Abschlagsmodell auf Basis eines Anlagenkomponentenkatalogs

Anlage:		Alt1	Alt2	Neu1	Neu2
Gebote:	EUR/MWh	145	135	140	150

Anmerkung: Im Fall von Repowering muss hier der Anlagenbetreiber bereits im Zuge der Gebotslegung Gebotspreise angeben, welche die Kosten einer äquivalenten Neuanlage widerspiegeln.

Schritt 1: Reihung aller Gebote (Repowering- und Neuanlagen)

Resultierende Reihung:		3	1	2	4

Schritt 2: Berechnung Kapitalkostenanteil Neuanlagenäquivalent

(d.h. Gebot minus Nachfolgetarif)	EUR/MWh	50	40
		(145-95)	(135-95)

Schritt 3: Ermittlung realer Kapitalkosten entsprechend Reinvestitionsgrad

(d.h. Ermittlung realer Kapitalkosten bei Repowering durch Multiplikation des Kapitalkostenäquivalents mit dem Reinvestitionsgrad - entsprechend den Katalogangaben)	EUR/MWh	25	30
		(50*50%)	(40*75%)

Schritt 4: Ermittlung der Gebotsäbschläge entsprechend Reinvestitionsgrad

(d.h. Differenz zwischen Kapitalkosten Neuanlagenäquivalent und real)	EUR/MWh	25	10
		(50-25)	(40-30)

Schritt 5: Ermittlung der AzWs

Resultierende AzWs: (bei Repowering durch Subtraktion des Abschlags vom Gebotspreis)	EUR/MWh	120	125	140	150
		(145-25)	(135-10)		

Option 2 - Revidierter Katalogansatz (Abschläge auf Basis realer Gebote)

Anlage:		Alt1	Alt2	Neu1	Neu2
Gebote:	EUR/MWh	120	125	140	150

Schritt 1: Berechnung Kapitalkostenanteil

(d.h. LCOE minus Nachfolgetarif)	EUR/MWh	25	30
		(120-95)	(125-95)

Schritt 2: Ermittlung der Kapitalkosten einer gleichwertigen Neuanlage

(d.h. Division des Kapitalkostenanteils durch den Reinvestitionsgrad - entsprechend den Katalogangaben)	EUR/MWh	50	40
		(25/50%)	(30/75%)

Schritt 3: Ermittlung der Gebotspreise einer gleichwertigen Neuanlage

(d.h. Addition: Kapitalkostenäquivalent Neuanlage plus laufende Kosten (Nachfolgetarif))	EUR/MWh	145	135	140	150
		(50+95)	(40+95)		

Schritt 4: Reihung aller Gebote und Ermittlung der AzWs (Repowering- und Neuanlagen)

Resultierende Reihung:		3	1	2	4
Resultierende AzWs: (bei Repowering entspricht AzW dem Gebot)	EUR/MWh	120	125	140	150

Option 3 - Gemeinsame Ausschreibung (von Repowering- und Neuanlagen) ohne Katalogansatz

Anlage:		Alt1	Alt2	Neu1	Neu2
Gebote:	EUR/MWh	120	125	140	150

Schritt 1: Reihung aller Gebote und Ermittlung der AzWs (Repowering- und Neuanlagen)

Resultierende Reihung:		1	2	3	4
Resultierende AzWs: (bei Repowering entspricht AzW dem Gebot)	EUR/MWh	120	125	140	150

Option 4 - **Gesonderte Ausschreibung für Repowering-Anlagen**					
Anlage:		Alt1	Alt2	Neu1	Neu2
Gebote:	EUR/MWh	120	125	140	150
Schritt 1: Reihung aller Gebote und Ermittlung der AzWs (Repowering- und Neuanlagen)					
Resultierende Reihung:		1	2	1	2
Resultierende AzWs: (bei Repowering entspricht AzW dem Gebot)	EUR/MWh	120	125	140	150

Abbildung 80: Veranschaulichung der Optionen zur Förderung von Repowering bei Biomasseanlagen

6.5.7 Abänderungen an Förderregelungen bei Biomasse-Repowering im Zuge der parlamentarischen Behandlung des EAG

Dieser Abschnitt zum Themenkomplex Repowering / Anlagenerweiterung bei Biomasseanlagen steht im Einklang mit der am 28. Juli 2021 in Kraft getretenen Fassung des EAG. Hierin werden die im Zuge der parlamentarischen Behandlung des EAG sich ergebenden Abänderungen (im Vergleich zur EAG RV) hinsichtlich Förderregelungen berücksichtigt und ebenso gutachterliche Empfehlungen im Lichte der Neuregelung getroffen.

Gemeinsame Ausschreibungen und Höchstpreise für Repowering-Anlagen mit einer EPL von 0,5 bis 5 MW_{el}

Im Zuge der parlamentarischen Behandlung des EAG erfolgte eine Abänderung der Förderregelungen für das Repowering bei Biomasseanlagen. Konkret wurden hier im Vergleich zur EAG Regierungsvorlage für Repowering-Anlagen mit einer EPL von 0,5 bis 5 MW_{el} (nach Repowering) bzw. bei Anlagen größerer Leistung hinsichtlich Förderung begrenzt auf die ersten 5 MW_{el} (nach Repowering) die Regelungen für Ausschreibungen neu definiert. Demgemäß wurde § 38 des EAG, in dem das entsprechende Regelwerk verankert war und ist, wie folgt abgeändert:

- Mittels Verordnung muss für Repowering-Anlagen im Einklang mit § 18 des EAG ein Höchstpreis festgelegt werden. Dieser muss mindestens 1% unter dem Höchstpreis für neu errichtete Biomasseanlagen zu liegen kommen.
- Die zuvor (gemäß EAG RV) für Repowering angedachte Abschlagsregelung in Abhängigkeit des Reinvestitionsgrads wurde gänzlich gestrichen.

- Es ist nach wie vor vorgesehen, zumindest einmal pro Jahr eine gemeinsame Ausschreibung für neu errichte und Repowering-Anlagen durchzuführen. Das Ausschreibungsvolumen hierfür wurde halbiert (d.h. 7,5 MW_{el} anstelle von 15 MW_{el})

Im Lichte dieser Neuregelung, die in ihren Grundzügen der Option 3 gemäß vorherigem Abschnitt entspricht, wird nachfolgend eine gutachterliche Empfehlung für die Höhe des Höchstpreises bzw. des entsprechenden Abschlags im Vergleich zum empfohlenen Höchstpreis neu errichteter Anlagen. Für neu errichtete Biomasseanlagen wurde diesbezüglich ein azW von 167,6 €/MWh_{el} empfohlen (vgl. Abschnitt 6.5.2). Im vorherigen Abschnitt wurden hinsichtlich einer gemeinsamen Ausschreibung bereits einige Überlegungen dargelegt:

- Demgemäß kann davon ausgegangen werden, dass Repowering-Anlagen in der Regel mit niedrigeren Werten bieten als Neuanlagen und dadurch eher die Zuschläge erhalten. Das ist einerseits im Sinne der Ressourceneffizienz. Andererseits hemmt diese Reihung auch den Wettbewerb zwischen den Repowering-Anlagenbetreiber*innen.
- Des Weiteren kann bei hohen Ausschreibungsvolumina wäre ein strategisches Bieterverhalten der Repowering-Anlagenbetreiber*innen denkbar und es bestünde die Gefahr einer Überförderung von Repowering-Anlagen speziell mit geringen Reinvestitionsgraden.

Angesichts der nun vorgesehenen geringen Ausschreibungsvolumina (d.h. 7,5 MW_{el} pro Jahr als Mindestvorgabe) ist hingegen von sehr hoher Konkurrenz auszugehen. Um hier folglich keine im Sinne der Ressourceneffizienz sinnvolle Repowering-Option vorweg auszuschließen wird seitens der Gutachter*innen zur Festlegung des Höchstpreises bei Repowering-Anlagen ein geringer Abschlag im Vergleich zu Neuanlagen empfohlen. Als Höchstpreis für Repowering-Anlagen wird konkret ein azW von 161,2 €/MWh_{el} empfohlen. Wie aus Tabelle 73[85] ersichtlich impliziert dies einen Abschlag in Höhe von 3,8% gemessen an der Höchstpreisempfehlung für Neuanlagen. Hinsichtlich Repowering entspricht dies

[85] Diese Tabelle erläutert den Zusammenhang zwischen Reinvestitionsgrad und Abschlagshöhe bei Repowering großer Biomasseanlagen (EPL größer 0,5 MW_{el}). Auf Basis der gutachterlichen Empfehlungen für Höchstpreise von Neuanlagen und für die Nachfolgeprämien wird im obigen Teil der Tabelle der Investitionskostenanteil abgeschätzt. Auf Basis dessen wird im unteren Teil der Tabelle der Zusammenhang zwischen Reinvestitionsgrad, Gebotshöchstwert und Abschlagshöhe erläutert. Die grün hinterlegte Variante hinsichtlich Reinvestitionsgrad (90%) entspricht der Förderempfehlung.

einem Reinvestitionsgrad von näherungsweise 90% (gemessen an einer vergleichbaren Neuinvestition).

Tabelle 73: Zusammenhang zwischen Reinvestitionsgrad und Abschlagshöhe bei Repowering großer Biomasseanlagen (EPL größer gleich 0,5 MW_{el}).

Bei wettbewerblicher Bestimmung der Marktprämie (Anlagen größer 0,5 MW_e)

Eckdaten

Reinvestitionsgrad	azW / Gebotshöchstwert	Anmerkung
100%	167,6 €/MWh	Entspricht Gebotshöchstwert einer Neuanlage
0%	103,4 €/MWh	Entspricht azW gemäß Nachfolgeprämie für Bestandsanlagen
Investitionskostenanteil:	**64,3** €/MWh	

Resultierende Abschläge zum Gebotshöchstwert einer Neuanlage in Abhängigkeit des Reinvestitionsgrades

Reinvestitionsgrad	Gebotshöchstwert	Abschlag zu Höchstwert einer Neuanlage
20%	116,2 €/MWh	**-31%**
40%	129,1 €/MWh	**-23%**
60%	141,9 €/MWh	**-15%**
80%	154,8 €/MWh	**-8%**
90%	**161,2** €/MWh	**-3,8%**

Marktprämien für Repowering-Anlagen kleiner 0,5 MW_{el}

Gemäß EAG § 50 wurde die administrative Vergabe von Marktprämien für Biomasseanlagen kleiner 0,5 MW_{el} auf Repowering-Anlagen ausgedehnt. Dies war gemäß EAG Regierungsvorlage zuvor nicht angedacht. Gemäß EAG § 46 Abs. 2 Z 7 ist bei der Festlegung der azW seitens des Gesetzgebers zwischen neu errichteten und repowerten Anlagen zu differenzieren; ebenso ist für Anlagen auf Basis von Biomasse eine Differenzierung nach dem Rohstoffeinsatz zulässig.

Aufbauend auf obigen Ausführungen hinsichtlich Förderempfehlungen für Gebotshöchstpreise bei großen Biomasseanlagen wird nachfolgend eine gutachterliche Empfehlung für die Höhe des azW von kleinen Repowering-Anlagen (mit einer EPL von 0,5 bis 5 MW_{el}) getätigt. Für neu errichtete Biomasseanlagen wurde diesbezüglich im Standardfall, also bei Einsatz herkömmlicher Biomasse als Brennstoff, ein azW von 210,6 €/MWh_{el} empfohlen (vgl. Abschnitt 6.5.2) sowie ein 15%iger Abschlag hiervon bei Einsatz von SN17 Reststoffen nach der Abfallverzeichnisverordnung.

Tabelle 74: Zusammenhang zwischen Reinvestitionsgrad und Abschlagshöhe bei Repowering kleiner Biomasseanlagen (EPL größer 0,5 MW_{el})..

Bei administrativer Festlegung der Marktprämie (Anlagen kleiner 0,5 MW_e)

Eckdaten

Reinvestitionsgrad	azW	Anmerkung
100%	210,6 €/MWh	Entspricht azW einer Neuanlage
0%	147,2 €/MWh	Entspricht azW gemäß Nachfolgeprämie für Bestandsanlagen
Investitionskostenanteil:	**63,3** €/MWh	

Resultierende Abschläge zum azW einer Neuanlage in Abhängigkeit des Reinvestitionsgrades

Reinvestitionsgrad	azW	Abschlag zu azW_{NEU}
20%	159,9 €/MWh	**-24%**
40%	172,6 €/MWh	**-18%**
60%	185,2 €/MWh	**-12%**
80%	**197,9** €/MWh	**-6,0%**
90%	204,2 €/MWh	**-3%**

Analog zu den Ausführungen für Repowering-Anlagen im größeren Leistungssegment zeigt Tabelle 74[86] den Zusammenhang zwischen Reinvestitionsgrad, azW und Abschlagshöhe (im Vergleich zu Neuanlagen) beispielhaft auf. Im Zuge der administrativen Vergabe ist die Festlegung eines repräsentativen Standardfalls hinsichtlich des Reinvestitionsgrads entscheidend. Wird dieser zu hoch angesetzt, besteht die Gefahr der Überförderung (bei Anlagen, die nur geringe Reinvestitionen benötigen). Wird dieser hingegen zu niedrig angesetzt, werden aus Gründen der Ressourceneffizienz ggf. als sinnvoll zu erachtende Repowering-Optionen vorab ausgeschlossen.

Aufbauend auf den bisherigen Überlegungen im Zuge der Entwicklung der prinzipiellen Förderoptionen hinsichtlich Biomasse-Repowering (vgl. Abschnitt 6.5.6) wird folglich von einem Reinvestitionsgrad von 80% ausgegangen. Dies erscheint nach Experteneinschätzung als typischer Repowering-Fall passend. Für die administrative Vergabe der Marktprämien für kleine Repowering-Anlagen wird demgemäß ein azW von 197,9 €/MWh_{el} empfohlen. Obige Ausführungen beziehen sich auf die Verwendung von herkömmlicher Biomasse als Brennstoff. Für den Einsatz von SN17 Reststoffen nach der Abfallverzeichnisverordnung wird im Einklang mit den zuvor getätigten

[86] Diese Tabelle erläutert den Zusammenhang zwischen Reinvestitionsgrad und Abschlagshöhe bei Repowering kleiner Biomasseanlagen (EPL kleiner 0,5 MW_{el}). Auf Basis der gutachterlichen Empfehlungen für Marktprämien (azW) von Neuanlagen und für die Nachfolgeprämien wird im obigen Teil der Tabelle der Investitionskostenanteil abgeschätzt. Auf Basis dessen wird im unteren Teil der Tabelle der Zusammenhang zwischen Reinvestitionsgrad, azW und Abschlagshöhe (im Vergleich zur Neuanlage) erläutert. Die grün hinterlegte Variante hinsichtlich Reinvestitionsgrad (80%) entspricht der Förderempfehlung.

Förderempfehlungen für Neuanlagen ein Abschlag in Höhe von 15% gemessen am Standardfall empfohlen, ergo ein azW in Höhe von 168,2 €/MWh_{el}.

*Die Gutachter*innen empfehlen für Repowering-Anlagen im Leistungsbereich größer gleich 0,5 MW_{el} als zulässigen Höchstpreis für Gebote bei Ausschreibungen einen azW in Höhe von 161,2 €/MWh_{el}. Dies entspricht einem Abschlag in Höhe von 3,8% gemessen am Höchstpreis von entsprechenden Neuanlagen.*

Für die administrative Vergabe der Marktprämien für Repowering-Anlagen im Leistungsbereich kleiner 0,5 MW_{el} wird ein azW von 197,9 €/MWh_{el} empfohlen. Dies entspricht einem Abschlag in Höhe von 6% gemessen am azW einer vergleichbaren Neuanlage. Für den Einsatz von SN17 Reststoffen nach der Abfallverzeichnisverordnung wird ein Abschlag in Höhe von 15% gemessen am Standardfall empfohlen, ergo ein azW in Höhe von 168,2 €/MWh_{el}.

Obere Bandbreiten der Förderempfehlungen im Einklang mit aktuellen Marktdynamiken in Energie- und Rohstoffmärkten

Diesjährige Entwicklungen in Rohstoff- und Energiemärkten zeigen aktuell (mit Stand Anfang November 2021) Preisanstiege bzw. Preisturbulenzen weltweit. Dies hat auch Auswirkung auf die heimische Inflation und aktuelle Baukosten bzw. Baupreise. Zur Darstellung der Einflüsse und Konsequenzen auf die Förderempfehlungen hat das Gutachter*innen-Team im Zuge einer im Oktober und November 2021 durchgeführten Überarbeitung des vorliegenden Gutachtens die Auswirkungen der aktuellen Marktdynamiken auf die Stromgestehungskosten sowie die daraus resultierenden Förderempfehlungen untersucht und quantifiziert. Im Einklang mit den erhobenen Daten und den darauf fußenden Annahmen – siehe Abschnitt 2.5 hinsichtlich Details hierzu – erfolgte die ergänzende Angabe oberer Bandbreiten bei den Förderempfehlungen.

Bei der Stromerzeugung aus fester Biomasse zeigen die im Zuge der Abschätzung unterstellten Trendentwicklungen, etwa der Anstieg der Investitionskosten um 10% im Vergleich zum Standardfall oder die zeitlich begrenzte Verdopplung der Inflation, aber nur verhältnismäßig geringe Auswirkungen. Demgemäß resultiert **im Fall von größeren Repowering-Anlagen (größer gleich 5 MW_{el}) als obere Bandbreite für den Gebotshöchstwert 169,1 €/MWh_{el}, was einem Anstieg von 4,9% im Vergleich zum**

Standardfall entspricht. Bei kleinen Repowering-Anlagen (unter 0,5 MW_{el}) resultieren 207,2 €/MWh_{el} als obere Bandbreite des administrativ festzulegenden azW, was einem prozentualen Anstieg von 4,7% gemessen am Standardfall entspricht. Grund für die verhältnismäßig geringen Auswirkungen im Bereich der Biomasse ist die Dominanz der Brennstoffkosten und Wärmerlöse in der LCOE-Berechnung. Ein Anstieg der Investitionskosten zeigt folglich nur begrenzt Auswirkungen auf die resultierenden LCOE.

Des Weiteren sei hier erwähnt, dass die nachfolgend in Abschnitt 6.5.8 getroffenen Empfehlungen zur Ausgestaltung von Investitionsförderungen aufrecht bleiben, da hier dem Anstieg der Kosten ebenso ein Anstieg der Erlösseite gegenübersteht und die Vollkostenbetrachtung nur als einer von vielen Indikatoren zur Ausgestaltung der entsprechenden Förderempfehlungen anzusehen ist.

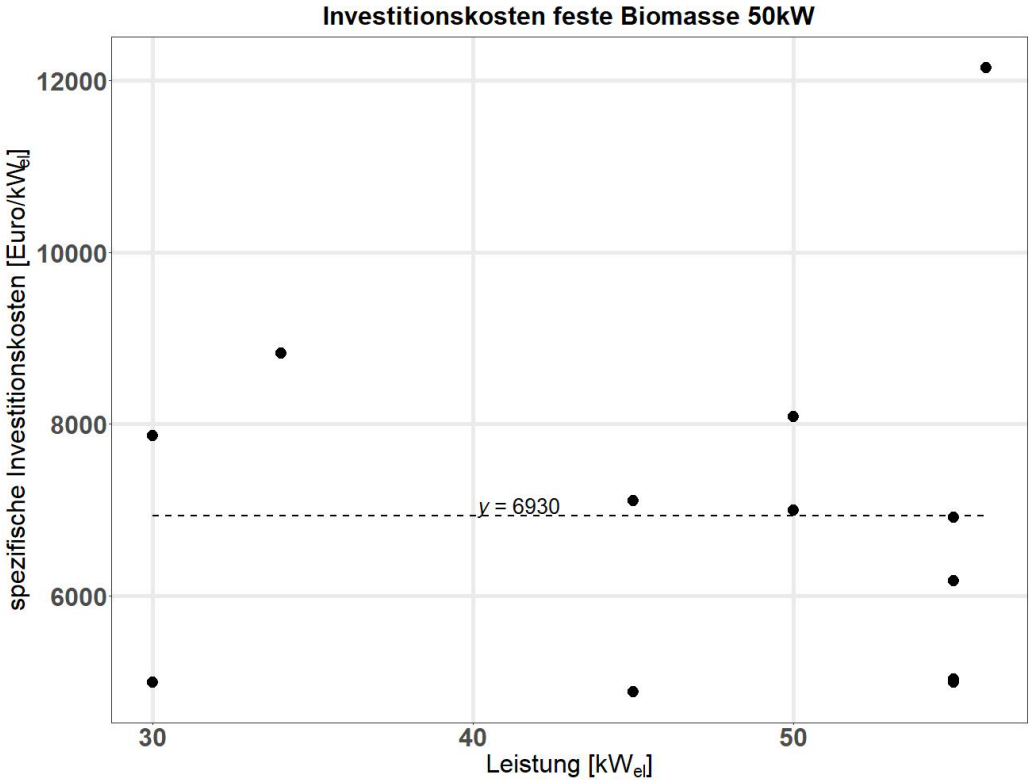
6.5.8 Ausgestaltung von Investitionsförderungen für kleine Biomasse-BHKW

Im Zuge der parlamentarischen Behandlung des EAG wurde für Biomasse-Kleinanlagen eine neue Investitionsförderschiene etabliert. Im Rahmen dieses Gutachtens wurde demgemäß eine entsprechende Förderempfehlung erarbeitet. Diese Empfehlung sowie deren Erarbeitung wird nachfolgend vorgestellt.

Gemäß § 57a Abs. 1 des EAG kann die Neuerrichtung einer Anlage auf Basis von Biomasse mit einer Engpassleistung bis 50 kW_{el} durch Investitionszuschuss gefördert werden, unter Beachtung bestimmter Auflagen zu Brennstoffnutzungsgrad (mind. 60%), Feinstaubvermeidung, Wärmezähler sowie hinsichtlich der Rohstoffversorgung. Es sei angemerkt, dass die Investitionsförderung exklusiv erfolgt, also eine Kombination mit Marktprämienförderungen folglich nicht möglich ist.

Hinsichtlich eines Vorschlags für die Förderhöhe der Investitionsförderungen galt es, analog zur Vorgehensweise bei der PV und bei der Windenergie, mehrere Kostenbeschränkungen zu beachten. Einerseits darf die Förderung nur maximal 30% der Investitionskosten des Biomasse-BHKW laut EAG § 57a Abs. 6 ausmachen, wobei hier insbesondere darauf zu achten ist, dass nur unmittelbar für die Errichtung oder Erweiterung erforderliche Investitionen zu berücksichtigen sind – explizit ausgenommen sind hiervon beispielsweise Grundstückskosten. Andererseits dürfen laut Art. 41, Abs. 6 lit. b der Verordnung (EU) Nr. 651/2014 (Allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung AGVO) nur maximal 45% der umweltrelevanten Mehrkosten im Vergleich zu einer weniger

umweltfreundlichen Energieerzeugungstechnologie auf Basis fossiler Energieträger gefördert werden. Die Deckelung der Förderung auf maximal 45% der umweltrelevanten Mehrkosten gilt für Großunternehmen, während mittlere Unternehmen mit maximal 55% und kleine Unternehmen/Private mit maximal 65% gefördert werden dürfen (Art. 41 Abs. 8 AGVO).



Statistic	N	Mean	St. Dev.	Min	Pctl(25)	Pctl(75)	Max
Investkosten	14	6,931	2,044	4,889	5,009	8,034	12,143

Abbildung 81: Investitionskosten der Betreiberdatenerhebung für feste Biomasse unter 50 kW_{el}. Der originale Datensatz wurde um die oberen und unteren 10% gestutzt. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Betreiberdatenerhebungen 2015-2017 (E-Control, 2017a) und 2017-2019 (E-Control, 2019a))

Tabelle 75 zeigt eine Aufstellung der beiden oben genannten Förderschranken für das gemäß EAG BNR relevante Anlagenleistungssegment (d.h. bis max. 50 kW_{el}). Hierbei ist zu beachten, dass im vordefinierten Leistungsbereich der heimische Markt sehr begrenzt erscheint. Wie aus Abbildung 81 ersichtlich wird, finden sich nur wenige Angaben zu realisierten Anlagen in den Daten der Betreiberdatenerhebung 2015-2017 (E-Control, 2017a) und 2017-2019 (E-Control, 2019a), die in etwa dem vordefinierten Leistungssegment entsprechen. Hieraus ergibt sich anhand des gestutzten Mittels (11 Anlagen) ein Investitionsbedarf von 6.931 €/kW_{el}. Unter Beachtung der

Förderschranken resultiert ein erstes Indiz zur Ableitung einer Förderobergrenze. Diese käme bei 2.079 €/kW_{el} zu liegen, vgl. Tabelle 75.

Tabelle 75: Berechnete Schranken der Investitionsförderung kleiner Biomasse-BHKW: 30% der Gesamtinvestitionskosten und 45% der umweltrelevanten Mehrkosten. Zusätzlich werden 55% und 65% der umweltrelevanten Mehrkosten ausgewiesen.

			Kategorie Standard
			50kW_p
Biomasse-Blockheizkraftwerke	**Investitionskosten SUMME**	€/kW_p	6.931,00
	30% der Investkosten	€/kW_p	**2.079,30**
weniger umweltfreundliche Vergleichs-technologie	**Investitionskosten**		477,00
	umweltrelevante Mehrkosten		6.454,00
	45% der umweltrelevanten Mehrkosten	€/kW	**2.904,30**
	55% der umweltrelevanten Mehrkosten	€/kW	3.549,70
	65% der umweltrelevanten Mehrkosten	€/kW	4.195,10

Um eine Aussage über den tatsächlichen Investitionsförderbedarf von Biomasse-BHKW zu treffen, wurden in einem weiteren Schritt vollkostenbasierte Stromgestehungskosten (LCOE) näherungsweise abgeschätzt, wobei ein Investitionszuschuss in Höhe der Förderobergrenze den entsprechenden Anlagenkosten gegengerechnet wurde. Der Investitionskostenzuschuss sollte dazu beitragen, das Stromgestehungskostenniveau in etwa auf das Preisniveau am Strommarkt zu senken. Die Kostenstruktur basiert auf derselben Herangehensweise wie bei Biomasseanlagen größerer Leistung, wobei Erlöse aus dem Verkauf von HKN nicht berücksichtigt wurden, da der Strom nicht notwendigerweise direktvermarktet werden muss. Weiters wurde für dieses Leistungssegment von einem geringeren WACC von 1% ausgegangen, um Renditeerwartungen vor allem von Anlagenbetreiber*innen kleinerer Biomasseanlagen adäquat abzubilden.

Tabelle 76 zeigt die Ergebnisse der Berechnung. Wie im unteren Teil der Tabelle ersichtlich wird, trägt hier ein hoher Eigenversorgungsanteil nicht zur Absenkung der erforderlichen Strommarkterlöse bei, sondern würde im Gegenzug den Bedarf erhöhen.

Tabelle 76: Stromgestehungskosten für die Leistungskategorien der Investitionsförderung kleiner Biomasse-BHKW

Technologiefeld:		Biomasse	Biomasse	Biomasse
Biomasse KWK	Beispielfall:	Mittel (Brennstoff+Wärme) & Niedriger WACC	Niedrig (Brennstoff+Wärme) & Niedriger WACC	Niedrig (Brennstoff+Wärme) & Niedriger WACC & niedrige VLS
Anlagenspezifikation:				
Engpassleistung Strom	MW_e	0,05	0,05	0,05
Stromerzeugung (netto)	MWh_e	341	341	200
Stromerzeugung (brutto)	MWh_e	341	341	200
Waermenutzung	MWh_h	512	512	300
Waermeerzeugung	MWh_h	569	569	333
Brennstoffeinsatz	MWh_f	1.137	1.137	667
Volllaststunden	h/a	6.823	6.823	4.000
Brennstoffnutzungsgrad	%	75%	75%	75%
el. Wirkungsgrad	%	30%	30%	30%
Wärmewirkungsgrad	%	50%	50%	50%
Kostenparameter:	**Ohne Förderung:**	6.931	6.931	6.931
Investitionskosten GESAMT (abzgl. Förderung)	€/kW	4.852	4.852	4.852
Investitionskostenzuschuss	€/kW	2.079	2.079	2.079
Betriebskosten GESAMT	€/MWh_e	78,2	78,2	78,2
Brennstoffkosten	Kategorie	Mittel	Niedrig	Niedrig
Erlöskomponenten				
Strommarkterlöse	Kategorie	Mittel	Mittel	Mittel
Wärmeerlöse	Kategorie	Mittel	Hoch	Hoch
Finanzierungsbedingungen				
WACC Standard	%	**1,00%**	**1,00%**	**1,00%**
Levelised Cost of Electricity				
$LCOE_{20\ ohne\ Anlagenrestwert}$	€/MWh	**176,35**	**145,49**	**173,75**
Levelised Cost of Electricity mit Eigenverbrauchsanteil	alle Werte in €/MWh			
Angenommener Netzstrombezugspreis		107	107	107
LCOE bei Eigenverbrauch von 10 %	10%	184,06	149,77	181,16
LCOE bei Eigenverbrauch von 20 %	20%	**193,69**	**155,12**	**190,43**
LCOE bei Eigenverbrauch von 30 %	30%	206,07	161,99	202,35
LCOE bei Eigenverbrauch von 50 %	50%	245,70	183,98	240,49

Anders als bei Eigenverbrauch könnte die Wirtschaftlichkeit eines Biomasse-BHKW aber verbessert werden, wenn die Anlage im Rahmen einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft betrieben würde. Besonderes Augenmerk ist hier wohl auf lokale Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften zu legen, also der Umstand, dass die Teilnehmer*innen der Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft denselben Bereich innerhalb der Netzebenen 6 und 7 (Niederspannungsnetz) verwenden. Hier käme ein Entfall des Erneuerbaren-Förderbeitrags, ein Entfall der Elektrizitäts-Abgabe für Strom aus Photovoltaik sowie eine Reduktion der Netzentgelte für alle Teilnehmer*innen zur Anwendung. Dieser Einsparaspekt kombiniert mit der Annahme einer höheren Zahlungsbereitschaft der Teilnehmer*innen für den Arbeitspreis innerhalb der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft könnte die Wirtschaftlichkeit eines Biomassekleinanlage deutlich verbessern.

Des Weiteren steht hier wohl der immaterielle Nutzen der Anlagenbetreiber*innen im Vordergrund, einen aktiven Beitrag zur Dekarbonisierung der Strom- und Wärmeversorgung zu tätigen oder die Beachtung anderer Überlegungen, wie etwa Aspekte der Versorgungssicherheit, agieren als Triebfeder.

Auf Basis der durchgeführten Analyse wird hinsichtlich der Förderung die Festlegung einer oberen Förderschranke in Höhe von 2.100 €/kW_{el} empfohlen. Der empfohlene Fördersatz steht in Einklang mit den Förderobergrenzen, wie der Blick auf Tabelle 75 offenbart.

*Die Gutachter*innen empfehlen hinsichtlich der Investitionsförderung kleiner Biomasse-BHKW einen Investitionszuschuss von maximal 2.100 €/kW_{el} zu gewähren.*

7 Biogas

7.1 Historische Marktentwicklung

Im ÖSG und den entsprechenden Ökostrom-Einspeisetarifverordnungen waren seit 2003 Einspeisetarife für Strom aus Anlagen auf Basis von Biogas vorgesehen. In Abbildung 82 ist der Verlauf der Einspeisetarife für die in Frage kommenden Tarifklassen dargestellt. Mit der Novelle 2017 wurden nur mehr neue Biogasanlagen bis 150 kW_{el} gefördert. Tarife für Biogasanlagen betragen seit der OESET-VO 2018 ungefähr 19 ct/MWh_{el}. Nicht dargestellt sind Zuschläge von bis zu 4 ct/kWh_{el} auf Basis der Rohstoffzuschlagsverordnung (2008-2012) sowie Nachfolgetarife (siehe Kapitel 7.5).

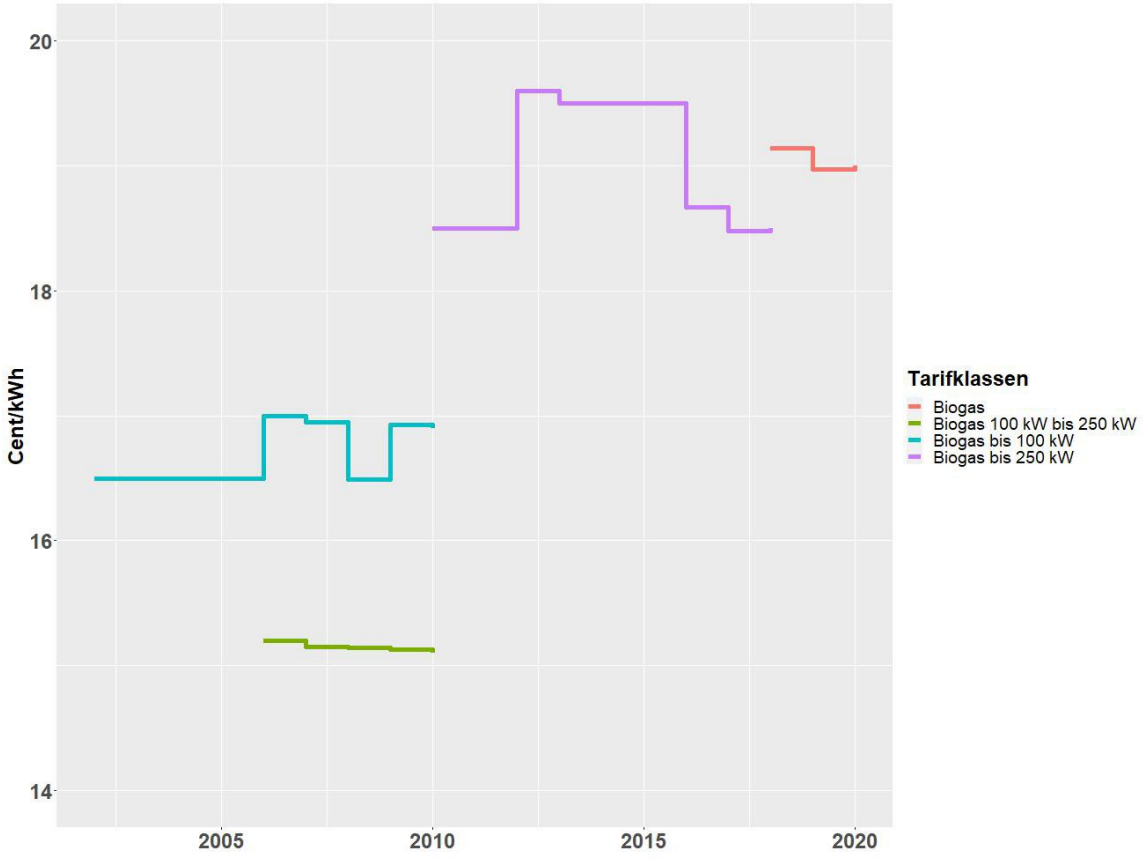


Abbildung 82: Historische Einspeisetarife für ausgewählte Tarifklassen für Strom aus Biogasanlagen. Zuschläge auf Basis der Rohstoffzuschlagsverordnung (2-4 ct/kWh) in den Jahren 2008-2012 wurden nicht berücksichtigt. Mit der Novelle 2017 wurden nur mehr neue Biogasanlagen bis 150 kW_{el} gefördert (rote Linie). (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf OESVO 2002-2012, OESET-VO 2012-2018)

Der Leistungszubau seit 2003 im Technologiebereich Biogas und in der Ökobilanzgruppe belief sich auf nicht ganz 90 MW_{el}. Die Durchschnittsleistung erreichte 2008 nach der

stärksten Zubauwelle 280 kW_{el} (OEBV, 2019). In den letzten Jahren konnte vor allem durch Anlagenerweiterungen dem Kapazitätsschwund entgegengewirkt werden (Abbildung 83). Ähnlich wie bei den Anlagen für feste Biomasse ist seit der Ökostromnovelle 2006 ein Mindest-BNG vorgesehen. Für Biogasanlagen muss seitdem ein BNG von über 60% erreicht und nachgewiesen werden und setzt daher ebenfalls eine wärmegeführte Stromproduktion in Biogas-KWK-Anlagen voraus.

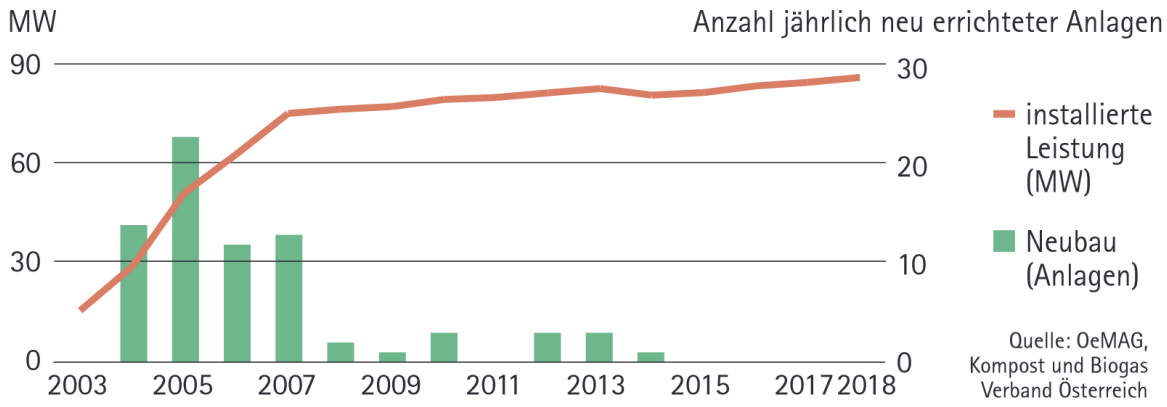


Abbildung 83: Anlagenzubau Biogas seit 2003 (Quelle: OeMAG, Kompost und Biogas Verband Österreich in (OEBV, 2019))

7.2 Zukunftsperspektive – EAG-Ziele

In der EAG ist ein Mindestzubau von 1,0 TWh_{el} 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 im Umfang von mindestens 1,5 MW_{el} mittels Marktprämienverträgen gefördert werden.

7.3 Daten zu Investitions- und Betriebskosten

Eine Abschätzung der Investitions- und Betriebskosten für Biogas auf Basis der aktuellen Betreiberdatenerhebung (E-Control, 2019a) war aufgrund der spärlichen Datenlage nicht zielführend. Die ausführlichen Berechnungen, die dankenswerterweise vom Kompost- & Biogasverband an die Gutachter*innen übermittelt wurden, enthalten Investitionskosten, die um ein Vielfaches die Investitionskosten früherer Gutachten und identifizierter Literaturwerte übersteigen. Die Investitionskosten des Kompost- & Biogasverbandes wurden daher nicht für das vorliegende Gutachten herangezogen. Als Alternative konnte

hier jedoch die umfangreiche Auswertung der aktuellen deutschen Betreiberbefragung herangezogen werden. Im Biogas Messprogramm (FNR, 2021) wurden 61 Biogasanlagen in Deutschland detailliert untersucht. Gesamtinvestitionsvolumen inklusive Bau, Technik, Blockheizkraftwerk und zusätzliche Kosten (für Grundstücke, Vermessungs-, Gerichts-, Notariats- und Genehmigungsgebühren, etc.) in Abhängigkeit von der Leistung der Anlagen sind in Abbildung 84 dargestellt. Mit einer repräsentativen Größe von 250 kW_{el} für die administrative Marktprämienvergabe für die Leistungsklasse <250 kW_{el} ergeben sich aus der dargestellten Verteilung Investitionskosten von 5.696 €/kW_{el}.

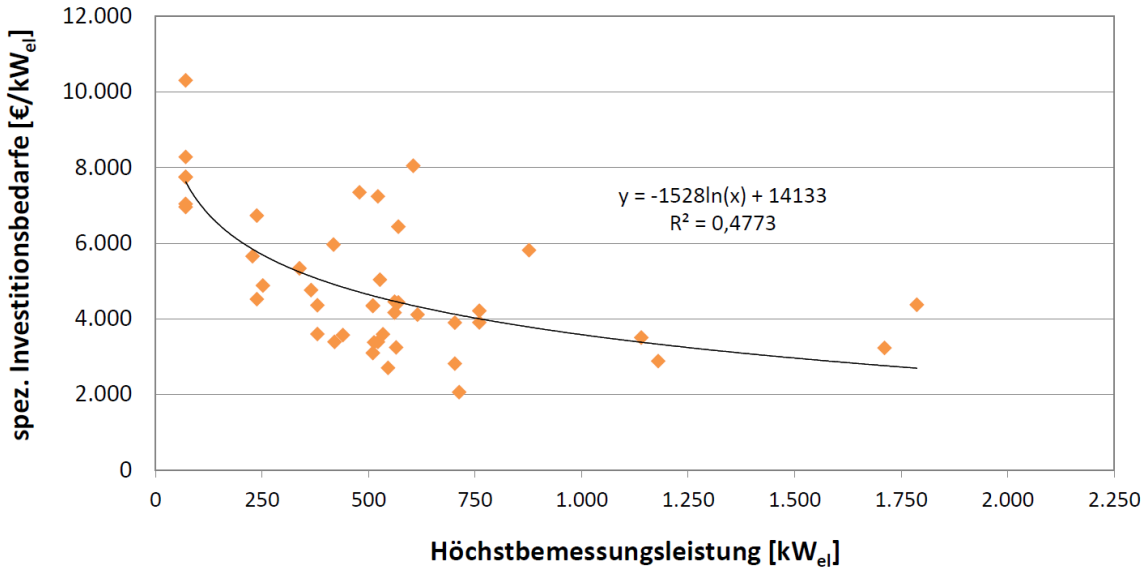


Abbildung 84: Spezifische Investitionsbedarfe für Biogasanlagen in Deutschland (Quelle: (FNR, 2021))

Die Betriebskosten, die zur Berechnung der azWs für die administrative Vergabe von Marktprämien herangezogen wurden, wurden ebenfalls aus dem umfangreichen und detaillierten Biogas Messprogramm abgeleitet. In Tabellen 6-9 in (FNR, 2021) ist der Mittelwert der Anteile der Personalkosten (6,0%), Instandhaltungskosten (12,2%) und sonstigen Betriebskosten (21,9%) an den mittleren Stromgestehungskosten von 18,9 ct/kWh_{el} gelistet. Hieraus ergeben sich gesamte Betriebskosten von 8,0 ct/kWh_{el}. Diese Kosten weichen kaum von den Betriebskosten der Berechnungen des Kompost- & Biogasverbandes ab, die den Gutachter*innen übermittelt wurden. Dieser Wert ist außerdem auch vergleichbar mit den Medianbetriebskosten aus der aktuellen Dokumentation zum Betriebskostenzuschlag (E-Control, 2021i). Für die Nachfolgeprämie und ältere Anlagen wurde ein Aufschlag von +15% angenommen. Dieser Wert ist aus einer

deutschen Anlagenbetreiberumfrage entnommen: In (Scheftelowitz, Lauer, Trommler, Barchmann, & Thrän, 2016) sind in Tabelle 6-3 die Entwicklung der Betriebskosten für Biogasbestandsanlagen mit einer zusätzlichen Laufzeit von 10 Jahren dargestellt. Durchschnittliche Zusatzkosten für Wartung und Reinigung belaufen sich hier auf 14% und für Personal auf 15%.

Von den Betriebskosten wurden, wie auch bei Photovoltaik, Wind- und Wasserkraft Erlöse für HKN in der Höhe von 0,4 €/MWh_{el} abgezogen (siehe Kapitel 2.3.6).

7.4 Sonstige Kosten- und Erlösparameter

7.4.1 Substratkosten- und Wärmeerlösentwicklungen

In den österreichischen Biogasanlagen kommen unterschiedliche Substrate und Substratmischungen zum Einsatz. Für die eingesetzten Substrate gibt es keine relevanten offiziellen Märkte, Marktpreise oder Preisstatistiken. Laut EAG § 10 Abs. 1 sind neue Biogasanlagen förderfähig, wenn sie ausschließlich Biomasse in Form von biologisch abbaubaren Abfällen und Reststoffen als Brennstoff einsetzen, davon mindestens 30% Wirtschaftsdünger und maximal 30% Zwischenfrüchte und Restgrünland. Für bestehende Biogasanlagen gilt, dass maximal 60% aus den Kulturarten Getreide und Mais eingesetzt werden dürfen. Für die Berechnung der azWs für Strom aus Biogas muss daher zuerst ein Startwert für die Kosten eines repräsentativen Substratmixes angenommen werden.

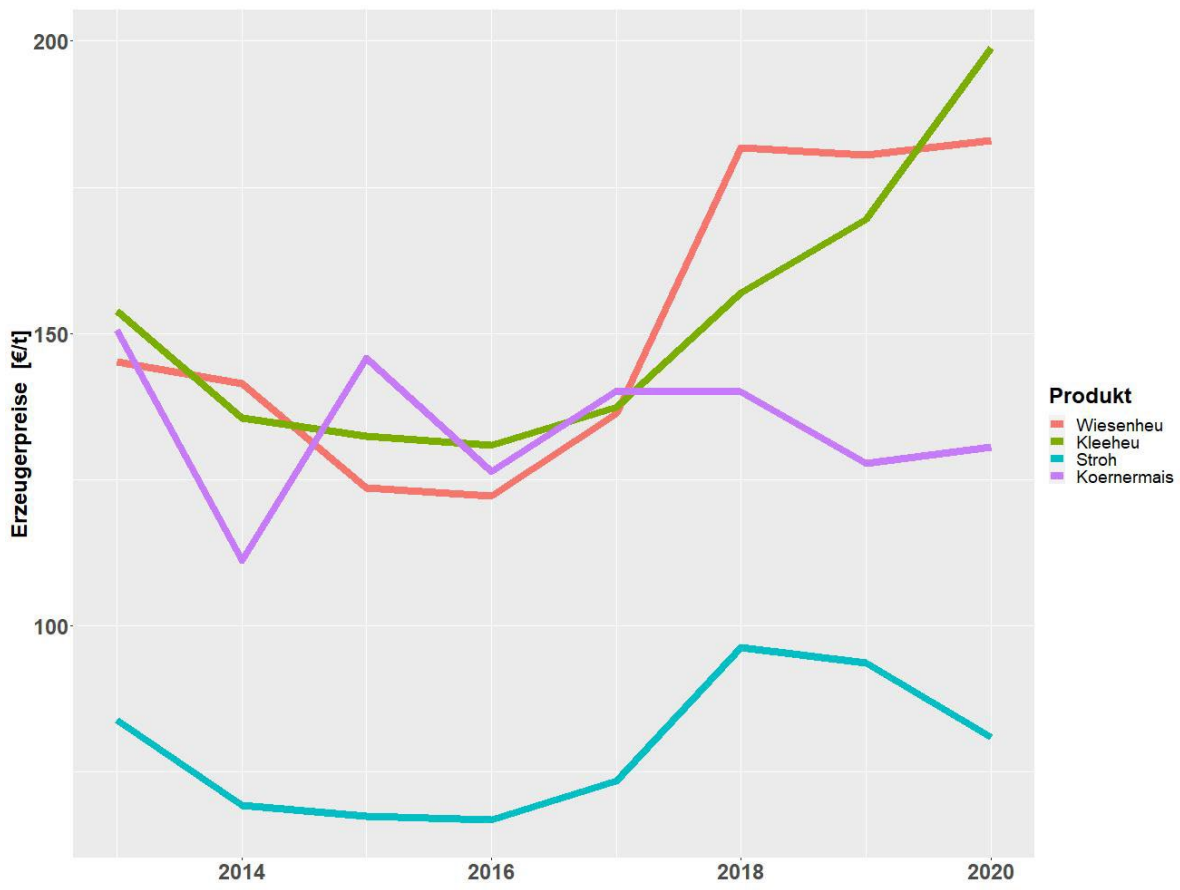


Abbildung 85: Erzeugerpreise für biogassubstratmixrelevante landwirtschaftliche Produkte (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Statistik Austria, 2021a))

Statistik Austria veröffentlicht Erzeugerpreise für landwirtschaftliche Produkte (ab Hof, ohne MwSt. und ohne Transportkosten). Die Entwicklung der Erzeugerpreise (Abbildung 85) wurde herangezogen, um die Kosten der rohstoffspezifischen Methanerträge auf Basis des AEA Ökostromgutachtens 2017 (Kalt, 2017) zu aktualisieren. Das nicht veröffentlichte Gutachten der AEA enthält eine detaillierte Berechnung der Silomais (SM)-Kosten bezogen auf den Körnermaispreisen.

Körnermaispreise wurden auf Basis der Kosten für Maisdrusch, Abtransport, Strohschlegeln, Trocknung und dem Wert des zusätzlichen Nährstoffentzugs berechnet. Außerdem wurden SM-Ernte, SM-Transport, SM-Einlagerung, Siloabdeckung und Gülletransport zum Feld in die Berechnung miteinbezogen. Für das Jahr 2017 wurden Methankosten aus Silomais mit 2,7 ct/kWh$_{Hu}$ berechnet. In den letzten Jahren kam es zu einer geringen Abnahme der Körnermaispreise, die auch zu einer Abnahme der Methankosten aus Silomais und damit zu einem Startwert für 2020 mit 2,5 ct/kWh$_{Hu}$ führen.

Andererseits wurden für die Kosten für Zwischenfrüchte und Restgrünland (AEA Berichtsjahr 2017 von 4,0 ct/kWh$_{Hu}$ basierend auf Modellrechnungen von exemplarischen Fruchtfolgen Getreide-Gras bzw. Sorghum) auf Basis der Klee- und Wiesenheuentwicklungen eine Steigerung und ein 2020 Startwert von 5,5 ct/kWh$_{Hu}$ berechnet. Für Stroh wurde ebenfalls eine Preissteigerung von 4,1 ct/kWh$_{Hu}$ im Jahr 2017 (basierend auf typischen Kosten für Arbeitserledigung und Maschinen, Nährstoff, Transport- und Logistikkosten für eine mittlere Transportentfernung von 20 km) auf 4,5 ct/kWh$_{Hu}$ im Jahr 2020 aus dem AEA Gutachten und den Erzeugerpreisentwicklungen abgeleitet (Kalt, 2017).

Für die repräsentativen Substratmischungen nahmen die Gutachter*innen an, dass für Neuanlagen sowie für Bestandsanlagen 30% Wirtschaftsdünger und 10% Zwischenfrüchte eingesetzt werden. Aus dem Wirtschaftsdüngeranteil werden in der Annahme 15% ohne zusätzliche Kosten über hofeigenen Rindermist gedeckt. Für eine Biogasanlage mit 250 kW$_{el}$ wären das Rindermistsubstratmengen von konkret 250 Großvieheinheiten nach (Kalt, 2017). Die Maissilageeinbringung beträgt 40% für Neuanlagen und 50% für Bestandsanlagen. Die Stroheinbringung wurde mit 20% für Neuanlagen und 10% für Bestandsanlagen angenommen. In beiden Fällen, also für Neuanlagen aber auch für Bestandsanlagen, wurde trotz unterschiedlicher Substratmischungen jeweils ein gewichteter Startwert für 2020 von gerundet 3,1 ct/kWh$_{Hu}$ errechnet. Die errechneten Substratkosten weichen kaum von den Substratkosten der Berechnungen des Kompost- & Biogasverbandes ab, die den Gutachter*innen übermittelt wurden.

Für die Projektionen der Substratkosten sowie auch der Wärmeerlöse wurden die Startwerte, gleich wie für feste Biomasse (Kapitel 6.4.2), an die Gaspreisentwicklung des aktuellen Referenzenergieszenarios der Europäischen Kommission gekoppelt. Für die Wärmeerlöse wurden hier die gleichen Annahmen wie bei fester Biomasse unterstellt. Einflussparameter für Biogassubstrate sind neben der Nachfrage auch die wetterabhängigen Ernteergebnisse, Entwicklungen in der Nutztierhaltung sowie für Produktion und Transport die Energiepreise. Nachdem akkurate Prognosen der relevanten Entwicklungen über den hier notwendigen Zeithorizont nicht möglich sind, erschien es sinnvoll, zumindest einheitliche Annahmen für die Entwicklung der Substratkosten, Biomassepreise und Wärmeerlöse anzunehmen.

7.4.2 Technische Parameter für Biogas

Aus dem Ökostrombericht 2020 (E-Control, 2020) wurden die Volllaststunden von Biogasanlagen des besten Drittels mit dem mittleren Drittel gemittelt. Dadurch ergeben sich 8.097,5 Volllaststunden für neue Biogasanlagen. Der gleiche Wert wurde ebenfalls für die Nachfolgeprämie übernommen, wobei festzuhalten ist, dass die azWs der Nachfolgeprämie keine Sensitivitäten bezüglich Volllaststunden aufweisen.

Werte für BNG wurden aus dem Gutachten 2018/2019 übernommen. Für repräsentative Biogasneuanlagen kamen 73% und für die Nachfolgeprämie 65% zum Einsatz (Proidl & Sorger, 2017). Damit liegen die angenommen BNGs über den Mindest-BNG. In § 10 des EAG ist für die Förderung von neu errichteten Anlagen auf Basis von Biogas ein BNG von über 65% und für bestehende Anlagen auf Basis von Biogas von mehr als 60% verpflichtend.

Das detaillierte deutsche Biogasmessprogramm berichtet in Abbildung 6-9 von mittleren elektrischen Wirkungsgraden von 40,2%. Dabei haben 40 von 111 Anlagen einen elektrischen Wirkungsgrad zwischen 41,0% und 43,0% und 57 Anlagen zwischen 37,0% und 40,0% (FNR, 2021). Die Gutachter*innen empfehlen für Neuanlagen einen elektrischen Wirkungsgrad von 42% und für Bestandsanlagen von 38% zu übernehmen. Als thermische Wirkungsgrade wurden 47% für neu errichtete Anlagen und 46% für Nachfolgeprämien angenommen. An dieser Stelle sei noch einmal angemerkt, dass der Gesamtwirkungsgrad (thermische und elektrischer Wirkungsgrad) nicht gleich dem BNG (siehe Kapitel 5) ist. Diese Werte unterscheiden sich durch die ungenutzte Wärmemenge, d.h. der Differenz zwischen produzierter Wärmemenge und genutzter Wärmemenge. Aufgrund der gewählten Parameter beträgt diese Differenz 34% bei den Neuanlagen und 41% bei den Bestandsanlagen.

7.5 Empfehlungen zur Förderung

7.5.1 Berechnete azWs für Biogas

Um einen kosteneffizienten Zubau zu ermöglichen, empfehlen die Gutachter*innen, die in Tabelle 77 gelisteten azWs für die administrative Vergabe von Marktprämien für Neuanlagen sowie für Nachfolgeprämien. Die Annahmen für die Berechnung der azWs leiten die Gutachter*innen teilweise aus bisherigen Gutachten, aus Auswertungen von Betreiberbefragungen bestehender Anlagen und aus zusätzlichen Literatur- und

Datenquellen ab (siehe detaillierte Argumentation in den vorhergehenden Unterkapiteln). Weiters ist darauf zu achten, dass die Berechnung der azWs in Tabelle 77 für die nächsten 20 Jahre Substratkostensteigerungen bis zu 72,6 €/$MWh_{Brennstoff}$ und Wärmeerlössteigerungen bis zu 58,6 €/$MWh_{Wärme}$ antizipiert (siehe Kapitel 7.4.1).

Tabelle 77: Berechnete azWs für das Technologiefeld Biogas

Technologiefeld:		Biogas	Biogas
Biogas KWK	Beispielfall:	administrativ (<0,25 MW)	Nachfolgeprämie
Anlagenspezifikation:			
Engpassleistung Strom	MW_e	0,25	0,25
Stromerzeugung (netto)	MWh_e	1.822	1.822
Stromerzeugung (brutto)	MWh_e	2.024	2.024
Wärmenutzung	MWh_h	1.494	1.438
Wärmeerzeugung	MWh_h	2.265	2.451
Biogaseinsatz	MWh_f	4.820	5.327
Volllaststunden	h/a	8.098	8.098
Brennstoffnutzungsgrad	%	73%	65%
el. Wirkungsgrad	%	42%	38%
th. Wirkungsgrad	%	47%	46%
Kostenparameter:			
Investitionskosten GESAMT	€/kW_e	5.696	0
Betriebskosten GESAMT	€/MWh_e	79,6	91,6
Substratkosten	€/MWh_f	31,0-72,6	31,0-54,9
Wärmeerlöse	€/MWh_h	25,0-58,6	25,0-44,3
WACC Standard	%	3,30	3,30
Inflation	%	1,60	1,60
Berechnete azW:			
$LCOE_{20\ ohne\ Anlagenrestwert}$	€/MWh	**258,31**	**196,92**

Obere Bandbreiten der Förderempfehlungen im Einklang mit aktuellen Marktdynamiken in Energie- und Rohstoffmärkten

Diesjährige Wirtschaftsentwicklungen zeigen aktuell (mit Stand Anfang November 2021) Preisanstiege bzw. Preisturbulenzen in Rohstoff- und Energiemärkten weltweit. Dies hat auch Auswirkung auf die heimische Inflation und aktuelle Baukosten bzw. Baupreise. Zur Darstellung der Einflüsse und Konsequenzen auf die Förderempfehlungen erfolgte im Zuge einer im Oktober und November 2021 durchgeführten Überarbeitung des vorliegenden Gutachtens eine erste Analyse der Auswirkungen der aktuellen Marktdynamiken auf die Stromgestehungskosten sowie die daraus resultierenden Förderempfehlungen. Im

Einklang mit den erhobenen Daten und den darauf fußenden Annahmen – siehe Abschnitt 2.5 hinsichtlich Details hierzu – erfolgte die ergänzende Angabe oberer Bandbreiten bei den Förderempfehlungen.

Bei der Stromerzeugung aus Biogas zeigen die im Zuge der Abschätzung unterstellten Trendentwicklungen, etwa der Anstieg der Investitionskosten um 10% im Vergleich zum Standardfall oder die zeitlich begrenzte Verdopplung der Inflation, aber nur verhältnismäßig geringe Auswirkungen. Demgemäß resultiert **im Fall des Neubaus von kleinen Biogasanlagen (unter 0,25 MW_{el}) eine obere Bandbreite des administrativ festzulegenden azW in Höhe von 267,3 €/MWh_{el}, was einem prozentualen Anstieg von 3,5% im Vergleich zum Standardfall gleicht. Die Nachfolgeprämien sollten gemäß selbigem Schema um lediglich 0,2% angehoben werden.** Grund für die verhältnismäßig geringen Auswirkungen im Bereich der Biogasverstromung ist die Dominanz der Brennstoffkosten und Wärmerlöse in der LCOE-Berechnung. Ein Anstieg der Investitionskosten zeigt demgemäß nur begrenzt Auswirkungen auf die resultierenden Stromgestehungskosten.

Abschließend empfehlen die Gutachter*innen, beim Ausbau der Stromproduktion aus Biogas vor allem auch auf die Anforderungen und Ziele im Raumwärmebereich zu achten. Um Klimaneutralität im Wärmebereich bis 2040 zu sichern, werden zurzeit umfassende Maßnahmen zur Bereitstellung erneuerbarer Wärme sowie für eine effiziente Wärmenutzung z.B.: durch Gebäudesanierung sowie der schrittweise Ausstieg aus fossilen Brennstoffen in der Wärmeversorgung diskutiert. Durch die Festlegung des Mindestbrennstoffnutzungsgrades (siehe Kapitel 2.4) ist bei Biogas die Stromproduktion unweigerlich mit einer Wärmenutzung verschränkt, die im Allgemeinen über Fernwärmenetze oder entsprechende Prozesswärmenutzungen erfolgt. In beiden Fällen ist zu beachten, dass die Wärmeauskopplung räumlich an das Fernwärmenetz bzw. das Vorhandensein des Prozesswärmebedarfs gebunden ist. Daraus ergibt sich die Sinnhaftigkeit einer Verschränkung mit der Energieraumplanung und der Sicherstellung eines wirtschaftlichen Betriebs von Wärmenetzen, insbesondere durch hohe Anschlussgrade im durch Fernwärme versorgten Gebiet.

7.5.2 Alternative: Indexanpassung für Brennstoffkosten- und Wärmeerlösentwicklungen

Die azWs wurden auch für eine konservative Substratkosten- und Wärmeerlösentwicklung berechnet. Dafür wurden diese Entwicklungen, im Unterschied zu den in Tabelle 77 dargestellten Berechnungen, nicht an den Gaspreis gekoppelt. Die daraus resultierenden azWs sind in Tabelle 78 dargestellt. Wie bereits erwähnt, nimmt die Berechnung der azWs in Tabelle 77 für die nächsten 20 Jahren Substratkostensteigerungen bis zu 72,6 €/MWh$_{Brennstoff}$ und Wärmeerlössteigerungen bis zu 58,6 €/MWh$_{Wärme}$ vorweg. Im Gegensatz dazu können die Werte aus Tabelle 78 als azW für die administrative Vergabe herangezogen werden, falls im Zuge einer Abänderung des EAG künftig eine jährliche Indexanpassung für die Substratkosten- und Wärmeerlösanteile vorgesehen wird.

Tabelle 78: Berechnete azW für das Technologiefeld Biogas ohne Kopplung der Brennstoffpreise und Wärmeerlöse an die Gaspreisentwicklung

Technologiefeld:		Biogas	Biogas
Biogas KWK	Beispielfall:	**administrativ (<0,25 MW)**	**Nachfolgeprämie**
LCOE$_{20\ ohne\ Anlagenrestwert}$ ohne Gaspreisentwicklung	€/MWh	**223,21**	**174,59**

7.5.3 Vergleich der berechneten azWs für Marktprämien mit den derzeitigen Einspeisetarifen und der deutschen Förderpraxis

Einspeisetarife für neue Biogasanlagen im Jahr 2019 (unter 150 kW$_{el}$) beliefen sich auf 189,7 €/MWh$_{el}$. Nachfolgetarife wurden auf Basis des jeweiligen BNG vergeben und variierten zwischen 155,7 €/MWh$_{el}$ (für 60,0-62,5% BNG) und 185,7 €/MWh$_{el}$ (für 67,5% BNG). Die von den Gutachter*innen vorgeschlagenen azWs für Neuanlagen liegen deutlich über den derzeitigen Tarifen, sowohl für die Berechnung auf Basis Gaspreisszenarienkopplung (Tabelle 77) als auch für die alternative Berechnung ohne der Szenarienkopplung (Tabelle 78), obwohl alle Eingangsparameter auf den besten verfügbaren Daten beruhen und für die Prämien-azW Berechnung längere Förderdauern angenommen wurden als bei den historischen Tarifen.

7.5.4 Sensitivitätsanalyse Brennstoffnutzungsgrad

In Abbildung 86 ist die Sensitivität der azWs in Bezug auf den Brennstoffnutzungsgrad dargestellt. Die Gutachter*innen nehmen für den azW für Biogasneuanlagen einen BNG von 73% an. Eine Neuanlage mit einem BNG von 65% (Mindestbrennstoffnutzungsgrad) hat einen um 3,6% erhöhten azW, während hocheffiziente Anlagen mit einem BNG von

85% einem um 5,5% reduzierten azW aufweisen. Mit einem steigenden BNG steigt auch die Menge der veräußerten Wärme, die sich preishemmend auf den azW in der Berechnung der Gutachter*innen auswirkt.

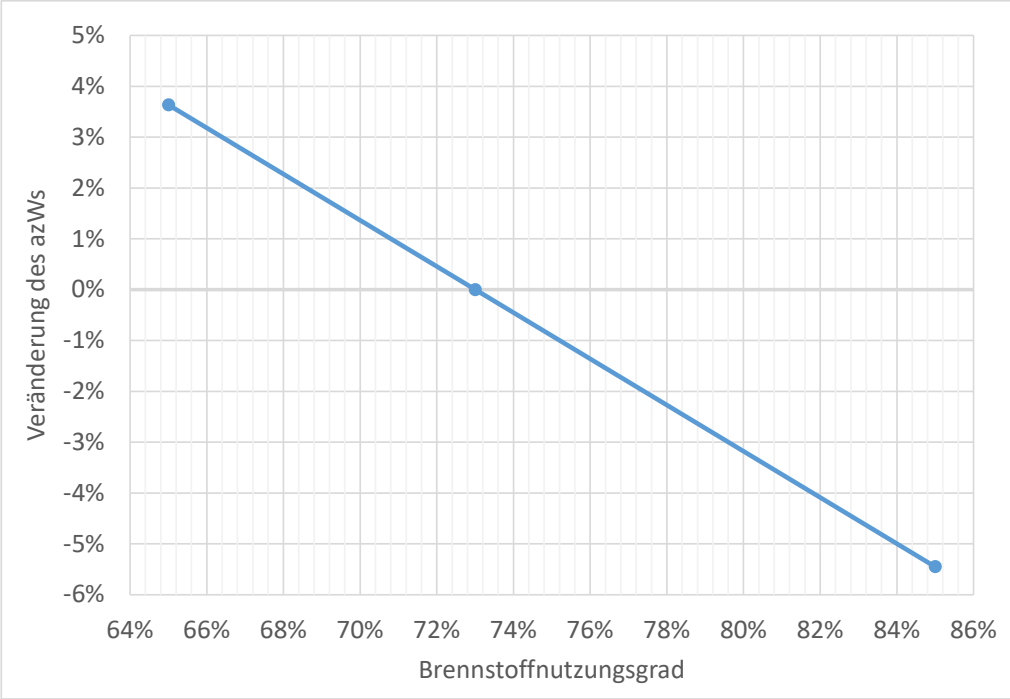


Abbildung 86: Abweichung der berechneten azWs für Biogasneuanlagen für unterschiedliche Brennstoffnutzungsgrade.

Abschließend erfolgt ein Vergleicht des empfohlenen azWs für Neuanlagen mit jenen im aktuellen deutschen Referenzertragsmodell (EEG 2021). Für Biogasanlagen zur Vergärung von Gülle beträgt der azW aktuell, also gemäß EEG 2021, 222,3 €/MWh. Dies deckt sich nahezu vollständig mit der obig hergeleiteten Förderempfehlung für Österreich (223,2 €/MWh). In Deutschland erfolgt, analog zum EAG, eine administrative Vergabe bzw. Festsetzung des azW. In Deutschland ist dieser Fördersatz für Anlagen kleiner als 150 kW_{el} gültig.

8 Ermittlung der Marktprämienhöhe bei Systemwechsel

Das EAG sieht auch für bestehende Photovoltaik-, Windkraft-, Wasserkraft- und Biomasseanlagen, die auf Grundlage des ÖSG noch mittels Einspeisetarifen gefördert werden, die Möglichkeit vor, in das neue Marktprämiensystem mit 20-jähriger Gesamtlaufzeit zu wechseln. Die Höhe der Marktprämie soll hierbei anhand der Restlaufzeit gemäß ÖSG, der maximalen Förderdauer gemäß § 16 des EAG sowie der durch die Marktprämie abzudeckenden Investitions- und Betriebskosten und allfälliger Erlöse aus der Vermarktung von Wärme bemessen werden. Ebenso gilt zu beachten, dass die Umrechnung von Einspeisetarifen mit 13- bzw. 15-jähriger Gesamtlaufzeit auf Marktprämien mit 20-jähriger Laufzeit beihilfenrechtskonform erfolgen sollte.

8.1 Grundsatzempfehlungen

Aus Sicht des Gutachter*innen-Teams werden hierfür folgende **Grundsatzempfehlungen** ausgesprochen:

1. Für bestehende Anlagenbetreiber*innen erscheint ein Wechsel in das neue Marktprämiensystem nur im Falle einer bestehenden Betriebsförderung (im Rahmen des ÖSG) zulässig. Anlagenbetreiber*innen, die in der Vergangenheit lediglich eine Investitionsbeihilfe, aber keine Betriebsförderung erhalten haben, sollte hingegen keine Wechselmöglichkeit eingeräumt werden, da dies einer Überförderung gleichzusetzen wäre und in Folge die Beihilferechtskonformität nicht gewährleistet werden könnte.
2. Bei Inanspruchnahme der Wechselmöglichkeit von einer Tarifförderung in das neue Marktprämiensystem gilt es, eine angemessene Höhe der Marktprämie zu bestimmen:
   - Hierfür wird die Etablierung eines einfachen und transparenten Schemas empfohlen, das sich primär an der Förderregelung für äquivalente Neuanlagen orientieren sollte – unter Berücksichtigung entsprechender technologiespezifischer Abschläge je nach Restlaufzeit gemäß ÖSG. Damit sollte eine Fairness gewahrt sein hinsichtlich der Behandlung von Bestand und Neubau.

- Aufgrund der Vielfalt an (teils minimal) unterschiedlichen Fördertarifregelungen in der Vergangenheit empfiehlt sich im Gegenzug, für bestehende Anlagen die bisherige Tarifhöhe (im ÖSG) nicht in die Berechnungsmethode zur Festlegung der künftigen Marktprämienhöhe bei Inanspruchnahme der Wechselmöglichkeit einfließen zu lassen.

8.2 Berechnungsschema zur Bestimmung der Marktprämienhöhe

Zur Bestimmung der Marktprämienhöhe bei fester Biomasse, Photovoltaik, Wasserkraft und Windkraft wird folgendes **Berechnungsschema** empfohlen:

- Für Anlagen im ÖSG, die zwar eine Förderzusage erhalten haben, aber noch nicht in Betrieb gingen, gelten die gleichen Konditionen wie für entsprechende Neuanlagen gemäß EAG.
- Für jene Anlagen im ÖSG, deren Inbetriebnahme bereits erfolge, wird eine Abschlagsregelung empfohlen, die sich an der bereits erfolgten Verweildauer im bestehenden ÖSG Förderschema bemisst. Die vorgeschlagene Abschlagsregelung umfasst folgende Detailaspekte:
  - Als Basiswert dient hierbei analog zu noch nicht in Betrieb gegangenen Anlagen die Marktprämie (azW_{NEU}) einer äquivalenten Neuanlage.
  - Hinsichtlich der Abschlagsregelung wird die Anwendung der in Tabelle 79 auf Technologieebene spezifizierten pauschalen prozentualen Abschlagsfaktoren (AF) empfohlen. Diese Abschlagsfaktoren beschreiben die prozentuale jährliche Minderung des Basiswerts, je nach Verweildauer im bestehenden ÖSG. Konkret handelt es sich hierbei um multiplikative Faktoren (in % pro Jahr), die zur Ermittlung des prozentualen Abschlags einer bestehenden Anlage mit der bereits verstrichenen Verweildauer (VD in Jahren) im bestehenden ÖSG zu multiplizieren sind. Der resultierende Abschlag vermindert schlussendlich den Basiswert entsprechend. Die folglich ermittelte Marktprämienhöhe ($azW_{BESTAND}$) bleibt hingegen, analog zu den Regelungen für Neuanlagen, über die gesamte Restförderdauer im EAG nominal konstant. Der formale Zusammenhang beschreibt sich wie folgt:

$$azW_{BESTAND} = azW_{NEU} * (1 - AF * VD)$$

$azW_{BESTAND}$	Anzulegender Wert der Bestandsanlage bei Wechsel ins EAG (in Cent/kWh)
azW_{NEU}	Anzulegender Wert einer äquivalenten Neuanlage im EAG (in Cent/kWh

AF Abschlagsfaktor (in %/Jahr)
VD Verweildauer im ÖSG (in Jahren) (im ÖSG)

Im Vergleich zu anderen Technologien empfiehlt sich für Biogas eine Sonderregelung aufgrund der außergewöhnlichen Kostenentwicklung und der entsprechend hohen Förderanreize für Neuanlagen (im Vergleich zum Bestand). Zur Wahrung der Kosteneffizienz sollte folglich für Biogas-Bestandsanlagen keine Wechselmöglichkeit vorgesehen werden, sondern auf bestehende Anreize wie etwa die Tarifregelungen und die Regelungen zur Nachfolgeprämie zurückgegriffen werden.

Tabelle 79: Technologiespezifische prozentuale jährliche Abschlagsfaktoren zur Minderung der Marktprämienhöhe bei Inanspruchnahme der Wechselmöglichkeit

Technologiefeld:	Photovoltaik	Windenergie	Wasserkraft	Feste Biomasse	Biogas
Pauschale jährliche Abschlagsfaktoren (zu multiplizieren mit der verstrichenen Verweildauer in Jahren im bestehenden ÖSG) **[%/Jahr]**	**2,5%**	**1,5%**	**2,2%**	**2,1%**	**1,6%**

Tabelle 79 angeführten pauschalen technologiespezifischen Abschlagsfaktoren erfolgte auf Basis nachfolgend dargelegter Überlegungen:

- Eingangs wurde ein für die jeweilige Technologie repräsentativer Basiswert (azW_{NEU}) festgelegt, der die Erlöserwartung einer entsprechenden durchschnittlichen Neuanlage (im EAG) kennzeichnet:
  - Bei der Photovoltaik bemaß sich dieser an der LCOE-Berechnung (vgl. Tabelle 22) bzw. an der Höchstpreisempfehlung für die Ausschreibung abzüglich des hierbei angesetzten pauschalen Aufschlags).
  - Bei der Windenergie entsprach dieser dem Basis-azW einer Normanlage am Normstandort (vgl. entsprechende Angaben in Abschnitt 4.4.3).
  - Bei der Wasserkraft wurde hierfür der Mittelwert der in den jeweiligen Förderkategorien empfohlenen azW der jeweils höchsten Vergütungsstufe herangezogen, also der jeweils kleinsten Größenklasse.
  - Bei fester Biomasse diente hierfür die Höchstpreisempfehlung für die Ausschreibung abzüglich des hierfür angesetzten pauschalen Aufschlags (vgl. entsprechende Angaben in Abschnitt 6.5).
  - Bei Biogas kam der empfohlene azW einer Neuanlage zur Anwendung (vgl. Angaben in Abschnitt 7.5.1).

- In einem zweiten Schritt wurde der spezifische Erlös einer Bestandsanlage nach dem Auslaufen der Förderung approximiert. Dies kennzeichnet die Erlössituation in Folgejahren von Bestandsanlagen gegen Ende der regulären Förderdauer. Hierzu diente bei Photovoltaik, Wasserkraft und Windenergie die Strompreiserwartung im Mittel der kommenden Jahre. Bei rohstoffabhängigen Technologien wie feste Biomasse und Biogas wurde hierzu die jeweilige Nachfolgeprämienempfehlung herangezogen.
- Beide Angaben, also der hohe Basiswert, der die Erlöserwartung einer Neuanlage skizziert, und die im Vergleich hierzu niedrigere Erlöserwartung für Bestandsanlage gegen Ende der Förderdauer spannen in passender Form den Erlöskorridor für Bestandsanlagen auf. Sie dienen als Ankerpunkte der Abschlagsberechnung.
- Zur Ermittlung der pauschalen Abschläge wurde zwischen diesen beiden Ankerpunkten ein linearer Trend hinterlegt. Dividiert man die Differenz zwischen Basiswert und der Erlöserwartung am Ende der Förderdauer durch die im alten Fördersystem gewährte Förderdauer, so resultiert der pauschale jährliche Abschlag. Der empfohlene Abschlagsfaktor kann schlussendlich ermittelt werden durch Bezug zum Basiswert, also der Division des jährlichen Abschlags in absoluter Höhe durch den entsprechenden Basiswert.

Tabelle 80: Herleitung der empfohlenen jährlichen Abschläge zur Minderung der Marktprämienhöhe in Abhängigkeit von der Verweildauer im bisherigen Fördersystem

Technologiefeld:	Photovoltaik	Windenergie	Wasserkraft	Feste Biomasse	Biogas
Basiswert [Cent/kWh]	**8,04**	**6,75**	**7,65**	**15,24**	**25,83**
Jahr 1	7,84	6,65	7,48	14,91	25,42
Jahr 2	7,64	6,55	7,31	14,58	25,01
Jahr 3	7,44	6,44	7,14	14,26	24,60
Jahr 4	7,23	6,34	6,97	13,93	24,19
Jahr 5	7,03	6,24	6,79	13,60	23,78
Jahr 6	6,83	6,14	6,62	13,28	23,37
Jahr 7	6,63	6,04	6,45	12,95	22,96
Jahr 8	6,43	5,94	6,28	12,62	22,56
Jahr 9	6,23	5,83	6,11	12,30	22,15
Jahr 10	6,03	5,73	5,94	11,97	21,74
Jahr 11	5,83	5,63	5,77	11,65	21,33
Jahr 12	5,63	5,53	5,60	11,32	20,92
Jahr 13	5,43	5,43	5,43	10,99	20,51
Jahr 14				10,67	20,10
Jahr 15				10,34	19,69
Strompreismittel (mittlerer Trend) 2022-2028 [Cent/kWh]	**5,43**	**5,43**	**5,43**	**10,34**	**19,69**
Jährlicher Abschlag [Cent/kWh]	**0,20**	**0,10**	**0,17**	**0,33**	**0,41**

Die Herleitung der pauschalierten Abschlagsfaktoren wird durch die Angaben in Tabelle 80 anschaulich ergänzt. Ebenso bietet diese Tabelle für Betreiber*innen von Bestandsanlagen auch einen ersten Ausblick auf mögliche Förderhöhen bei Inanspruchnahme der Wechselmöglichkeit ins neue EAG. Das vorgeschlagene Berechnungsschema folgt hierbei klar der EAG Vorgabe, Förderhöhen abhängig von der Verweildauer im bestehenden (ÖSG) Förderschema zu gestalten.

Bei Inanspruchnahme der Wechselmöglichkeit von einer Tarifförderung in das neue Marktprämiensystem 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, Photovoltaik, Wasserkraft und Windenergie primär an der Förderregelung für äquivalente Neuanlagen orientieren sollte – unter Berücksichtigung entsprechender technologiespezifischer Abschläge je nach Restlaufzeit gemäß ÖSG. Damit sollte eine Fairness gewahrt sein hinsichtlich der Behandlung von Bestand und Neubau.

*Ein entsprechendes Schema wurde vom Gutachter*innen-Team entwickelt und die Berechnungslogik sowie resultierende Förderempfehlungen im Rahmen dieses Abschnitts vorgestellt.*

Im Vergleich zu anderen Technologien empfiehlt sich für Biogas eine Sonderregelung aufgrund der außergewöhnlichen Kostenentwicklung und der entsprechend hohen Förderanreize für Neuanlagen (im Vergleich zum Bestand). Zur Wahrung der Kosteneffizienz sollten folglich für Biogas-Bestandsanlagen primär bestehende Anreize weitergeführt werden.

9 Anhang A: Empfehlungen für die Verordnungen

9.1 VO zur Festlegung der Höchstpreise für Biomasse, PV & Wind Gesetzliche Kriterien (siehe v.a. EAG §§ 10-18)

VO zur Festlegung der Höchstpreise für Biomasse & PV

Technologiefeld:	Photovoltaik	Feste Biomasse	Feste Biomasse-Repowering
Höchstpreis in Cent/kWh	**8,44**	**16,76**	**16,12**

(entspricht einem Abschlag von 3,8% i.V. zur Neuanlage)

Technologiefeld:	Windenergie			
Unterkategorie:	Basis-wert (Norm-standort)	Charakteristika der Standortdifferenzierung	Bandbreite Zu- bzw. Abschläge	Formeltechnische Spezifikation der Standort-differenzierung
Spezifikation AzW in Cent/kWh etc.	**6,75**	**Die Standortdifferenzierung erfolgt auf Basis des rotorflächenspezifischen Ertrags einer Normanlage am Normstandort. Als Bezugsbasis dient hierbei ein spezifischer Jahresstromertrag von 694,0 kWh/m² (siehe Detailausführungen in Abschnitt 4 des Berichts)**	**+20% bis -14%**	**Der Korrekturfaktor (Zu- bzw. Abschlag zum Basis-azW) lässt sich aus dem gemessenen rotor-flächenspezifischen Jahresertrag (x) einer WKA wie folgt ermitteln:** $y = -2{,}1974E\text{-}11x^4 + 5{,}8857E\text{-}08x^3 - 5{,}6097E\text{-}05x^2 + 2{,}1102E\text{-}02x - 2{,}2027$

VO zur Festlegung des anzulegenden Wertes für die Berechnung der Marktprämie für Wasserkraft

Technologiefeld:	Wasserkraft Neubau	
Unterkategorie:	Wasserkraft neu	Wasserkraft neu (unter Verwendung eines Querbauwerkes)
AzW in Cent/kWh		
die ersten 500 MWh	**10,3**	**9,6**
die nächsten 500 MWh	**9,0**	**8,4**
die nächsten 1.500 MWh	**7,7**	**7,2**
die nächsten 2.500 MWh	**6,4**	**6,0**
über 5.000 MWh	**7,4**	**7,0**

Technologiefeld:	Wasserkraft revitalisiert bis 1 MW (nach Revitalisierung)		
Unterkategorie:	Revitalisierungsgrad bis 60%	Revitalisierungsgrad 61-200%	Revitalisierungsgrad >200%
AzW in Cent/kWh			
die ersten 500 MWh	**5,7**	**7,2**	**8,9**
die nächsten 500 MWh	**5,1**	**6,8**	**8,1**
die nächsten 1.500 MWh	**4,5**	**6,3**	**7,0**
über 2.500 MWh	**4,5**	**4,7**	**4,5**

Technologiefeld:	Wasserkraft revitalisiert über 1 MW (nach Revitalisierung)
AzW in Cent/kWh	
die ersten 5.000 MWh	**9,2**
die nächsten 20.000 MWh	**8,6**
über 25.000 MWh	**6,7**

VO zur Festlegung des anzulegenden Wertes für die Berechnung der Marktprämie für Biomasse & Biogas

Technologiefeld:	Feste Biomasse		Biogas
Unterkategorie:	Basiswert (<0,5 MW)	Rohstoffkategorie SN17 Reststoffe (-15%)	<0,5 MW
AzW in Cent/kWh	**21,06**	**17,90**	**25,83**
AzW in Cent/kWh bei Repowering	**19,79**	**16,82**	

VO zur Festlegung des anzulegenden Wertes für die Berechnung der Nachfolgeprämie für Biomasse und Biogas

Technologiefeld:	Feste Biomasse		Biogas
Unterkategorie:	<0,5 MW	>0,5 MW	
Höchstpreis in Cent/kWh	**14,72**	**10,34**	**19,69**

9.4 VO zur Höhe der Marktprämie bei Inanspruchnahme der Wechselmöglichkeit (siehe v.a. EAG §§ 10, 16 und 53)

VO zur Höhe der Marktprämie bei Inanspruchnahme der Wechselmöglichkeit

Technologiefeld:	Photovoltaik	Windenergie	Wasserkraft	Feste Biomasse	Biogas
Basiswert	**Für Anlagen im ÖSG, die noch nicht in Betrieb gingen, gelten die selben Konditionen wie für entsprechende Neuanlagen gemäß EAG. Für jene Anlagen im ÖSG, deren Inbetriebnahme bereits erfolge, wird eine Abschlagsregelung empfohlen, die sich an der bereits erfolgten Verweildauer im bestehenden ÖSG Förderschema bemisst. Hierfür werden unterhalb aufgelistete pauschale Abschlagsfaktoren auf Technologieebene empfohlen.**				**Für Biogas empfiehlt sich eine Sonder-regelung aufgrund der außergewöhnlichen Kostenentwicklung. Hier sollten primär bestehende Anreize weitergeführt werden.**
Pauschale jährliche Abschlagsfaktoren (zu multiplizieren mit der verstrichenen Verweildauer in Jahren im bestehenden ÖSG) **[%/Jahr]**	**2,5%**	**1,5%**	**2,2%**	**2,1%**	**1,6%**

VO zur Änderung des Abschlages für PV-Freiflächenanlagen

Technologiefeld:	Photovoltaik
Unterkategorie:	Freiflächenanlage
Abschlag in % (des Basis-AzWs)	**auf Minimum begrenzen**

Siehe Ausführungen unter Punkt 8.2.

9.7 VO für die Gewährung von Investitionszuschüssen (siehe v.a. EAG §§ 54-58)

VO für die Gewährung von Investitionszuschüssen

Technologiefeld:	Photovoltaik				PV-Strom-speicher	Wind-energie	Wasserkraft		Biomasse-BHKW
Unterkategorie:	Kategorie A	Kategorie B	Kategorie C	Kategorie D			Neuer-richtung	Revitali-sierung	
Investitionszuschuss in €/kW	**285**	**230**	**175**	**150**	**200***	**575**	**1.450**	**1.900**	**2.100**

*€/kWh im Fall von PV Stromspeicher

10 Anhang B: Standortdifferenzierung bei der Förderung der Windkraft - Überblick und Kurzbewertung verschiedener Optionen

Für die Umsetzung einer Standortdifferenzierung der Förderung von Windkraft kommen prinzipiell unterschiedliche Optionen in Frage, da relevante Passagen des zu Arbeitsbeginn gültigen EAG-Entwurfs (Stand: 12.1.2021) hier deutungsoffen erschienen. Die im Rahmen der gutachterlichen Tätigkeit vorgesehene Ausarbeitung eines konkreten Modells zur Standortdifferenzierung für Windkraft erforderte folglich eine Präzisierung und Festlegung auf eine dieser Optionen. Als Unterstützung hierbei wurden im Rahmen eines Kurzpapiers drei konkrete Optionen erklärt und hinsichtlich ihrer Vor- und Nachteile analysiert. Ergänzend zur verknappten vergleichenden Kurzbewertung im Hauptteil dieses Berichts bietet dieser Anhang nachfolgend eine umfassendere Vorstellung der betrachteten Optionen.

10.1 Das deutsche Referenzertragsmodell

10.1.1 Kurzbeschreibung

Mit der Einführung des Erneuerbaren-Einspeisegesetzes im Jahr 2000 wurde das deutsche Referenzstandortmodell erstmalig implementiert und seit an mehrmals angepasst. Mit dem EEG 2017 erfolgte ein Umstieg von einem zweistufigen auf ein einstufiges Referenzertragsmodell, vor allem um Missbrauchsmöglichkeiten zu reduzieren. In Deutschland werden seit an für Windenergie an Land Ab- und Aufschläge zu den im Rahmen der Ausschreibungen ermittelten azW verwendet, um die unterschiedliche Windhöffigkeit verschiedener Windstandorte auszugleichen. Die Ab- und Aufschläge werden im Vergleich zu einem Normstandort, dem Referenzstandort, berechnet. Mit dem EEG 2021 erfolgten weitere Anpassungen – hinsichtlich Referenzertrag ein Absenken der unteren Schranke hinsichtlich Standortgüte. Im Folgenden wird das aktuell geltende Referenzertragsmodell erläutert.

Das deutsche Referenzertragsmodell im Detail[87]

Systematik:

- Es wird eine standardisierte Modellumgebung definiert (Referenzstandort). Dies umfasst gemäß EEG 2017 eine Referenzwindgeschwindigkeit von 6,45 m/s, eine Referenznabenhöhe von 100 m und einem Hellmann-Exponent von 0,25 zur späteren Umrechnung der mittleren Windgeschwindigkeit auf Anlagen-spezifische Nabenhöhe.
- Es wird der Ertrag berechnet, den die Windkraftanlage an diesem Referenzstandort innerhalb von fünf Jahren maximal erwirtschaften könnte (→ Referenzertrag (RE)).
- Der RE wird mit dem durch ein Gutachten ermittelten Standortertrag (SE) ins Verhältnis gesetzt, woraus sich die Standortgüte (SG) ergibt.
- Nach der ermittelten SG richtet sich die spätere Vergütungshöhe (siehe Abbildung 87).
- Anlagenhersteller reichen die von akkreditierten Gutachter*innen gemäß einer Technischen Richtlinie (TR) für jede Windkraftanlagentype bzw. Anlagenkonfiguration spezifisch berechneten Referenzerträge bei der Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien (FGW e.V.) ein. Es sei hierbei erwähnt, dass FGW e.V. eine zentrale Rolle in der Administration des Referenzertragsmodells in Deutschland einnimmt – neben Akkreditierung von Windgutachten etwa auch in der Erstellung von entsprechenden Technischen Richtlinien.

Das einstufige Verfahren (gemäß EEG 2017):

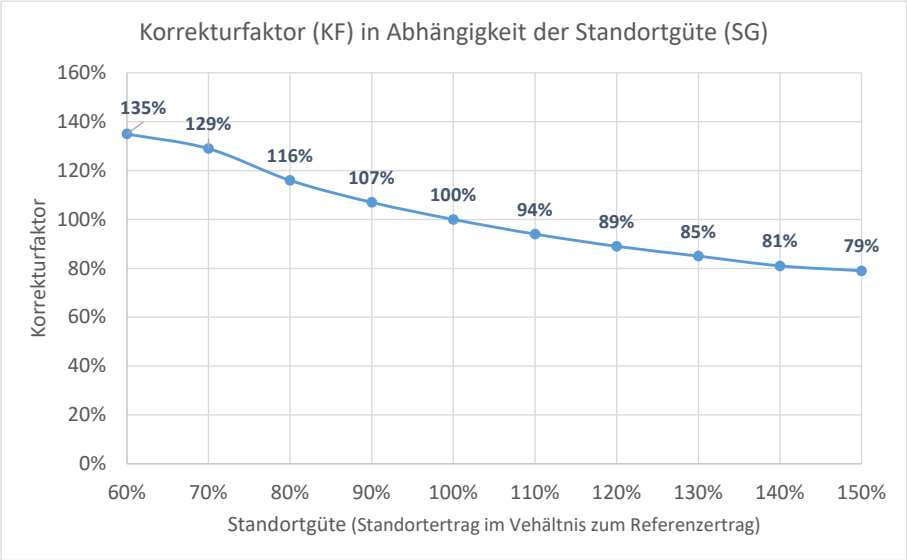
- Seit EEG 2017 wurde auf ein einstufiges Verfahren umgestellt, welches die Vergütungshöhe mit Hilfe von Korrekturfaktoren (KF) an die Standortgüte (SG) anpasst.
- Hierfür ist die SG durch ein Ertragsgutachten beim Netzbetreiber zu belegen.
- Die Überprüfung der SG nach Inbetriebnahme erfolgt nach 5, 10 und 15 Betriebsjahren anhand real eingespeister Energiemengen – unter Berücksichtigung der sogenannten *fiktiven Strommengen*[88].
- Das Verfahren zur Bestimmung des SE vor Inbetriebnahme bzw. nach Inbetriebnahme wird in Technischen Richtlinien im Detail beschrieben.

---

87 Basierend auf Informationen bereitgestellt seitens Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien FGW e.V., siehe www.wind-fgw.de.

88 Laut Definition in Anlage 2 des EEG 2017 müssen zu den eingespeisten Strommengen die sogenannten fiktiven Strommengen hinzuaddiert werden. Diese beinhalten entgangene Erträge durch das Einspeisemanagement sowie nicht erzeugte Strommengen aufgrund technischer Nichtverfügbarkeit von mehr als 2 Prozent bzw. sonstige Abschaltung oder Drosselung.

Stützwerte bezüglich KF in Abhängigkeit der Standortgüte einer WEA in Deutschland veranschaulicht Abbildung 87. Es sei abschließend erwähnt, dass aufgrund der vorliegenden Definition des Referenzstandorts – hier wird für den Normstandort ein vergleichsweise hoher Windertrag unterstellt – die Standortgüte realisierter Windkraftanlagen im Regelfall kleiner 1 ist, was im Zuge der Förderabwicklung eine Anhebung der gemäß Ausschreibung ermittelten azWs zur Folge hat.



10.1.2 Bewertung

Nachfolgend bietet Tabelle 81 einen Überblick über die Vor- und Nachteile des deutschen Referenzertragsmodells gemäß der hier durchgeführten Expertenbewertung. Hierbei stehen die Erreichung des Regulierungsziels, also konkret die hieraus resultierende Standortdifferenzierung bei der Windenergie, sowie die Umsatzbarkeit bzw. Übertragbarkeit im österreichischen Kontext im Vordergrund.

Tabelle 81: Bewertung des deutschen Referenzertragsmodells

Erreichte Standortdifferenzierung / Treffsicherheit	
Vorteile	**Nachteile**
• Eine Standortdifferenzierung der Windenergieförderung wurde erreicht und auf Basis durchgeführter Gesetzesänderungen erfolgte eine ständige	• Hohe Komplexität des Systems, insbesondere auch die Anlagentypen-spezifische Referenzertragsermittlung, erschwert ein Abschätzen der Folgewirkungen

Anpassung an neue Gegebenheiten, was tendenziell Verbesserungen implizierte • Das Abschöpfen von Überrenditen bei guten Standorten ist auf Basis des Modells möglich und wurde auch erreicht • Es besteht (dennoch) ein klarer Anreiz vorrangig in effiziente Standorte zu investieren, da Nachteile durch geringere Windhöffigkeit nicht vollständig ausgeglichen werden	• Intransparenz bzgl. tatsächlicher Förderhöhen (beispielsweise bei publizierten Ausschreibungsergebnissen, wo im Regelfall lediglich Informationen bzgl. gebotener azW, aber keine Angaben zur SG publiziert werden) • Der Einfluss auf die regionale Verteilung der Windenergie in Deutschlang blieb bis dato eher gering
Abschätzung der Umsetzbarkeit in Österreich	
Vorteile	**Nachteile**
• Gutachter*innensystem und -regeln bei direkter Übernahme des deutschen Systems bereits implementiert und etabliert • Eine etablierte Institution zur administrativen Abwicklung einiger Elemente eines österreichischen Referenzertragsmodells nach deutschem Schema wäre (in Deutschland) vorhandenen (FGW e.V.) • Das deutsche Förderschema fände in der österreichischen Windbranche erwartungsgemäß hohe Akzeptanz (aufgrund langjähriger intensiver Diskussionen diesbezüglich)	• Komplexes Gutachterwesen und Verwaltungsaufwand auf Betreiber- und Behördenseite – insbes. die regelmäßige Überprüfung der tatsächlichen und fiktiven Stromerträge (und damit verbundene weiterführende Gutachten) • In Deutschland ist eine Akkreditierung der Gutachter*innen vorgeschrieben. Da es in Österreich derzeit nur ein Unternehmen gibt, das akkreditiert ist, würde eine Übernahme dieser Anforderung dazu führen, dass regional erfahrene österreichische Gutachter*innen in einer Anfangsphase ggf. noch nicht anerkannt wären. • Komplexe Administration impliziert auch eine hohe Kostenbelastung auf Anlagenbetreiber- und Behördenseite → dies sind vermeidbare Ausgaben die treffsicherer verwendet werden könnten • Bei direkter Übernahme Abhängigkeit vom Fortbestehen des Modells in Deutschland, wo das Modell ab und an zur Diskussion steht • EU-Kommission hinterfragt regelmäßig die Vereinbarkeit des Modells mit EU-Beihilferecht

Im Fazit kann festgehalten werden, dass das deutsche Referenzertragsmodell sicherlich tauglich erscheint, die gewünschte Standortdifferenzierung bei der Förderung der Windenergie zu erreichen.

Es erwies sich aber in der Administration und der Praxis als sehr komplex und in manchen Bereichen vergleichsweise intransparent. Ein Übertragen des deutschen Referenzertragsmodells auf Österreich impliziert ebenso eine aufgrund der institutionellen Ankopplung unvermeidbare Abhängigkeit vom Fortbestehen des Fördermodells in Deutschland, wo dieses ab und an zur Diskussion steht.

Im Falle der Präferenz für dieses System und gewünschter identer Implementierung zu Deutschland besteht ggf. Anpassungsbedarf beim EAG Gesetzesentwurf (Stand 12.1.2021) hinsichtlich der Definition des Norm- bzw. Referenzstandorts: Gemäß EAG Entwurf soll hiermit ein hinsichtlich Stromertrag durchschnittlicher österreichischer Windkraftanlagenstandort beschrieben werden, während im deutschen EEG der Referenzstandort eine willkürlich gesetzte Bezugsbasis darstellt, deren festgelegten Standorteigenschaften keineswegs den durchschnittlichen Windstromertrag für Deutschland (oder Österreich) beschreiben. Ebenso empfiehlt sich eine Anpassung der Bezugsgrößen-Definition des Normstandorts in §42 von „[Der Normstandort hat] … anhand der Jahreswindgeschwindigkeit, des Höhenprofils und der Rauhigkeitslänge widerzuspiegeln.“ in „… anhand der Jahreswindgeschwindigkeit und eines Höhenwindprofils laut EEG 2017 widerzuspiegeln“.

10.2 Das französische Produktionsstufenmodell zur Standortdifferenzierung

10.2.1 Kurzbeschreibung

Eine Standortdifferenzierung der Förderung für Strom aus Windkraftanlagen gemäß der spezifischen Winderträge hat auch in Frankreich Tradition. So wurde bereits im Jahr 2006 eine Kopplung der Förderhöhe bei Windenergie an die tatsächlich erreichten Stromerträge etabliert. Als Bemessungsgrundlage dienten hierfür die erreichten Volllaststunden – es wurde ergo die auf Jahresbasis produzierte Strommenge mit der elektrischen Leistung der Windkraftanlage in Verhältnis gesetzt. Diese vergleichsweise einfache Bemessungsgrundlage bedingte aber gewisse Ausprägungen in der Anlagenausgestaltung - so wurde tendenziell eine hohe Generatorleistung bei vergleichsweise geringem Rotordurchmesser angereizt, was mancherorts zu Kritik führte.

Im Zuge des Übergangs auf Marktprämiensysteme (anstelle von fixen Einspeisetarifsystemen) verbunden mit Ausschreibungen für die wettbewerbliche

Zuschlagsvergabe und Bestimmung der Vergütungshöhen kam es aber ab zu einem Systemwechsel hinsichtlich der Standortdifferenzierung bei Windenergie an Land. Konkret besteht in Frankreich seit 2017 (zusätzlich zu den Ausschreibungen für Windparks mit mehr als 6 Turbinen) für kleinere Windparks die Möglichkeit, eine administrativ gesetzte gleitende Prämie in Anspruch zu nehmen – das sogenannte System des *Guichet Ouvert*.

Wie in Tabelle 82 im Überblick dargestellt, erfolgt in Frankreich seit an eine Abstufung der spezifischen Vergütung nach dem im Betriebsjahr erzielten tatsächlichen Stromertrag. Konkret wurden zwei Vergütungsstufen definiert:

- eine hohe Anfangsvergütung (d.h. 72 bis max. 74 €/MWh) und nach Überschreiten des Produktionsdeckels eine vergleichsweise niedrige Grundvergütung (40 €/MWh).
- Die Höhe der Anfangsvergütung variiert geringfügig in Abhängigkeit des Rotordurchmessers der Turbine: minimal 72 €/MWh (bei Rotordurchmessern größer 100 m) bis maximal 74 €/MWh (bei Rotordurchmessern kleiner als 80 m).

Tabelle 82: Überblick zu Vergütungen für Windenergie in Frankreich im System *Guichet Ouvert* gemäß Tariferlass vom 6. Mai 2017 (Quelle: (Wagenhäuser, 2020))

Rotordurchmesser	**Anfangsvergütung**	**Grundvergütung**
<80 Meter	74 €/MWh	40 €/MWh
80 bis 100 Meter	Lineare Interpolation	
>100 Meter	72 €/MWh	

Zudem beeinflusst der Rotordurchmesser auch die Dauer der Zahlung der höheren Anfangsvergütung pro Betriebsjahr, was einen entscheidenden Einfluss auf die Höhe der spezifischen Gesamtvergütung ausübt und im Wesentlichen von der Standortgüte, also der Windhöffigkeit, beeinflusst wird. Konkret findet zur Berechnung des Produktionsdeckels P (beim Übergang von hoher auf niedriger Vergütungsstufe) die in Anhang I des entsprechenden Tariferlasses definierte Formel Anwendung:

$$P = \frac{1}{20}\sum_{i=1}^{n} K_i\, \pi \left(\frac{D_i}{2}\right)^2 \text{ mit } K_i = \frac{13}{D_i/110}.$$

P… Produktionsdeckel

D… Rotordurchmesser

n… Anzahl der Turbinen

Neben Windhöffigkeit werden auf Basis dieser Formel und der zugrundeliegenden Parametrierung Unterschiede in der typischen Anlagenkonzeption, konkret der Nabenhöhe und den damit zugrundeliegenden Windverhältnissen, ausgeglichen.[89]

Nachfolgend zeigt Tabelle 83 einige Beispielrechnungen, um die Auswirkung der Regelung auf die Höhe der im Mittel pro Betriebsjahr erzielten spezifischen Vergütung für verschiedene Windparks zu verdeutlichen. Es zeigen sich diverse Effekte hinsichtlich Standortdifferenzierung:

- So zeigt sich bei den Starkwindstandorten (Park 1 und 2) idente Vergütungssätze trotz angenommener Unterschiede in der Anlagenkonzeption (vgl. Unterschiede im Verhältnis Rotor zu Generator sowie daraus resultierender Differenzen hinsichtlich erzielbarer Stromerträge bzw. Volllaststunden).
- Erwartungsgemäß beeinflusst die Standortqualität die Höhe der Vergütung – wie der Vergleich von Park 2, 3 und 4 offenbart.
- Die Anzahl der Turbinen pro Windpark hat hingegen keinerlei Einfluss auf die Höhe der spezifischen Vergütung.

Tabelle 83: Fallbeispiele zur Standortdifferenzierung der Vergütungen im Rahmen des französischen Produktionsstufenmodells

Fallbeispiele Windparks	Anzahl Turbinen	Nennleistung / Turbine	Rotordurch-messer	Vollast-stunden	Ertrag/Jahr	Produktions-deckel (Stufe 1)	Gesamtver-gütung/Jahr	Spezifische Gesamtver-gütung pro MWh
Einheit:		MW	m	h/a	MWh	MWh	€	€/MWh
Park 1 (Starkwind)	6	3	80	2.125	38.250	26.955	2.446.468 €	64,0 €
Park 2 (Starkwind)	6	3	100	2.500	45.000	33.694	2.878.197 €	64,0 €
Park 3 (Schwachwind)	6	3	100	1.700	30.600	33.694	2.203.200 €	72,0 €
Park 4 (mittlere Windverh.)	3	3	100	2.125	19.125	16.847	1.304.099 €	68,2 €

10.2.2 Bewertung

Tabelle 84 gibt Überblick zu Vor- und Nachteilen des französischen Produktionsstufenmodells gemäß der im Rahmen dieses Kurzvergleichs durchgeführten Expertenbewertung. Wie zuvor am Beispiel des deutschen Referenzertragsmodells

89 Eine hinsichtlich Rotordurchmesser kleinere Anlage weist im Regelfall eine geringere Nabenhöhe auf und verfügt somit über andere Windverhältnisse als eine entsprechend größer dimensionierte Anlage.

erwähnt, stehen hierbei die Erreichung der Standortdifferenzierung hinsichtlich Windertrag und die Umsatzbarkeit bzw. Übertragbarkeit in Österreich im Zentrum der Bewertung.

Tabelle 84: Bewertung des französischen Produktionsstufenmodells

Erreichte Standortdifferenzierung / Treffsicherheit	
Vorteile	**Nachteile**
• Standortdifferenzierung der Windenergieförderung wurde erreicht - auf Basis der 2017 durchgeführten Gesetzesänderung erfolgte eine maßgebliche Verbesserung hinsichtlich Treffsicherheit (neu: Produktionsdeckel auf Basis von spezifischem Ertrag und Anlagenkonzeption) • Das Abschöpfen von Überrenditen bei guten Standorten ist auf Basis des Modells möglich und wurde auch erreicht • Je nach Parametrierung können klare Anreize gesetzt werden, vorrangig in effiziente Standorte zu investieren • Als Bezugsgröße kann und soll hier primär die Standortqualität gewählt werden • Automatischer Ausgleich (unerwünschter) dynamischer Effekte (z.B. Schwankungen im jährlichen Windertrag oder die spätere Verminderung von Erträgen durch den weiteren Windkraftausbau in naher Umgebung des Windparks)	• Exakte Parametrierung bestimmt die Treffsicherheit des Systems – sowohl hinsichtlich Lenkungswirkung, vorrangig in effiziente Standorte zu investieren, als auch in Bezug auf das Anreizen von Investitionen an Standorten mit geringerer Standortgüte. → Im vorliegenden französischen System erscheint die bestehende Standortdifferenzierung gering. • Intransparenz bzgl. tatsächlicher Förderhöhen (analog zum Referenzertragsmodell) • Aktuelles System wird in Frankreich derzeit nur im Rahmen eines Windmarktsegments genutzt (d.h. bei kleineren Windparks) – Breitenwirkungstest der letzten Novelle ergo noch ausständig • Die französische Ausgestaltung auf Basis der zwei Stufen (hohe Anfangs- und niedrige Grundvergütung) erscheint grobmaschig – es empfiehlt sich eine feinere Ausgestaltung auf Basis zusätzlicher Produktions(förder)stufen
Abschätzung der Umsetzbarkeit in Österreich	
Vorteile	**Nachteile**
• Geringer administrativer Aufwand sowohl bei Einführung als auch bei Durchführung • Es kann eine automatisierte Abrechnung und Überprüfung erfolgen • Vom System her besteht hohe Analogie zur im Rahmen des ÖSG implementierten Produktionsförderung bei der Kleinwasserkraft • Hohe Transparenz hinsichtlich der erwartbaren Erlöse	• Gegebenenfalls fragliche Akzeptanz seitens der österreichischen Windbranche

• Nach Förderzusage muss während dem Anlagenbetrieb keine nachträgliche Überprüfung der Standortgüte etc. erfolgen	

Im Fazit kann analog zum deutschen Referenzertragsmodell von einer Tauglichkeit des französischen Produktionsstufenmodels zum Erreichen der gewünschten Standortdifferenzierung bei der Förderung der Windenergie ausgegangen werden. Die zu wählende Parametrierung erscheint entscheidend und muss – im Falle einer Präferenz dieses Systems – mit Sorgfalt erfolgen, unter Überprüfung der Anreizwirkung anhand repräsentativer bestehender und geplanter unterschiedlicher Windprojekte und Anlagenkonzeptionen. Es empfiehlt sich im Vergleich zu Frankreich eine feinere Abstufung der Vergütungssäte, ebenso sollte als Bezugsgröße der Energieertrag, bzw. wenn man die Anlagengröße nicht als Lenkungsparameter verwenden möchte, der spezifischen Ertrag je m² Rotorkreisfläche herangezogen werden. Der systeminhärente automatische Ausgleich (unerwünschter) dynamischer Effekte – beispielsweise hinsichtlich Schwankungen im jährlichen Windertrag, oder die spätere Verminderung von Erträgen durch den weiteren Windkraftausbau in naher Umgebung eines Windparks – stellt einen weiteren Vorteil dieses Systems dar.

Das französische Produktionsstufensystem besticht durch den geringen administrativen Aufwand in der Umsetzung. Aufgrund der einfach durchzuführenden Automation in der Abrechnung ist von einem geringen administrativen Aufwand sowohl auf Anlagenbetreiber- als auch auf Behördenseite auszugehen, da etwa das Gutachterwesen nahezu gänzlich wegfällt. Ebenso besteht eine hohe Analogie zur im Rahmen des ÖSG vergebenen Staffelung der Produktionsförderung bei der Kleinwasserkraft. Für Akzeptanz in der österreichischen Windbranche bedarf es wohl einer transparenten Diskussion und Reflexion nach Erarbeitung konkreter Ausgestaltungsvorschläge.

Im Falle der Präferenz für dieses System besteht kein direkter Anpassungsbedarf an den Formulierungen gemäß EAG. Wünschenswert erscheint hier lediglich eine Präzisierung mancher Gesetzespassagen und ggf. eine Verankerung dieses Förderschemas im EAG Text.

10.3 Standortdifferenzierung auf Basis von Windhöffigkeitsklassen (gemäß österreichischem Windatlas)

10.3.1 Kurzbeschreibung

Als dritte Option wird nachfolgend ein alternatives System zur Standortdifferenzierung vorgestellt, wobei gewisse Analogien, aber ebenso erwartungsgemäß große Vereinfachungen im Vergleich zum vergleichsweise komplexen deutschen Referenzertragsmodell bestehen. Das erarbeitete Grobkonzept wird nachfolgend vorgestellt.

Basierend auf einem Windatlas werden verschiedene Windhöffigkeitsklassen gebildet – konkret kann hier beispielsweise auf den bestehenden österreichischen Windatlas und darin definierten 3 Klassen zurückgegriffen werden, siehe Abbildung 88. Eine Klasse wird als Normstandort definiert, die anderen erhalten jeweils Ab- bzw. Zuschläge.

Güteklasse	Vmed Nabe	Leistungsdichte
	[m/s]	[W/m²]
A	7,00	350
B	6,50	280
C	6,00	220

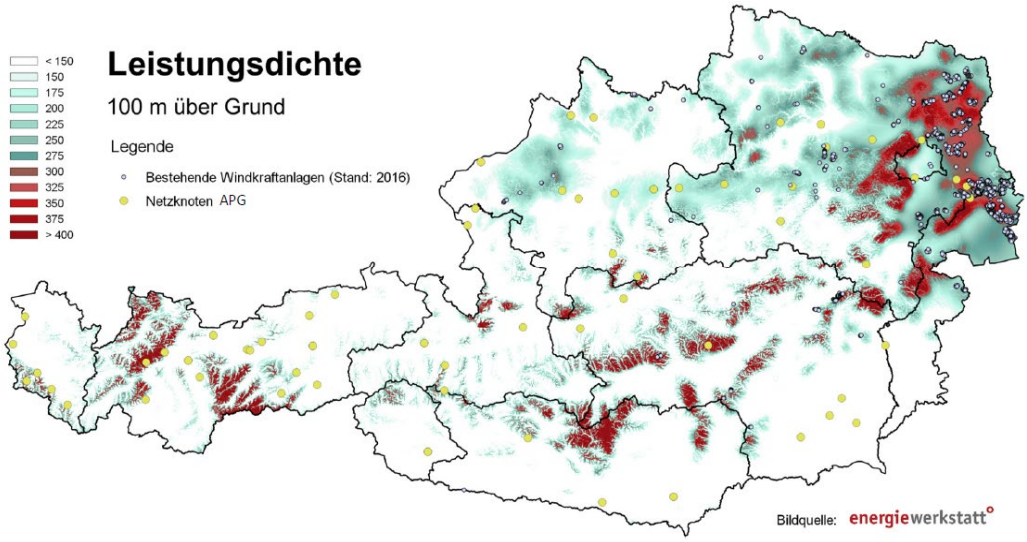


Abbildung 88: Der österreichische Windatlas und daraus ableitbare Windhöffigkeitsklassen (Quelle: (AuWiPot, 2011))

Das Windatlasmodell kann ggf. um ein Gutachtensystem ergänzt werden - falls ein Windgutachten zu einem anderen Ergebnis hinsichtlich der Windqualität an einem

Standort kommt, kann ggf. der Zuschlag oder Abschlag angepasst werden. Dabei müsste Missbrauch bei den Gutachten ausgeschlossen werden. Die Ergänzung würde nachfolgend im Rahmen der Bewertung angeführte Nachteile des Systems ausgleichen, gleichzeitig aber auch einen der Vorteile (insbes. die Vermeidung aufwändiger Gutachten) mindern.

10.3.2 Bewertung

Tabelle 85 zeigt im Überblick Vor- und Nachteilen einer vergleichsweise simplen Standortdifferenzierung auf Basis eines Windatlas. Analog zur Bewertung der zuvor diskutierten Optionen stehen hierbei die Erreichung der Standortdifferenzierung hinsichtlich Windertrag und die Umsatzbarkeit bzw. Übertragbarkeit in Österreich im Fokus der Bewertung.

Tabelle 85: Bewertung der Standortdifferenzierung auf Basis von Windhöffigkeitsklassen gemäß österreichischem Windatlas

Erreichte Standortdifferenzierung / Treffsicherheit	
Vorteile	**Nachteile**
• Direkter Zusammenhang zwischen Windhöffigkeit und Höhe der Vergütung/ des Auf- bzw. Abschlags • Transparente Wirkung des Instruments zur Standortdifferenzierung • Innerhalb der einzelnen Windhöffigkeitsklassen besteht der klare Anreiz in bessere Standorte vorrangig zu investieren	• Abweichungen innerhalb der Windhöffigkeitsklassen werden nicht ausgeglichen • Vor allem in Gebirgsgegenden kleinräumig auftretende große Unterschiede in der Windhöffigkeit werden nicht berücksichtigt • Grobeinteilung in die bestehenden drei Klassen vermutlich zu ungenau, um sinnvolle Standortdifferenzierung zu erreichen
Abschätzung der Umsetzbarkeit in Österreich	
Vorteile	**Nachteile**
• Der administrative Aufwand erscheint vergleichsweise gering bei der Implementierung. • (Der Umsetzungsaufwand wird dadurch bestimmt, ob Gutachten seitens der Anlagenbetreiber*innen nachgereicht werden dürfen im Falle von (groben) Abweichungen des spezifischen Standorts von der Klasseneinteilung) • Hohe Transparenz hinsichtlich der erwartbaren Erlöse	• Bei Nachjustierung während der Anlagenlebensdauer besteht hoher Gutachtenaufwand und ggf. Missbrauchsanreize • Akzeptanz in der österreichischen Windbranche erscheint fraglich

Im Fazit kann festgehalten werden, dass auf Basis eines Windatlas eine Standortdifferenzierung bei der Förderung der Windenergie in Österreich erreicht werden kann. Positiv erscheint hier sicherlich die Transparenz und Klarheit in der Vorab-Festlegung der konkreten Vergütungssätze. Nachteilig ist hingegen, dass die skizzierte Grobeinteilung in die bestehenden drei Klassen vermutlich zu ungenau wäre, um eine sinnvolle Standortdifferenzierung zu erreichen. Dies gilt vor allem für Gebirgsgegenden, wo kleinräumig große Unterschiede in den Standortqualitäten zu erwarten sind.

Der administrative Aufwand bei gewünschter Einführung eines derartigen Systems erscheint vergleichsweise gering. Der Administrationsaufwand wird aber in weiterer Folge dadurch bestimmt, ob Gutachten seitens der Anlagenbetreiber*innen nachgereicht werden dürfen im Falle von (groben) Abweichungen des spezifischen Standorts von der per Windatlas getroffenen Klasseneinteilung. Fraglich erscheint, analog zum französischen System, die Akzeptanz in der österreichischen Windbranche.

Im Falle der Präferenz für dieses System besteht nach erster Einschätzung kein direkter Anpassungsbedarf hinsichtlich des EAG Gesetzesentwurfs (Stand 12.1.2021). Wünschenswert wäre allerdings eine Präzisierung mancher Gesetzespassagen und ggf. eine Verankerung dieses Förderschemas im EAG Text.

11 Anhang C: Netzentgelte

Tabelle 86: Netznutzungsentgelte laut SNE-V 2018, Novelle 2021

NETZVERLUSTENTGELT [ct/kWh] für Einspeiser >5 MW
SNE-V 2018, Novelle 2021

Netzebene 1	Netzverlustentgelt
Österreichischer Bereich	0.060
Bereich Tirol	0.060
Bereich Vorarlberg	0.028

Netzebene 2	Netzverlustengelt
Österreichischer Bereich	0.100
Bereich Tirol	-
Bereich Vorarlberg	-

Netzebene 3	Netzverlustentgelt
Burgenland	0.041
Kärnten	0.070
Niederösterreich	0.112
Oberösterreich	0.048
Salzburg	0.111
Steiermark	0.071
Tirol	0.073
Vorarlberg	0.077
Wien	0.047

Netzebene 4	Netzverlustentgelt
Burgenland	0.058
Kärnten	0.081
Klagenfurt	0.074
Niederösterreich	0.114
Oberösterreich	0.064
Linz	0.055
Salzburg	0.112
Steiermark	0.078
Tirol	0.118
Innsbruck	0.070
Vorarlberg	0.090
Wien	0.061

Netzebene 5	Netzverlustentgelt
Burgenland	0.075
Burgenland unterbrechbar	*0.075*
Kärnten	0.135
Klagenfurt	0.116
Niederösterreich	0.125
Niederösterreich unterbrechbar	*0.125*
Oberösterreich	0.096
Linz	0.078
Salzburg	0.115
Steiermark	0.084
Graz	0.130
Tirol	0.140
Innsbruck	0.114
Vorarlberg	0.101
Wien	0.078
Kleinwalsertal	0.087

Netzebene 6	Netzverlustentgelt
Burgenland	0.117
Burgenland unterbrechbar	*0.117*
Kärnten	0.212
Klagenfurt	0.189
Niederösterreich	0.179
Niederösterreich unterbrechbar	*0.179*
Oberösterreich	0.195
Linz	0.132
Salzburg	0.156
Steiermark	0.165
Steiermark unterbrechbar	*0.165*
Graz	0.169
Tirol	0.233
Innsbruck	0.187
Vorarlberg	0.133
Wien	0.186
Kleinwalsertal	0.196
Kleinwalsertal unterbrechbar	*0.196*

Netzebene 7 - gem.	Netzverlustentgelt
Burgenland	0.223
Kärnten	0.375
Klagenfurt	0.256
Niederösterreich	0.203
Oberösterreich	0.256
Linz	0.221
Salzburg	0.187
Steiermark	0.279
Graz	0.345
Tirol	0.260
Innsbruck	0.278
Vorarlberg	0.221
Vorarlberg (Doppeltarif)	*0.221*
Wien	0.349
Kleinwalsertal	0.232

Netzebene 7 - nicht gem.	Netzverlustentgelt
Burgenland	0.223
Kärnten	0.375
Klagenfurt	0.256
Niederösterreich	0.203
Oberösterreich	0.256
Linz	0.221
Salzburg	0.187
Steiermark	0.279
Steiermark (Doppeltarif)	*0.279*
Graz	0.345
Graz (Doppeltarif)	*0.345*
Tirol	0.260
Tirol (Doppeltarif)	*0.260*
Innsbruck	0.278
Vorarlberg	0.221
Vorarlberg (Doppeltarif)	*0.221*
Wien	0.349
Kleinwalsertal	0.232

Netzebene 7 - unterbrechbar	Netzverlustentgelt
Burgenland	0.223
Kärnten	0.375
Klagenfurt	0.256
Niederösterreich	0.203
Oberösterreich	0.256
Linz	0.221
Salzburg	0.187
Steiermark	0.279
Graz	0.345
Tirol	0.260
Innsbruck	0.278
Vorarlberg	0.221
Wien	0.349
Kleinwalsertal	0.232

Quelle: E-Control

Tabelle 87: Messentgelte laut SNE-V 2018, Novelle 2021

MESSENTGELT [€/Monat] **maximale Werte lt. SNE-V 2018, Novelle 2021**	für alle Einspeiser
Drehstromzählung und andere Niederspannungszählungen	2.40
Wechselstromzählung	1.00
Tarifschaltung bzw. Lastschaltung	1.00
Prepaymentzählung	1.60
Montage, Demontage oder Austausch von Drehstromzählung	20.00 [€]
Montage, Demontage oder Austausch von Messeinrichtungen exkl. Drehstromzählung	150.00 [€]

Tabelle 88: Entgelte für sonstige Leistungen laut SNE-V 2018, Novelle 2021

ENTGELTE FÜR SONSTIGE LEISTUNGEN [€] **maximale Werte lt. SNE-V 2018, Novelle 2021**		für alle Einspeiser
Entgelte für Mahnungen	ertse Mahnung	0.00
	weitere Mahnung	1.50
	letzte Mahnung	5.00
Abschaltung und Wiedereinschaltung	bei Zahlungsverzug	25.00
	anderer Grund	30.00
Ablesung von Messeinrichtungen	vor Ort mit Zwischenabrechung (ZA)	15.00
	nur Ablesung vor Ort ohne ZA	10.00
	nur ZA ohne Ablesung vor Ort	5.00
Überprüfung von Messeinrichtungen auf Wunsch	vor Ort	40.00
	hstl. Fehlergrenze (+Ausbau)	70.00
Berechnung Verbrauchsanteil gemein. Erzeugungsanlage (§16a ElWOG)	erstmalige Einrichtung Aufteilungs-schlüssel des erzeugten Stroms	20.00
	Änderung Aufteilungsschlüssel	20.00
	laufende 15-min. Berechnung	0.50 [€/Monat]

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Nutzungsdauern einzelner Komponenten eines Wasserkraftwerks (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Verbund AG, 2020)) 22
Tabelle 2: Auszug aus Angaben zu aktuellen Nutzungsdauern in der Energiewirtschaft für Wasserkraft (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (BMF, 2021)) 23
Tabelle 3. Beispielrechnung LCOE bei Wasserkraftanlagen – mit und ohne Berücksichtigung des Anlagenrestwerts 24
Tabelle 4. Beispielrechnung LCOE bei Windkraftanlagen – mit und ohne Berücksichtigung des Anlagenrestwerts 25
Tabelle 5: Zusammenfassung zentraler Ergebnisse der europaweiten Erhebung zu Finanzierungsbedingungen für Windenergie- und Photovoltaikprojekte im Zeitraum 2018 bis 2019 (Quelle: (AURES II, 2021), (Roth et al., 2021)) 32
Tabelle 6. Empfehlung hinsichtlich zu unterstellender Finanzierungsbedingungen, differenziert nach Unternehmensgröße und zugrundeliegendem Finanzierungsrisiko 34
Tabelle 7: Angenommene laufende Netzkosten 39
Tabelle 8: Netzzutrittsentgelte je Technologie 43
Tabelle 9: Netzableitungskosten je Technologie 46
Tabelle 10: Berechnung Ausgleichsenergiekosten ohne Berücksichtigung der Zuweisung von Ökostrommengen der Ökobilanzgruppe an Stromlieferant*innen in Österreich (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2021a) (E-Control, 2020)) 50
Tabelle 11: Angenommene Kosten für Ausgleichsenergie 52
Tabelle 12: Entwicklung der Tarifförderung nach ÖSG 2012 63
Tabelle 13: Ergebnis der gestutzten Mittelwerte für spez. Systemkosten je Kategorie berechnet über alle Anlagen der Kategorien A bis D (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021g) (E-Control, 2021g) (AIT, 2021a)) 71
Tabelle 14: Vergleich der Betriebskosten für Freiflächen- und Gebäude-Photovoltaikanlagen (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2021g) (AIT, Erhebungsdaten Photovoltaik, 2021a)) 78
Tabelle 15: Beispiele von innovativen Photovoltaikanlagen 82
Tabelle 16: Ermittelte Investitionskosten innovativer Photovoltaikanlagen 85
Tabelle 17: Angenommene variable Stromkosten unterschiedlicher Verbrauchergruppen (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2021d) (E-Control, 2021c) (Anonymer Großverbraucher, 2021)) 89
Tabelle 18: Ermittelte spezifische Systemkosten für LCOE-Berechnung für unterschiedliche Leistungsbereiche von Photovoltaikanlagen. 92
Tabelle 19: Angenommene laufende Netzkosten (als Teil der gesamten Betriebskosten). 93

Tabelle 20: Berechnete Stromgestehungskosten für Beispielgebäudeanlagen zwischen 10 kW_p und 60 kW_p 94
Tabelle 21: Berechnete Stromgestehungskosten für Beispielgebäudeanlagen zwischen 60 kW_p und 200 kW_p 95
Tabelle 22: Berechnete Stromgestehungskosten für Beispielgebäudeanlagen größer 200 kW_p und für eine Beispielfreiflächenanlage größer 200 kW_p 96
Tabelle 23: Gegenüberstellung Stromgestehungskosten und jeweilige Einspeisevergütung/azW in Deutschland (Quelle: Adaptierte Darstellung von (ZSW, 2019a), um nur die Stromgestehungskosten darzustellen) 97
Tabelle 24: Photovoltaikförderungen im EEG 2021 in Deutschland im Vergleich zum Förderregime nach ÖSG 2012 (und zukünftig EAG) 100
Tabelle 25: Berechnete Schranken der Investitionsförderung: 30% der Gesamtinvestitionskosten und 45% der umweltrelevanten Mehrkosten. Zusätzlich werden 55% und 65% der umweltrelevanten Mehrkosten ausgewiesen. 102
Tabelle 26: Stromgestehungskosten für die Leistungskategorien der Investitionsförderung 103
Tabelle 27: Berechnung für 30% Zuschlag auf den Investitionszuschuss für innovative Photovoltaikanlagen und gebäudeintegrierter Photovoltaikanlagen 105
Tabelle 28: Spezifische Investitionskosten Stromspeicher: Gestutzter Mittelwert (insgesamt 20%) 107
Tabelle 29: Speicherkapazität bezogen auf Photovoltaik-Kapazität. Auswertung der gesamten Daten bis 50 kWh ab 2018 und getrennt der Daten ab 2020 (OeMAG, 2021k) 109
Tabelle 30: 30% der förderbaren Investitionskosten für Photovoltaik-Stromspeicher 111
Tabelle 31: Vollkostenbetrachtung für beispielhafte Anlagen der Photovoltaik-Speicher-Investitionsförderung 112
Tabelle 32: Repräsentative Aufschlüsselung der Kostenparameter einer Windkraftanlage (Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Hersteller*innenangaben sowie von (Wallasch A. et al., 2019)) 119
Tabelle 33: Repräsentative Auswahl an dem Stand der Technik entsprechende WKA-Typen verschiedener Hersteller 135
Tabelle 34: Definition der „Normanlage“ (im Mittel der 13 repräsentativen WKA-Typen): Technische Kennwerte (oben) und relevante Ertragskenngrößen (unten) 138
Tabelle 35: Berechnete Stromgestehungskosten (LCOE) in Abhängigkeit der Standortgüte, ermittelt auf Basis der generischen Windkraftnormanlage 140
Tabelle 36: Repräsentative Auswahl an dem Stand der Technik entsprechende WKA-Typen verschiedener Hersteller inklusive Kennzeichnung der IEC Windklasse und Einschätzung der Eignung für Bergstandorte 144

Tabelle 37: Definition der „Normanlage Berg“ (im Mittel der 8 als geeignet identifizierten WKA-Typen): Technische Kennwerte 146
Tabelle 38: Berechnete Stromgestehungskosten (LCOE) sowie azWs gemäß Basismodell im Vergleich zur vorgeschlagenen Modellerweiterung zwecks Seehöhenkorrektur in Abhängigkeit der Standortgüte 147
Tabelle 39: Kostenparametervariation, abgeleitete Indikatoren sowie berechnete Stromgestehungskosten (LCOE) und Empfehlungen für dazu passende azW unter Variation der WKA Type (links-Mitte) und der Nabenhöhe (rechts) 152
Tabelle 40: Berechnete Schranken der Investitionsförderung kleiner bis mittlerer WKA: 30% der Gesamtinvestitionskosten und 45% der umweltrelevanten Mehrkosten. Zusätzlich werden 55% und 65% der umweltrelevanten Mehrkosten ausgewiesen. 164
Tabelle 41: Stromgestehungskosten für die Leistungskategorien der Investitionsförderung kleiner bis mittlerer WKA 165
Tabelle 42: Fördereffekt Investitionszuschüsse Wasserkraft (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2020)) 168
Tabelle 43: Mittelwerte der Volllaststunden nach Größenklassen, welche zur Berechnung der Betriebskosten herangezogen wurden (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021i)) 174
Tabelle 44: Angenommene Volllaststunden für revitalisierte Wasserkraft >1 MW 189
Tabelle 45: EPL der repräsentative Wasserkraftanlagen auf der Mitte der jeweiligen Stufe für neu errichtete Wasserkraft 190
Tabelle 46: EPL der repräsentative Wasserkraftanlagen auf der Mitte der jeweiligen Stufe für revitalisierte Wasserkraft bis 1 MW 190
Tabelle 47: EPL der repräsentative Wasserkraftanlagen auf der Mitte der jeweiligen Stufe für revitalisierte Wasserkraft größer 1 MW (Ausnahme: unterste Stufe, da Anlage per Definition >1 MW) 190
Tabelle 48: Berechnung der LCOE für neu errichtete Wasserkraft 192
Tabelle 49: Anzulegende Werte für die Produktionsstufen bei Neuerrichtung 193
Tabelle 50: Berechnung der LCOE für neu errichtete Wasserkraft unter Verwendung eines Querbauwerks. Die Kosten für ökologische Maßnahmen im Ausmaß von 8% sind hier im Vergleich zur Neuerrichtung nicht berücksichtigt 194
Tabelle 51: Anzulegende Werte für die Produktionsstufen bei Neuerrichtung unter Verwendung eines Querbauwerkes 195
Tabelle 52: Berechnung der LCOE für revitalisierte Wasserkraft bis 1 MW mit einem Revitalisierungsgrad bis 60% 196
Tabelle 53: Anzulegende Werte für die Produktionsstufen bei einem Revitalisierungsgrad bis 60% (EPL oder RAV) für revitalisierte Wasserkraft <1 MW 198

Tabelle 54: Berechnung der LCOE für revitalisierte Wasserkraft bis 1 MW mit einem Revitalisierungsgrad von 61-200% 199
Tabelle 55: Anzulegende Werte für die Produktionsstufen bei einem Revitalisierungsgrad von 61-200% (EPL oder RAV) für revitalisierte Wasserkraft bis 1 MW 200
Tabelle 56: Berechnung der LCOE für revitalisierte Wasserkraft bis 1 MW mit einem Revitalisierungsgrad von über 200%. 200
Tabelle 57: Anzulegende Werte für die Produktionsstufen bei einem Revitalisierungsgrad von über 200% (EPL oder RAV) für revitalisierte Wasserkraft bis 1 MW 201
Tabelle 58: Berechnung der LCOE für revitalisierte Wasserkraft größer 1 MW 202
Tabelle 59: Anzulegende Werte für die Produktionsstufen für revitalisierte Wasserkraft größer 1 MW 203
Tabelle 60: Obere Bandbreite für die anzulegenden Werte für die Produktionsstufen bei Neuerrichtung 204
Tabelle 61: Obere Bandbreite für die anzulegenden Werte für die Produktionsstufen bei Neuerrichtung unter Verwendung eines Querbauwerkes 204
Tabelle 62: Obere Bandbreite für die anzulegenden Werte für die Produktionsstufen bei einem Revitalisierungsgrad bis 60% (EPL oder RAV) für revitalisierte Wasserkraft <1 MW 205
Tabelle 63: Obere Bandbreite für die anzulegenden Werte für die Produktionsstufen bei einem Revitalisierungsgrad von 61-200% (EPL oder RAV) für revitalisierte Wasserkraft bis 1 MW 205
Tabelle 64: Obere Bandbreite für die anzulegenden Werte für die Produktionsstufen bei einem Revitalisierungsgrad von über 200% (EPL oder RAV) für revitalisierte Wasserkraft bis 1 MW 205
Tabelle 65: Obere Bandbreite für die anzulegenden Werte für die Produktionsstufen für revitalisierte Wasserkraft größer 1 MW 206
Tabelle 66: Bisherige Förderhöchstsätze für Kleinwasserkraft laut Förderrichtlinien 2020 gemäß Ökostromgesetz 2012 und KWK-Gesetz (lineare Interpolation zwischen 500 kW und 2 MW sowie zwischen 2 MW und 10 MW) 208
Tabelle 67: Aufzeigen der Förderschranken 30% der förderbaren Investitionskosten und 45% der umweltrelevanten förderbaren Mehrkosten für jeweils zwei Beispielanlagen der Kategorie A (Neuerrichtung) und Kategorie B (Revitalisierung) 211
Tabelle 68: Stromgestehungskosten für neu errichtete Wasserkraft für verschiedene beispielhafte Anlagengrößen mit und ohne Investitionszuschuss in Höhe von 1.450 €/kW. Ergänzend ist die Höhe eines Zuschusses in Höhe von 30% der Investitionskosten dargestellt 214

Tabelle 69: Stromgestehungskosten für revitalisierte Wasserkraft für verschiedene beispielhafte Anlagengrößen mit und ohne Investitionszuschuss in Höhe von 1.900 €/kW. Ergänzend ist die Höhe eines Zuschusses in Höhe von 30% der Investitionskosten dargestellt. 217
Tabelle 70: Statistik der Wärmeerlöse für Biomasseanlagen in 2015-2017 (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2017a)). 228
Tabelle 71: Berechnete azWs für das Technologiefeld feste Biomasse. 233
Tabelle 72: Berechnete azWs für das Technologiefeld feste Biomasse ohne Kopplung der Brennstoffpreise und Wärmeerlöse an die Gaspreisentwicklung 235
Tabelle 73: Zusammenhang zwischen Reinvestitionsgrad und Abschlagshöhe bei Repowering großer Biomasseanlagen (EPL größer gleich 0,5 MW_{el}). 247
Tabelle 74: Zusammenhang zwischen Reinvestitionsgrad und Abschlagshöhe bei Repowering kleiner Biomasseanlagen (EPL größer 0,5 MW_{el}). 248
Tabelle 75: Berechnete Schranken der Investitionsförderung kleiner Biomasse-BHKW: 30% der Gesamtinvestitionskosten und 45% der umweltrelevanten Mehrkosten. Zusätzlich werden 55% und 65% der umweltrelevanten Mehrkosten ausgewiesen. 252
Tabelle 76: Stromgestehungskosten für die Leistungskategorien der Investitionsförderung kleiner Biomasse-BHKW 253
Tabelle 77: Berechnete azWs für das Technologiefeld Biogas 262
Tabelle 78: Berechnete azW für das Technologiefeld Biogas ohne Kopplung der Brennstoffpreise und Wärmeerlöse an die Gaspreisentwicklung 264
Tabelle 79: Technologiespezifische prozentuale jährliche Abschlagsfaktoren zur Minderung der Marktprämienhöhe bei Inanspruchnahme der Wechselmöglichkeit. 268
Tabelle 80: Herleitung der empfohlenen jährlichen Abschläge zur Minderung der Marktprämienhöhe in Abhängigkeit von der Verweildauer im bisherigen Fördersystem 269
Tabelle 81: Bewertung des deutschen Referenzertragsmodells 278
Tabelle 82: Überblick zu Vergütungen für Windenergie in Frankreich im System *Guichet Ouvert* gemäß Tariferlass vom 6. Mai 2017 (Quelle: (Wagenhäuser, 2020)) 281
Tabelle 83: Fallbeispiele zur Standortdifferenzierung der Vergütungen im Rahmen des französischen Produktionsstufenmodells 282
Tabelle 84: Bewertung des französischen Produktionsstufenmodells 283
Tabelle 85: Bewertung der Standortdifferenzierung auf Basis von Windhöffigkeitsklassen gemäß österreichischem Windatlas 286
Tabelle 86: Netznutzungsentgelte laut SNE-V 2018, Novelle 2021 288
Tabelle 87: Messentgelte laut SNE-V 2018, Novelle 2021 289
Tabelle 88: Entgelte für sonstige Leistungen laut SNE-V 2018, Novelle 2021 289

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Strompreistrends (real, EUR_{2020}) Österreich 2015 bis 2050 (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Resch, Liebmann, & Schöniger, 2019), (AURES II, 2021), (Lenz, et al., 2018), (ENTSO-E, 2021) und (EEX, 2021)) 28
Abbildung 2: Entwicklung der Strompreise in $€_{2018}$/MWh der jeweiligen Szenarien ausgewählter EU-Staaten (Quelle: (Energy Brainpool, 2019)) 29
Abbildung 3: Strompreistrends (nominal) Österreich 2015 bis 2050 (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Resch, Liebmann, & Schöniger, 2019), (AURES II, 2021), (Lenz, et al., 2018), (ENTSO-E, 2021) und (EEX, 2021)) 30
Abbildung 4: Überblick zu den Ergebnissen der europaweiten WACC Erhebung für Windenergie im Zeitraum 2018 bis 2019 (auf Englisch) (Quelle: (AURES II, 2021) bzw. (Roth et al., 2021)) 31
Abbildung 5: Aktueller Stand der Netzentgelte (Quelle: (E-Control, 2021b)) 38
Abbildung 6: Kostenkomponenten für den Netzzugang 40
Abbildung 7: Beispiel der Vergütung einer Windkraftanlage im Marktprämienmodell 2012 (Quelle: (Kathan, Esterl, Leimgruber, & Brunner, 2012)) 51
Abbildung 8: Managementprämie ab 2012 bis 2017 in Deutschland (Quelle: (next Kraftwerke, 2021)) 51
Abbildung 9: Aktuelle Veränderungen diverser Preise und Kosten im Jahr 2021 (Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Hersteller*innenangaben, (IG Windkraft, 2. November 2021), (Statistik Austria, 2021b), (Statistik Austria, 2021c) sowie (World Bank, 2. November 2021)) 58
Abbildung 10: Photovoltaikzubau in Österreich (Quelle: (PV Austria, 2021)) 62
Abbildung 11: Vergleich der Erzeugung von Strom aus OeMAG-geförderten und allen Ökostromanlagen (Quelle: (E-Control, 2020)) 63
Abbildung 12: Entwicklung der Systempreise 5 kWp-Anlagen von 2011 bis 2019 (Quelle: (BMK, 2019)) 65
Abbildung 13: Entwicklung der Systempreise für Anlagen größer 10 kWp von 2011 bis 2019 (Quelle: (BMK, 2019)) 65
Abbildung 14: Spezifische Systemkosten von Photovoltaikanlagen auf Gebäuden für alle Anlagengrößen der verfügbaren Datensätze. Die Datensätze der spezifischen Systemkosten in der Darstellung hier sind vollständig und unbereinigt. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021g) (E-Control, 2021g) (AIT, 2021a)) 68
Abbildung 15: Beispielhafte Statistik der Systempreise für Anlagen größer 20 kW_p bis 100 kW_p. Die Linien zeigen die Ergebnisse der Analyse: schwarze Linie: Mittelwert, rote Linie: gestutzter Mittelwert, orange Linien: Grenze für gestutztes Mittel, wo 10% der größten

Datenwerte über der oberen und 10% der kleinsten Datenwerte unter der unteren orangen Linie liegen. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021g) (E-Control, 2021g) (AIT, 2021a)) 69
Abbildung 16: Bereinigte spezifische Systemkosten von Gebäudephotovoltaikanlagen für die vier Größenkategorien der Investitionsförderung (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021g) (E-Control, 2021g) (AIT, 2021a)) 70
Abbildung 17: Spezifische Kosten für Planung und Projektabwicklung für Gebäudephotovoltaikanlagen (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2021g) (AIT, 2021a)) 72
Abbildung 18: Erhobene Betriebskosten (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2021g) (AIT, 2021a)) 74
Abbildung 19: Spezifische Systemkosten für Freiflächen- und Gebäudephotovoltaikanlagen (jeweils ab 10 kWp), unbereinigt (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021g) (E-Control, 2021g) (AIT, 2021a)) 76
Abbildung 20: Spezifische Kosten für Planung und Projektabwicklung für Freiflächenphotovoltaikanlagen (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a) (AIT, 2021a)) 77
Abbildung 21: Darstellung von technischen GIPV Systemen: (1) Schrägdach, (2) Kaltfassade, (3) Anbauelemente, (4) Pergola, (5) Vorgefertigte Fassadensysteme, (6) Vorhangfassade (Quelle: (SUPSI, 2020)) 80
Abbildung 22: Auswirkung unterschiedlicher vermiedener variabler Strombezugspreise aus dem Netz und spezifischer Systemkosten auf die errechneten LCOE-Werte. Die Linien zeigen die Abhängigkeit der LCOE-Werte von den Systempreisen für unterschiedliche Anlagengrößen (kleinste Anlagen bei über 1.100 €/kW_p), vom Eigenverbrauchsanteil und den vermiedenen Netzbezugspreisen. Für verschiedene Anlagengrößen werden unterschiedliche Eigenverbrauchsanteile erreicht (siehe Legende) und unterschiedliche variable Netzbezugspreise können gegengerechnet werden. Alle resultierenden LCOE-Werte liegen zwischen 87 €/kW_p und knapp über 95 €/kW_p. Ausnahme mit höheren Werten stellt nur das kleinste Anlagensegment dar 90
Abbildung 23: Spezifische Investitionskosten von Stromspeichern (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021k)) 107
Abbildung 24: Speicherkapazität bezogen auf Photovoltaikleistung a) (oben) aufgetragen über die Stromspeicherkapazität, b) (unten) aufgetragen über die Photovoltaikleistung 108
Abbildung 25: Histogramm der Stromspeicherkapazität zur Photovoltaikleistung aller Daten bis 50 kWh ab 2018 (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021k)) 110
Abbildung 26: 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, 2021f) (E-Control, 2020)) 115
Abbildung 27: Investitionskosten von Windkraftanlagen in Abhängigkeit vom Jahr der Inbetriebnahme (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a)) 117
Abbildung 28: Investitionskosten von Windkraftanlagen – unter Berücksichtigung aller Datenpunkte nach Bereinigung um die oberen und unteren 10% (links) sowie daraus die 2018 in Betrieb genommenen Anlagen (rechts). Die Linien zeigen die Ergebnisse der Analyse: schwarze Linie: gestutzter Mittelwert (20%) aller Daten (links) bzw. Mittelwert aus den nach Bereinigung zur Verfügung stehenden Anlagen, die 2018 in Betrieb gingen (rechts); Orange Linien: Auf- bzw. Abschlag von 20% auf das (gestutzte) Mittel (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a)) 118
Abbildung 29: Betriebskosten von Windkraftanlagen – unter Berücksichtigung aller Datenpunkte nach Bereinigung um die oberen und unteren 10% (links) sowie daraus die 2018 in Betrieb genommenen Anlagen (rechts). Die Linien zeigen die Ergebnisse der Analyse: schwarze Linie: gestutzter Mittelwert (20%) aller Daten (links) bzw. Mittelwert aus den nach Bereinigung zur Verfügung stehenden Anlagen, die 2018 in Betrieb gingen (rechts); Orange Linien: Auf- bzw. Abschlag von 20% auf das (gestutzte) Mittel (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a) und (OeMAG, 2021)) 120
Abbildung 30: Volllaststunden von Windkraftanlagen im Kalenderjahr 2020 – unter Berücksichtigung aller Datenpunkte nach Bereinigung um die oberen und unteren 10% (links) sowie daraus die 2018 in Betrieb genommenen Anlagen (rechts). Die Linien zeigen die Ergebnisse der Analyse: schwarze Linie: gestutzter Mittelwert; Orange Linien: Auf- bzw. Abschlag von 20% auf das (gestutzte) Mittel (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a) und (OeMAG, 2021)) 121
Abbildung 31: Identifikation von Einflussgrößen auf die Stromgestehungskosten der Windkraft in Österreich anhand von repräsentativen Beispielprojekten: LCOE von Beispielprojekten in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit (oben links), des spezifischen Ertrags je Rotorfläche (oben rechts), der Nabenhöhe (unten links) und der Seehöhe des Standorts (unten rechts) (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (IG Windkraft & Oesterreichs Energie, 2021)) 128
Abbildung 32: Korrelation zwischen dem spezifischen Ertrag je Rotorkreisfläche und der Windgeschwindigkeit – Darstellung auf Basis repräsentativer österreichischer Beispielprojekte (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (IG Windkraft & Oesterreichs Energie, 2021)) 129
Abbildung 33: Der österreichische Windatlas und daraus ableitbare Windhöffigkeitsklassen (Quelle: (AuWiPot, 2011)) 134

Abbildung 34: Spezifische Nettostromerträge je m^2 Rotorkreisfläche repräsentativer, dem Stand der Technik entsprechender WKA-Typen in Abhängigkeit der mittleren Windgeschwindigkeit (plus Spezifikation der zugrundeliegenden Berechnung)..... 136
Abbildung 35: Stromgestehungskosten und azW einer „Normanlage“ in Abhängigkeit vom spezifischen Ertrag je Rotorkreisfläche gemäß der empfohlenen Standortdifferenzierungsmethodik..... 141
Abbildung 36: Korrekturfaktoren (Zu- & Abschläge) zum Basis-azW in Abhängigkeit vom spezifischen Ertrag je Rotorkreisfläche auf Basis von LCOE Berechnungen sowie daraus abgeleiteter azW Empfehlungen gemäß der empfohlenen Standortdifferenzierungsmethodik..... 142
Abbildung 37: Spezifische Nettostromerträge je m^2 Rotorkreisfläche repräsentativer, dem Stand der Technik entsprechender WKA-Typen in Abhängigkeit der mittleren Windgeschwindigkeit sowie Angabe der resultierenden Mittelwerte für Bergstandorte (in Grün) und für Flachlandstandorte (in Rot – gemäß Basismodell)..... 145
Abbildung 38: Korrekturfaktorkomponente (in Relation zum Basis-azW) zur Berücksichtigung der Ertragsspezifika bei Bergstandorten in Abhängigkeit vom spezifischen Ertrag je Rotorkreisfläche auf Basis des azW-Vergleichs zwischen Basismodell und der entwickelten Modellerweiterung. 150
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..... 150
Abbildung 40: Prüfung anhand generischer WKA-Typen (I): Stromgestehungskosten (LCOE) und gemäß Fördermodell resultierender azW bei mittlerer Standortgüte (Klasse B) und Standardnabenhöhe (135 m) unter Variation der untersuchten WKA Type..... 153
Abbildung 41: Prüfung anhand generischer WKA-Typen (II): Stromgestehungskosten (LCOE) und gemäß Fördermodell resultierender azW bei mittlerer Standortgüte (Klasse B) unter Variation der Nabenhöhe 154
Abbildung 42: Prüfung anhand generischer WKA-Typen (III): Stromgestehungskosten (LCOE) und gemäß Fördermodell resultierender azW in Abhängigkeit vom spezifischen Ertrag je Rotorfläche für untersuchte WKA Typen bei Standardnabenhöhe von 135 m .. 155
Abbildung 43: Spezifischer Zusatzerlös (d.h. Differenz zwischen azW und LCOE) je MWh in Abhängigkeit von der standortspezifischen Windgeschwindigkeit und der untersuchten WKA-Type 156
Abbildung 44: Vergleich zentraler Indikatoren zur WKA-Projektierung und zum Standort (in Relation zur Normanlage bzw. zum Normstandort) (links) sowie der Stromgestehungskosten (LCOE) mit resultierenden Vergütungsätzen (azW) gemäß

unterschiedlicher Fördermodelle (Gutachter*innen azW vs. Referenzertragsmodell (DE) vs. Differenzierungsmodell) (rechts) anhand der repräsentativen Beispielprojekte für Windenergie in Österreich (Anmerkung: *Die Flächenleistung beschreibt die Generatorleistung je m^2 Rotorkreisfläche) 162
Abbildung 45: Aktuelle Vergütungssätze für neu errichtete Kleinwasserkraftwerke unter Annahme von 4.700 VLH (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf ÖSG 2012, VO-2018) 167
Abbildung 46: Gegenüberstellung installierte Leistung der Anlagen unter OeMAG-Kontrahierung und durchschnittliche Einspeisevergütung der Kleinwasserkraft (2003-2020) (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2021f) und (E-Control, 2020)) 168
Abbildung 47: Investitionskosten der neu errichteten Wasserkraft, Darstellung der gestutzten Werte pro Quelle (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a) (OeMAG, 2021i) (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a) und (Oesterreichs Energie, 2021)) 172
Abbildung 48: Investitionskosten der neu errichteten Wasserkraft in gemeinsamer Darstellung (bereinigt um die jeweils oberen und unteren 10% der Werte jeder Quelle). Für die Anlagen bis 1 MW ist ein linearer Trend dargestellt, für die Anlagen über 1 MW der Mittelwert. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a) (OeMAG, 2021i) (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a) und (Oesterreichs Energie, 2021)) 173
Abbildung 49: Betriebskosten der neu errichteten Wasserkraft. Der logarithmische Trend basiert auf den um die oberen und unteren 10% bereinigten Werten beider Quellen gemeinsam. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a) und (Oesterreichs Energie, 2021)) 175
Abbildung 50: Verschiedene mögliche Querbauwerke (Quelle: (Kleinwasserkraft Österreich, 2021b)) 176
Abbildung 51: Investitionskosten in €/kW (EPL nach Revitalisierung) in Abhängigkeit des Grads der Revitalisierung (bezogen auf EPL oder RAV) für Anlagen bis 1 MW. Aus Darstellungsgründen sind Datenpunkte mit einem Revitalisierungsgrad von >1.800% nicht dargestellt, aber in der Berechnung berücksichtigt (betrifft n=4 Datenpunkte). (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021) (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a) (Oesterreichs Energie, 2021)) 179
Abbildung 52: Investitionskosten Wasserkraft bis 1 MW (nach Revitalisierung) bezogen auf die EPL nach Revitalisierung. Für jede Quelle wurden jeweils die oberen und unteren 10% der Werte bereinigt. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a) (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a) (OeMAG, 2021i) und (Oesterreichs Energie, 2021)) 180

Abbildung 53: Investitionskosten in €/kW$_{\text{nach Revitalisierung}}$ für Wasserkraftanlagen bis 1 MW mit einem Revitalisierungsgrad bis 60%. Für jede Quelle wurden jeweils die oberen und unteren 10% der Werte bereinigt. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a) (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a) (OeMAG, 2021i) und (Oesterreichs Energie, 2021)) 181
Abbildung 54: Investitionskosten in €/kW$_{\text{nach Revitalisierung}}$ für Wasserkraftanlagen bis 1 MW mit einem Revitalisierungsgrad von 61-200%. Für jede Quelle wurden jeweils die oberen und unteren 10% der Werte bereinigt. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a) (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a) (OeMAG, 2021i) und (Oesterreichs Energie, 2021)) 182
Abbildung 55: Investitionskosten in €/kW$_{\text{nach Revitalisierung}}$ für Wasserkraftanlagen bis 1 MW mit einem Revitalisierungsgrad von über 200%. Für jede Quelle wurden jeweils die oberen und unteren 10% der Werte bereinigt. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a) (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a) (OeMAG, 2021i) und (Oesterreichs Energie, 2021)) 182
Abbildung 56: Investitionskosten Wasserkraft revitalisiert >1 MW. Sämtliche Daten der Quellen sind dargestellt, der Trend basiert auf den um die jeweils oberen und unteren 10% bereinigten Werten. Ein Datenpunkt >25 MW ist aus Darstellungsgründen nicht enthalten. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a), (Oesterreichs Energie, 2021) und (OeMAG, 2021i)) 183
Abbildung 57: Jährliche Betriebskosten der revitalisierten Wasserkraft bis 1 MW. Der lineare Trend basiert auf den um die oberen und unteren 10% bereinigten Werten beider Quellen. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a) und (Oesterreichs Energie, 2021)) 185
Abbildung 58: Linearer Trend über die Volllaststunden der neu errichteten Wasserkraftwerke nach Bereinigung um die jeweils oberen und unteren 10% der Werte (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021i)) 188
Abbildung 59: Linearer Trend über die Volllaststunden der revitalisierten Wasserkraftwerke nach Bereinigung um die jeweils oberen und unteren 10% der Werte (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021i)) 189
Abbildung 60: Berechneter LCOE und empfohlener durchschnittlicher azW pro MWh vergütetem Strom für neu errichtete Wasserkraft. 192
Abbildung 61: Berechneter LCOE und empfohlener durchschnittlicher azW pro MWh vergütetem Strom für neu errichtete Wasserkraft unter Verwendung eines Querbauwerkes 194

Abbildung 62: LCOE und durchschnittlicher azW pro MWh vergütetem Strom bei einem Revitalisierungsgrad bis 60% mit einer Untergrenze pro azW pro Stufe von 40 bzw. 50 €/MWh 197
Abbildung 63: Durchschnittlicher azW pro MWh vergütetem Strom (= LCOE) für revitalisierte Wasserkraft bis 1 MW mit einem Revitalisierungsgrad von 61-200% mit einer Untergrenze pro azW pro Stufe von 50 €/MWh 199
Abbildung 64: LCOE und durchschnittlicher azW pro MWh vergütetem Strom für revitalisierte Wasserkraft bis 1 MW mit einem Revitalisierungsgrad von über 200% mit einer Untergrenze pro azW pro Stufe von 40 bzw. 50 €/MWh 201
Abbildung 65: Durchschnittlicher azW pro MWh vergütetem Strom (= LCOE) für revitalisierte Wasserkraft größer 1 MW 203
Abbildung 66: Förderbare Investitionskosten je kW Engpassleistung bei neu errichteten Anlagen in der bisherigen Investitionsförderung. Gestutzte Werte sind in orange dargestellt. (Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021i)) 209
Abbildung 67: Förderbare Investitionskosten je zusätzlicher $kW_{revitalisiert}$ (bzw. RAV-Steigerungs-Äquivalent) bei revitalisierten Anlagen in der bisherigen Investitionsförderung. Gestutzte Werte sind in orange dargestellt. (Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021i)) 210
Abbildung 68: Spezifische Referenzkosten einer Gasmotorenanlage zur Berechnung der umweltrelevanten Mehrkosten bei der Wasserkraft (Quelle: (KPC, 2021)) 210
Abbildung 69: Investitionskosten für revitalisierte Wasserkraft bis 1 MW (nach Revitalisierung) bezogen auf $EPL_{revitalisiert}$ (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a) (Oesterreichs Energie, 2021) (OeMAG, 2021i)) 215
Abbildung 70: Investitionskosten Wasserkraft revitalisiert >1 MW. Sämtliche Daten der Quellen sind dargestellt, der Trend basiert auf den um die jeweils oberen und unteren 10% bereinigten Werten. Ein Datenpunkt >25 MW ist aus Darstellungsgründen nicht enthalten. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a), (Oesterreichs Energie, 2021) und (OeMAG, 2021i)) 218
Abbildung 71: Historische Einspeisetarife für ausgewählte Tarifklassen für Strom aus Anlagen auf Basis fester Biomasse. Vor 2010 war die kleinste Tarifstufe bis 2 MW (hier in grün). Erst ab 2010 sind Tarifklassen bis 500 kW vorgesehen (in blau). Nicht dargestellt sind hocheffiziente Neuanlagen die mit 21,6 Cent/kWh in 2019 vergütet wurden. (Quelle: Eigene Darstellung auf Basis OESVO 2002-2012, OESET-VO 2012-2018) 220
Abbildung 72: Anlagenzubau Biomasse seit 2003 (Quelle: (IG Holzkraft, 2021)) 221
Abbildung 73: Größenverteilung bei Bestandsanlagen (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (IG Holzkraft, 2021)) 222

Abbildung 74: Investitionskosten der Betreiberdatenerhebung für feste Biomasse unter 500 kW_{el}. Der originale Datensatz wurde um die oberen und unteren 10% gestutzt. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Betreiberdatenerhebungen 2015-2017 (E-Control, 2017a) und 2017-2019 (E-Control, 2019a)) 223
Abbildung 75: Spezifische Betriebskosten der Biomasseanlagen unter 500 kW. Der originale Datensatz wurde um die oberen und unteren 10% gestutzt. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Betreiberdatenerhebungen 2015-2017 (E-Control, 2017a) und 2017-2019 (E-Control, 2019a)) 224
Abbildung 76: Preisentwicklungen in den Bundesländern Burgenland (Bgld), Niederösterreich (Noe), Oberösterreich (Ooe), Salzburg (Sbg) und Steiermark (Stmk) Energieholz gehackt (frei Werk) in €/AMM (Atro-Tonne, mit Rinde geliefert, Volumen inkl. Rinde) (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (LK OE, 2021)) 225
Abbildung 77: Preisentwicklungen für Erdöl, Erdgas und CO_2 (über das Emission Trading Scheme) im PRIMES Referenzszenario für Österreich (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Primes Referenzszenario (E3M - Lab, 2021)) 227
Abbildung 78: Kontrahierte Arbeit nach Größenklassen und vergebenen Tarifen für Standardtarife (Hackschnitzel) und Reduktionen für Brennstoffe nach Klasse SN17 Tabelle 1, SN17 Tabelle 2 und nicht SN17 Abfälle seit 2003 (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021h)) 230
Abbildung 79: Sensitivitätsanalyse für Biomasse >500 kW_{el}. Auswirkungen von ± 40% Abweichungen der Investitionskosten und Betriebskosten auf den azW. 236
Abbildung 80: Veranschaulichung der Optionen zur Förderung von Repowering bei Biomasseanlagen 245
Abbildung 81: Investitionskosten der Betreiberdatenerhebung für feste Biomasse unter 50 kW_{el}. Der originale Datensatz wurde um die oberen und unteren 10% gestutzt. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Betreiberdatenerhebungen 2015-2017 (E-Control, 2017a) und 2017-2019 (E-Control, 2019a)) 251
Abbildung 82: Historische Einspeisetarife für ausgewählte Tarifklassen für Strom aus Biogasanlagen. Zuschläge auf Basis der Rohstoffzuschlagsverordnung (2-4 ct/kWh) in den Jahren 2008-2012 wurden nicht berücksichtigt. Mit der Novelle 2017 wurden nur mehr neue Biogasanlagen bis 150 kW_{el} gefördert (rote Linie). (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf OESVO 2002-2012, OESET-VO 2012-2018) 255
Abbildung 83: Anlagenzubau Biogas seit 2003 (Quelle: OeMAG, Kompost und Biogas Verband Österreich in (OEBV, 2019)) 256
Abbildung 84: Spezifische Investitionsbedarfe für Biogasanlagen in Deutschland (Quelle: (FNR, 2021)) 257

Abbildung 85: Erzeugerpreise für biogassubstratmixrelevante landwirtschaftliche Produkte (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Statistik Austria, 2021a)) 259
Abbildung 86: Abweichung der berechneten azWs für Biogasneuanlagen für unterschiedliche Brennstoffnutzungsgrade. 265
Abbildung 87: Stützwerte für Korrekturfaktoren in Abhängigkeit von der Standortgüte einer WEA in Deutschland gemäß EEG 2021 278
Abbildung 88: Der österreichische Windatlas und daraus ableitbare Windhöffigkeitsklassen (Quelle: (AuWiPot, 2011)) 285

Literaturverzeichnis

AIT. (2021a). *Erhebungsdaten Photovoltaik*.

AIT. (2021b). Datenerhebung Degradation von Photovoltaikmodulen. Wien.

Amt der NÖ Landesregierung. (2020). *Widmungsart Grünland-Photovoltaikanlagen: Ein Leitfaden zur Ausweisung im Flächenwidmungsplan*. Von https://www.umweltgemeinde.at/download/?id=4269 abgerufen

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

Angenendt, G., Zurmühlen, S., Mir-Montazeri, R., Magnor, D., & Sauer, D. (11 2016). Enhancing Battery Lifetime In PV Battery Home Storage System Using Forecast Based Operating Strategies. *https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.10.100*. Energy Procedia, Volume 99, Pages 80-88, 10th International Renewable Energy Storage Conference, IRES 2016, Düsseldorf, German.

Anonyme Bankenauskunft. (2021). Persönliche Korrespondenz (Telefon, Email).

Anonymer Großverbraucher. (2021). *Vertrauliche Stromrechnung.*

APG. (2019). *Statistik der Netzregelung in der Regelzone APG*. Von https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/statistik abgerufen

AURES II. (24. März 2021). *AUctions for Renewable Energy Support II*. Von http://aures2project.eu/ abgerufen

AuWiPot. (2011). *Windatlas und Windpotentialstudie Österreich*. Von www.windatlas.at abgerufen

aws. (2021). *aws Investitionsprämie.* Von https://www.aws.at/corona-hilfen-des-bundes/aws-investitionspraemie/ abgerufen

BMF. (24. 2 2014). *Steuerliche Beurteilung von Photovoltaikanlagen - Photovoltaikerlass.* Von Bundesministerium für Finanzen: https://www.pvaustria.at/wp-content/uploads/2014-02-24-Erlass-Steuerliche-Beurteilung-PV-Anlagen_2.pdf abgerufen

BMF. (6. Mai 2021). Einkommensteuerrichtlinien 2000 - Wartungserlass 2021. Bundesministerium für Finanzen.

BMK. (2019). *Innovative Energietechnologien in Österreich: Marktentwicklung 2019*. Von https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/iea_pdf/schriftenreihe-2020-14-marktstatistik-2019-bf.pdf abgerufen

BMWi. (2015). *Verordnung zur Einführung von Ausschreibungen der finanziellen Förderung für Freiflächenanlagen sowie zur Änderung weiterer Verordnungen zur Förderung der erneuerbaren Energien.* Von https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Gesetze-Verordnungen/photovoltaik-freiflaechenausschreibungsverordnung.pdf?__blob=publicationFile&v=9 abgerufen

e3 consult. (2015). *Ausgleichsenergiekosten der Ökostrombilanzgruppe für Windkraftanlagen*. Von https://www.e3-consult.at/files/projekte/2015_Ausgleichsenergiekosten_der_Oekostrombilanzgruppe_fuer_Windkraftanlagen_UPDATE_2015-print.pdf abgerufen

E3M - Lab. (18. März 2021). *The PRIMES Model*. Von http://www.e3mlab.eu/e3mlab/index.php?option=com_content&view=category&id=35%3Aprimes&Itemid=80&layout=default&lang=en abgerufen

E-Control. (2016a). *Konsultationsentwurf Tarife 2.0*. Von https://news.wko.at/news/oesterreich/Konsultationsentwurf_Tarife-2-0_Strom.pdf abgerufen

E-Control. (2016b). *Leitfaden Netzanschluss*. Von https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/e-control-leitfaden-netzanschluss-2016.pdf/fd727695-94d7-4a95-bcdf-1695dab0a16e?t=1468230491062 abgerufen

E-Control. (2017a). Betreiberdatenerhebung Einspeisetarife 2017. Wien.

E-Control. (2017b). *SO-Guideline*. Von https://www.e-control.at/so-guideline abgerufen

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

E-Control. (2019b). *Bestandsstatistik*. Von https://www.e-control.at/statistik/strom/bestandsstatistik abgerufen

E-Control. (2019c). *TOR*. Von https://www.e-control.at/recht/marktregeln/tor abgerufen

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 abgerufen

E-Control. (2021a). *Aliquote Aufwendungen für Ausgleichsenergie*. Von https://www.e-control.at/statistik/oeko-energie/ausgleichsenergie-aufwendungen/aliquote-aufwendungen?inheritRedirect=true abgerufen

E-Control. (2021b). *Netztarife 2.1: Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur für den Stromnetzbereich*. Abgerufen am 29. Jänner 2021 von https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Tarife-2-1-FINAL.pdf/3e134015-937a-3a83-bb6a-c01a9517e48d?t=1610623266363

E-Control. (2021c). *Tarifkalkulator Industrie & Gewerbe*. Von https://www.e-control.at/industrie/service-beratung/gewerbe-tarifkalkulator#/ abgerufen

E-Control. (2021d). *Tarifkalkulator Konsumenten*. Von https://www.e-control.at/konsumenten/service-und-beratung/toolbox/tarifkalkulator#/ abgerufen

E-Control. (2021e). *Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen. TOR Begriffe: Begriffsbestimmungen, Erläuterungen, Quellenverweise*. Von https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/TOR_Begriffe_V1.0.pdf/5a03432e-19ac-d00c-880f-3a73f7195aa6?t=1611832700063 abgerufen

E-Control. (2021f). Ökostromstatistik. Anlagenstatistik. Von https://www.e-control.at/statistik/oeko-energie/anlagenstatistik abgerufen

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

E-Control. (2021h). *Erläuterungen zur Herkunftsnachweispreis-Verordnung 2021 (HKN-V 2021).* E-Control.

E-Control. (2021i). *Dokumentation zum Betriebskostenzuschlag 2021.*

EEX. (2021). *Marktdaten Strom Futures*. Von https://www.eex.com/de/marktdaten/strom/futures abgerufen

Energie Kompass GmbH. (2017). *Sonnenkraftwerk Burgenland. Anlagenüberwachung Volksschule Neckenmark. Datenauszug aus dem digitalen Anlagenmonitoring.*

Energiewerkstatt. (2021). Von www.energiewerkstatt.at abgerufen

Energy Brainpool. (2019). *Energy BrainBlog.* Von Energy BrainBlog: https://blog.energybrainpool.com/eu-energy-outlook-2050-wie-entwickelt-sich-europa-in-den-naechsten-30-jahren/ abgerufen

ENTSO-E. (2021). *ENTSO-E Transparency Platform*. Von ENTSO-E Transparency Platform: https://transparency.entsoe.eu/ abgerufen

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.*

Filippini, M., & Geissmann, T. (2014). *Kostenstruktur der und Kosteneffizienz der Schweizer Wasserkraft. Studie erstellt im Auftrag des Bundesamtes für Energie (BFE).* ETH Zürich, Centre for Energy Policy and Economic (CEPE).

FNR. (2012). *Leitfaden Bioenergie, Kapitel 5 Kosten und Wirtschaftlichkeit.* https://mediathek.fnr.de/leitfaden-bioenergie/book/book05.pdf.

FNR. (2021). *Biogas-Messprogramm III.* Von https://www.fnr.de/fileadmin/Projekte/2021/Mediathek/bmp_2020_web_stand2021.pdf abgerufen

Fraunhofer ISE. (2021). *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*. Von https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf abgerufen

Handelsblatt. (2021). *Statistiken zum Indizes: Swap EUR (20 Jahre) | ISIN XC0006169004 | WKN EUIRS20J.* Von Handelsblatt: https://finanzen.handelsblatt.com/5786099/swap-eur-20-jahre abgerufen

Heinrich, N. (06 2018). *Diplomarbeit: Entwicklung des österreichischen Kraftwerksparks und wirtschaftliche Betrachtung von Grundlast-Photovoltaikanlagen*. Von https://forschung.boku.ac.at/fis/suchen.hochschulschriften_info?sprache_in=de&menue_id_in=107&id_in=&hochschulschrift_id_in=17324 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 abgerufen

Hruby, J. (2015). *Pellets Price Analysis by Means of Cointegration.* Wien. Von https://repositum.tuwien.at/bitstream/20.500.12708/2819/2/Pellets%20price%20analysis%20by%20means%20of%20cointegration.pdf abgerufen

Huld, T., & Pinedo-Pascua, I. (2019). *PVGIS, Institute for Energy and Transport, Renewable Energy Unit.* Von European Commission • Joint Research Centre: http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/ abgerufen

IEA PVPS Task 15. (2021). *IEA PVPS Task 15 - Enabling Framework for the Development of BIPV*. Von https://iea-pvps.org/research-tasks/enabling-framework-for-the-development-of-bipv/ abgerufen

IG Holzkraft. (2021). *Anlagenstatistik Biomasse.*

IG Windkraft & Oesterreichs Energie. (2021). Umfangreiche Datensammlung zu 22 repräsentativen Beispielprojekten der künftigen Windkraftnutzung. IG Windkraft & Oesterreichs Energie.

IG Windkraft. (2. November 2021). *Stellungnahme der IG Windkraft zur Besprechung THEMA WINDKRAFT vom 22. Oktober 2021 im BMK.*

IG Windkraft. (2015). *Kosten für die Windenergie aus dem Netz*.

IG Windkraft. (27. Oktober 2020). *Erneuerbaren-Ausbau-Paket Stellungnahme*. Von https://www.igwindkraft.at/mmedia/download/2020.10.22/1603391014869187.pdf abgerufen

Institut Luxembourgeois de Régulation. (2021). *Auction Results*. Von https://auction.grexel.com/ilr/public/auctionResults abgerufen

IRENA. (2020). *Renewable Power Generation Cost in 2019.* International Renewable Energy Agency.

Jordan, D., & Kurtz, S. (2012). *NREL.* Von Photovoltaic Degradation Rates — An Analytical Review: https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/51664.pdf abgerufen

JRC. (2017). *Best Available Techniques (BAT) reference document for large combustion plants: Industrial Emissions Directive 2010/75/EU (integrated pollution prevention and control).* LU: Publications Office. Von https://data.europa.eu/doi/10.2760/949 abgerufen

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.*

Kathan, J., Esterl, T., Leimgruber, F., & Brunner, H. (2012). *Pumpspeicher Römerland*. Von http://www.energiepark.at/fileadmin/user_upload/Dokumente/INREN/Pumpspeicher_Roemerland.pdf abgerufen

Kleinwasserkraft Österreich. (2021a). Erhebungsdaten Kleinwasserkraft.

Kleinwasserkraft Österreich. (2021b). *Persönliche Korrespondenz (Telefon, Email)*.

KLIEN. (2021). *Photovoltaik-Anlagen 2020-2022* . Von https://www.klimafonds.gv.at/call/photovoltaik-anlagen-2022/ abgerufen

Klima- und Energiefonds. (2013). *Photovoltaik-Zubau 2013 – ein neuerliches Rekordergebnis*. Von https://www.klimafonds.gv.at/press/bilanz-photovoltaik-jahr-2013/ abgerufen

Kost C., S. S. (2018). *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien.* Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme.

KPC. (März 2021). Kommunalkredit Public Consulting GmbH. *Persönliche Korrespondenz (Telefon, Email)*.

Krey, V., Masera, O., Blanford, G., Bruckner, T., Cooke, R., Fisher-Vanden, K., . . . Zwickel, T. (2014). Annex II: Metrics & Methodology. (C. U. Press, Hrsg.) *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Von https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ipcc_wg3_ar5_annex-ii.pdf abgerufen

LEAFS. (2019). *Final Report: Projekt LEAFS*. Von https://www.energieforschung.at/projekte/284/integration-of-loads-and-electric-storage-systems-into-advanced-flexibility-schemes-for-lv-networks abgerufen

Lenz, K., Bomberg, C., Grundmann, R. A., Hönniger, S., Brauns, P., Früh, S., . . . Zöll, J. (2018). *Strommarkt 2050. Analyse möglicher Szenarien der Entwicklung des deutschen und mitteleuropäischen Strommarktes bis zum Jahr 2050.* Erfurt: Fachhochschule Erfurt.

LK OE. (18. März 2021). *Holzmarktbericht der LK Österreich | Landwirtschaftskammer - Holz*. Von https://www.lko.at/märz-2021-holzmarktbericht-der-lk-österreich+2500+3378259 abgerufen

Luthander, R., Widén, J., Nilsson, D., & Palm, J. (15. 03 2015). https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.12.028. *Photovoltaic self-consumption in buildings: A review*. Applied Energy, Volume 142, Pages 80-94.

Netz Niederösterreich. (2021). *Persönliche Korrespondenz (Email)*.

next Kraftwerke. (2021). *Was ist die Managementprämie?* Von https://www.next-kraftwerke.de/wissen/managementpraemie abgerufen

Nyholm, E., Goop, J., Odenberger, M., & Johnsson, F. (1. 12 2016). Solar photovoltaic-battery systems in Swedish households – Self-consumption and self-sufficiency. *https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.08.172*. Applied Energy, Volume 183, Pages 148-159.

OEBV. (2019). *Basisdaten 2019 Bioenergie.* Von https://www.biomasseverband.at/wp-content/uploads/Basisdaten_Bioenergie_2019.pdf abgerufen

OeMAG. (2021a). *Ausgleichsenergie Ökobilanzgruppe*. Von https://www.oem-ag.at/de/oekostromneu/ausgleichsenergie/oekobilanzgruppe/ abgerufen

OeMAG. (2021b). *Investitionsförderung*. Von https://www.oem-ag.at/de/foerderung/photovoltaik/investitionsfoerderung/ abgerufen

OeMAG. (2021c). *Häufig gestellte Fragen: Eigenversorgungsanteil & Tarifförderung Informationsblatt*. Von https://www.oem-ag.at/fileadmin/user_upload/Dokumente/photovoltaik/FT_FAQ_Begriffsbestimmungen_und_EVA_V05.pdf abgerufen

OeMAG. (2021d). *OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom*. Abgerufen am 23. Februar 2021 von Webseite: https://www.oem-ag.at/de/

OeMAG. (2021e). *Stromhändler*. Von https://www.oem-ag.at/de/marktteilnehmer/stromhaendler/ abgerufen

OeMAG. (2021f). *Tarifförderung Photovoltaik*. Von https://www.oem-ag.at/de/foerderung/photovoltaik/tariffoerderung/ abgerufen

OeMAG. (2021g). *Datenerhebung Photovoltaik*.

OeMAG. (2021h). Datenerhebung Holzkraftwerke.

OeMAG. (2021i). *Statistische Daten zu Investitionszuschüssen Kleinwasserkraft.* Wien.

OeMAG. (2021j). *Statistische Daten zum Windenergieanlagenbestand.* Wien.

OeMAG. (2021k). Datenerhebung Photovoltaik-Stromspeicher.

Oesterreichs Energie. (März 2021). Spezifische Kosten kleine und mittlere Wasserkraft. Wien.

Österreichische Energieagentur klima:aktiv energieholz. (2009). *Empfohlene Umrechnungsfaktoren für Energieholzsortimente bei Holz- bzw. Energiebilanzberechnungen.* Wien. Von Empfohlene Umrechnungsfaktoren für Energieholzsortimente bei Holz- bzw. Energiebilanzberechnungen abgerufen

Österreichische Nationalbank. (2021). *Zinssätze und Wechselkurse. Zeitreihen zum Euro*. Von https://www.oenb.at/zinssaetzewechselkurse/zinssaetzewechselkurse?mode=zeitreihenzumeuro abgerufen

Photovoltaic Austria, & Essletzbichler, F. (05 2021). *Steuer-Ratgeber für den Betrieb von Photovoltaikanlagen.* Von 3. Auflage: https://pvaustria.at/wp-content/uploads/2021-05-Steuerleitfaden-Auflage_3.pdf abgerufen

Photovoltaic Austria, & Essletzbichler, F. (kein Datum). *Steuer-Ratgeber für den Betrieb von Photovoltaikanlagen.* Von https://pvaustria.at/wp-content/uploads/2021-04-Steuerleitfaden.pdf abgerufen

photovoltaik4all. (2021). *Fronius PV Wechselrichter*. Von https://www.photovoltaik4all.de/fronius-wechselrichter?p=2 abgerufen

Proidl, H., & Sorger, M. (2017). *Gutachten Einspeisetarife für Ökostromanlagen für die Jahre 2018 und 2019.* Wien.

Proidl, H., & Sorger, M. (2019). *Gutachten Einspeisetarife für Ökostromanlagen 2020/2021, nicht veröffentlicht.* Wien.

PV Austria. (2021). *Daten & Fakten*. Von https://pvaustria.at/daten-fakten/ abgerufen

PV-FRL. (2020). *Förderrichtlinien für die Gewährung von Investitionszuschüssen gemäß §27a Ökostromgeetz 2012 für Photovoltaikanlagen und Stromspeicher*. Von

https://www.oem-ag.at/fileadmin/user_upload/Dokumente/gesetze/PV-FRL_2020.pdf abgerufen

Resch, G., Liebmann, L., & Schöniger, F. (2019). *Mission#Impact - Ökonomische Neubewertung des Ausbaus und des resultierenden Investitions- und Förderbedarfs erneuerbarer Energien in Österreich. Eine Studie durchgeführt von TU Wien für Oesterreichs Energie.* Wien.

Roth et al. (2021). *Renewable energy financing conditions in Europe: survey and impact analysis.* www.aures2project.eu: Horizon 2020 project AURES II.

Scheftelowitz, M., Lauer, M., Trommler, M., Barchmann, T., & Thrän, D. (2016). *Entwicklung eines Ausschreibungsdesigns für Biomasse im Rahmen des EEG 2017.*

Statistik Austria. (18. März 2021a). *Land- und Forstwirtschaftliche Erzeugerpreise 2014 bis 2020.* Von https://www.statistik.at/web_de/statistiken/wirtschaft/land_und_forstwirtschaft/preise_bilanzen/preise/index.html abgerufen

Statistik Austria. (2021c). *Baupreisindex.* Abgerufen am 09. 11 2021 von Baupreisindex für den Hoch- und Tiefbau gesamt, frühere Zeitreihen verkettet: https://www.statistik.at/web_de/statistiken/wirtschaft/preise/baupreisindex/index.html

Statistik Austria. (2021b). Erzeugerpreisindex für unternehmensnahe Dienstleistungen. https://www.statistik.at/web_de/statistiken/wirtschaft/preise/erzeugerpreisindex_produzierender_bereich/zeitreihen_und_verkettungen/index.html.

SUPSI. (2020). *BIPV Status Report 2020.* Von https://solarchitecture.ch/wp-content/uploads/2021/02/BIPV_Status_Report.pdf abgerufen

Theissing, M. (2016). *Referenzkosten von Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen. Aktualisierung 2015.* Graz.

Transparent Marktplatz Handels GmbH. (2021). *Herkunfstnachweise.at*. Von www.herkunftsnachweise.at abgerufen

Verbund AG. (2020). *Integrierter Geschäftsbericht 2019.* Wien: Verbund AG.

Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend über die Angabe und Definition der Benützungsarten und Nutzungen im Grenzkataster (Benützungsarten-Nutzungen-Verordnung – BANU – V) (2010). Von https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20006750 abgerufen

Wagenhäuser, M. (2020). *Fördermechanismen für erneuerbaren Energien in Frankreich.* DFBEW.

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).

Weniger, J., Bergner, J., Tjaden, T., & Quaschnig, V. (16. 10 2014). Economics of residential PV battery systems in the self-consumption age. 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC 2014).

Windparkbetreiber. (2021). *Persönliche Korrespondenz (Telefon, Email)*.

Winkelmeier, H. (07. 05 2021). Expertenbefragung zum Thema Windkraftanlagen kleinerer bis mittlerer Leistung. (G. Resch, Interviewer)

WKO. (2017). *Steuerliche Beurteilung von Photovoltaikanlagen*. Von https://www.wko.at/service/umwelt-energie/steuerliche-beurteilung-von-photovoltaikanlagen.html abgerufen

WKO. (2021). *Kleinunternehmerregelung: FAQ*. Von https://www.wko.at/service/steuern/kleinunternehmerregelung-oesterreich.html abgerufen

World Bank. (2. November 2021). *World Bank Commodities Price Date (The Pink Sheet).* www.worldbank.org/commodities.

ZSW. (03 2019a). *Abschlussbericht: Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz Teilvorhaben II c: Solare Strahlungsenergie*. Von https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/zsv-boschundpartner-vorbereitung-begleitung-eeg.pdf?__blob=publicationFile&v=7 abgerufen

ZSW. (2019b). *Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz.* Von https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/zsv-boschundpartner-vorbereitung-begleitung-eeg.pdf?__blob=publicationFile&v=7 abgerufen

Abkürzungen

Abk.	Abkürzung
Art.	Artikel
azW	Anzulegender Wert
BIPV	Bauwerksintegrierten Photovoltaik
BNG	Brennstoffnutzungsgrad
BNR	Beschluss des Nationalrats
EAG	Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EK	Eigenkapital
EPL	Engpassleistung
etc.	et cetera
EU	Europäische Union
FFA	Freiflächenanlage
FK	Fremdkapital
GA	Gebäudeanlage
GIPV	Gebäudeintegrierten Photovoltaik
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
HKN	Herkunftsnachweise
KF	Korrekturfaktor
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCOE	Levelized Costs of Electricity
MW	Megawatt
MW/kW_{el}	Megawatt/Kilowatt elektrisch
MW/kW_p	Megawatt/Kilowatt peak
MWh	Megawattstunde

NE	Netzebene
OeMAG	Ökostromabwicklungsstelle
ÖSG	Ökostromgesetz
PRL	Primärregelleistung
PV	Photovoltaik
RAV	Regelarbeitsvermögen
RE	Referenzertrag
RV	Regierungsvorlage
SE	Standortertrag
SG	Standortgüte
SN	Schlüsselnummer
TWh	Terrawattstunde
UFG	Umweltförderungsgesetz
usw.	und so weiter
VLH	Volllaststunden
VO	Verordnung
WACC	Weighted average cost of capital
WKA	Windkraftanlage

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
bmk.gv.at