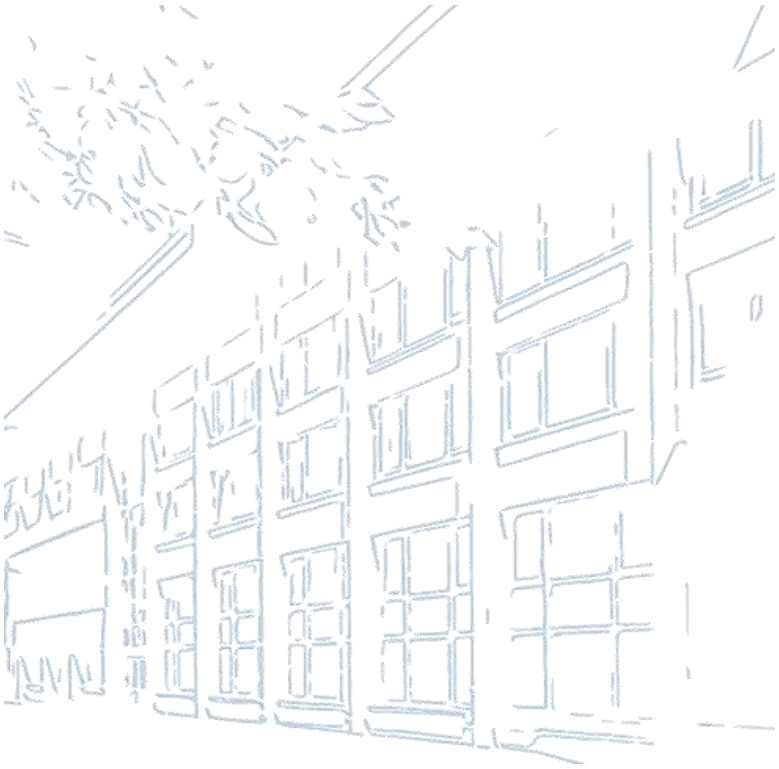
INSTITUT FÜR ELEKTRISCHE ANLAGEN & NETZE,
DIGITALISIERUNG & ENERGIEWIRTSCHAFT

LEHRSTUHL FÜR ÜBERTRAGUNGSNETZE UND
ENERGIEWIRTSCHAFT

WISSENSCHAFTLICHES GUTACHTEN FÜR

50Hertz Transmission GmbH



Aachen, 29. September 2023

ANALYSE VON REDISPATCH-OPPORTUNITÄTSKOSTEN FÜR STEUERBARE EE-ANLAGEN

Durchgeführt von

Univ.-Prof. Dr.-Ing. A. Moser
INSTITUT FÜR ELEKTRISCHE ANLAGEN UND NETZE, DIGITALISIERUNG UND ENERGIEWIRTSCHAF

Unter der Mitarbeit von

Claire Lambriex, Markus von Heel, Jonas Mehlem

Kontakt

Jonas Mehlem Claire Lambriex Markus von Heel

Executive Summary

Kann das Übertragungsnetz eine aus dem Markt resultierende Transportaufgabe nicht erfüllen, müssen die Übertragungsnetzbetreiber kurzfristig intervenieren und u.a. Eingriffe in den marktbasierten Erzeugungseinsatz veranlassen. Durch diesen Redispatch (RD) werden gezielt thermische Kraftwerke hoch- und heruntergefahren, Einspeisungen aus EE-Anlagen[1] abgesenkt oder die Netzreserve aktiviert, um die überlasteten Leitungen zu entlasten. Zur Entschädigung für das Herunterfahren, leisten die Übertragungsnetzbetreiber Kompensationszahlungen an die Anlagenbetreiber. Dies umfasst auch die Kompensation für „nachgewiesene entgangene Erlösmöglichkeiten“ gemäß § 13 a Abs. 2 Satz 2 Nr. 3 EnWG.

Für steuerbare EE-Anlagen entstehen entgangene Erlösmöglichkeiten, wenn bei negativen Preisen ein Anreiz zur Abregelung einer bereits vermarkteten Anlage besteht, die Leistung aber aufgrund einer negativen RD-Anforderung gesperrt ist. Zur Bestimmung der Kompensationszahlung an die Betreiber von EE-Anlagen für diesen Use Case wäre der finanzmathematische Ansatz nach dem Branchenleitfaden des BDEW, analog zu Redispatch mit konventionellen Anlagen, ein mögliches Vorgehen. Der Vorteil des finanzmathematischen Ansatzes liegt in einer nachvollziehbaren und schnellen Berechnungsmethode. Die Eignung dieses Ansatzes in der Anwendung für EE-Anlagen ist allerdings zu überprüfen.

Um zu quantifizieren, inwieweit der finanzmathematische Ansatz geeignet ist, um die entgangenen Erlöse von EE-Anlagen zu berechnen, wird jener in dieser Studie anhand eines Benchmarks validiert. Als Bewertungskenngrößen dienen die Häufigkeit der aufgetretenen Use Cases sowie die Höhe der errechneten Opportunitätskosten. Zudem wird der Einfluss der Stundenregeln gemäß § 51 EEG auf die entgangenen Erlöse untersucht.

Die Ergebnisse zeigen, dass der finanzmathematische Ansatz die entgangene Erlösmöglichkeiten von EE-Anlagen deutlich überschätzt. Zudem tritt der Use Case von entgangenen Erlösen für EE-Anlagen in 2021 und 2022 nur in wenigen Viertelstunden auf, wodurch die entgangenen Erlöse durch RD ebenso gering sind.

Als Gründe für die Überschätzung wurden zwei Ursachen identifiziert. Zum einen wird im finanzmathematischen Ansatz der Preis der Day-Ahead-Stundenauktion (DA-Preis) als Refe-

[1] Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien

renz herangezogen, ob eine Put-Option am kurzfristigen Intraday-Markt vorliegt. Daraus können sehr hohe Werte bei der Bewertung der Put-Option resultieren. Einer Überschätzung des Wertes der Put-Option kann jedoch entgegengewirkt werden, indem als Referenz zum Vorliegen einer Put-Option nicht der DA-Preis, sondern der Preis der viertelstündlichen Intraday-Eröffnungsauktion (ID-Auktionspreis) verwendet wird. Zum anderen wirken sich hohe Preisspitzen nach oben beim ID1-Preisindex auf die Standardabweichung der ID-Preise aus, welche wiederum im Falle eines RD-Abrufes bei hoher Standardabweichung zu einer Überschätzung des finanzmathematischen Ansatzes führen. Ebenso ist die im finanzmathematischen Ansatz unterstellte Normalverteilung der ID1-Indizes um den ID-Auktionspreis für den für EE-Anlagen relevanten Use Case nicht gegeben. Der Use Case tritt äußerst selten auf und kann daher nicht durch diese Wahrscheinlichkeitsverteilung erfasst werden.

Inhaltsverzeichnis

Seite

Executive Summary **iv**

Inhaltsverzeichnis **vi**

Abkürzungsverzeichnis **viii**

1 Hintergrund und Aufgabenstellung **1**

1.1 Hintergrund ... 1

1.2 Zielsetzung ... 1

2 Use Case: RD-Opportunitätskosten für steuerbare EE-Anlagen **3**

3 Methodisches Vorgehen **5**

3.1 Überblick ... 5

3.2 Benchmark ... 6

3.2.1 Erlösmaximierender Einsatz der Redispatchleistung ... 6

3.2.2 Bestimmung entgangener Erlöse ... 8

3.3 Finanzmathematischer Ansatz ... 10

3.3.1 Bewertung von Call- und Put-Optionen ... 11

3.3.2 Standardabweichung der ID-Preise ... 12

3.3.3 Berechnung entgangener Erlöse ... 12

4 Untersuchungsergebnisse **13**

4.1 Eingangsdaten ... 13

4.1.1 Kenndaten EE-Anlagen ... 13

4.1.2 Modifikation ausgewählter RD-Zeitreihen ... 13

4.1.3 Parameter des finanzmathematischen Ansatzes ... 14

4.2 Ergebnisse ... 15

4.2.1 Höhe und Häufigkeit entgangener Erlöse durch RD ... 15

4.2.2 Einfluss der Regeln nach § 51 EEG ... 18

4.2.3 Gründe für die Unterschiede zwischen den beiden Ansätzen ... 19

5 Lösungsvorschläge für eine Erweiterung des finanzmathematischen Ansatzes 25

5.1 ID-Auktionspreis für Entscheidung ob Put-Option zugrunde legen 25

5.2 Anpassung der Berechnung der Standardabweichung des ID1-Index. 27

5.3 Gründe für verbleibende Überschätzung 29

Abbildungsverzeichnis 31

Tabellenverzeichnis 33

Literaturverzeichnis 34

Anhang A Weitere Ergebnisse 35

Abkürzungsverzeichnis

DA	Day-Ahead
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
IAEW	Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft
ID	Intraday
MP	Marktprämie
RD	Redispatch
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

1 Hintergrund und Aufgabenstellung

1.1 Hintergrund

Mit dem Zubau lastferner Erneuerbarer-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) im Rahmen der Energiewende kommt es vermehrt zu Situationen, in denen die aus dem Strommarkt resultierende Transportaufgabe nicht durch das Übertragungsnetz erfüllt werden kann. Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) greifen in diesen Situationen u.a. durch kurzfristige Eingriffe in den marktbasierten Einsatz von Erzeugungsanlagen ein, um Leitungen zu entlasten. Der sogenannte regulierte Redispatch (RD) wurde in Oktober 2021 mit der Einführung von Redispatch 2.0 ausgeweitet auf Anlagen mit einer Mindestleistung von 100 kW und Anlagen die durch einen Netzbetreiber fernsteuerbar sind, so dass seitdem vermehrt EE-Anlagen für den RD eingesetzt werden. RD-Maßnahmen müssen gemäß §13 a Abs. 2 EnWG durch die ÜNB mit Kompensationszahlungen entschädigt werden, so dass die Anlagenbetreiber wirtschaftlich weder besser noch schlechter gestellt werden, als sie ohne die Maßnahmen stünden. Gemäß §13 a Abs. 2 Satz 2 Nr. 3 EnWG umfassen diese Kompensationszahlungen unter bestimmten Voraussetzungen eine Entschädigung für sogenannte „nachgewiesene entgangene Erlösmöglichkeiten“. Die Höhe dieser Opportunitätskosten wird aktuell für thermische Kraftwerke anhand eines finanzmathematischen Ansatzes (Branchenleitfaden Vergütung von Redispatchmaßnahmen des BDEW) bestimmt [BDE18]. Für EE-Anlagen entstehen solche Opportunitätskosten ebenfalls, wenn bei negativen Preisen ein Anreiz zur Abregelung einer bereits vermarkteten Anlage besteht, die Leistung aber aufgrund einer negativen RD-Anforderung gesperrt ist. Die Eignung des finanzmathematischen Ansatzes zur Ermittlung von entgangenen Erlösen durch RD für EE-Anlagen wird derzeit durch Branchenvertreter hinterfragt [BNe22].

1.2 Zielsetzung

Das Ziel dieser Studie ist die Untersuchung der Eignung des finanzmathematischen Ansatzes zur Ermittlung von entgangenen Erlösen für EE-Anlagen aufgrund von RD-Anforderungen. Zur Validierung des finanzmathematischen ex-ante Ansatzes wird ein ex-post Benchmark zur Bestimmung der entgangenen Erlöse entwickelt und angewendet. Dadurch können die ex-ante ermittelten entgangenen Erlösen mit jenen verglichen werden, welche ex-post aufgetreten

sind. Dies erfolgt für verschiedenen EE-Anlagen für die Jahre 2021 und 2022 anhand von historischen Preisverläufen und (synthetisierten) Anlagenkenndaten.

Die Ergebnisse werden dahingehend ausgewertet, wie häufig der Use Case entgangener Erlösmöglichkeiten für EE-Anlagen eintritt und in welcher Höhe die Opportunitätskosten bei beiden Berechnungsmethoden ausfallen. Außerdem wird untersucht, wie sich die Regelungen des § 51 EEG auf die Opportunitätskosten auswirken. Durch den Vergleich der Ergebnisse des ex-ante finanzmathematischen Ansatzes mit denen des ex-post Benchmarks kann die Eignung des finanzmathematischen Ansatzes zur Berechnung der Opportunitätskosten von EE-Anlagen bewertet werden. Weiterhin wird basierend auf den Ergebnissen beider Berechnungsmethoden untersucht, anhand welcher Modifikationen der finanzmathematische Ansatz besser an den Use Case angepasst werden kann.

Der Use Case entgangener Erlösmöglichkeiten für EE-Anlagen wird in Kapitel 2 beschrieben. In Kapitel 3 folgt eine Beschreibung des methodischen Vorgehens zur Validierung des finanzmathematischen Ansatzes für EE-Anlagen. Anschließend werden in Kapitel 4 die Untersuchungsergebnisse des finanzmathematischen Ansatzes und des Benchmarks für die Jahre 2021 und 2022 vorgestellt und diskutiert. In Kapitel 5 folgt schließlich eine Untersuchung verschiedener Lösungsvorschläge zur Verringerung der Differenzen beider Ansätze.

2 Use Case: RD-Opportunitätskosten für steuerbare EE-Anlagen

Die Ursache für RD-Opportunitätskosten besteht in der Einschränkung der Flexibilität der Anlagennutzung, welche aus einer möglichen Anweisung zum RD der dazu verpflichteten Kapazitäten folgt. Eine RD-Anforderung bringt in der Regel eine einseitige Einschränkung möglicher Arbeitspunktanpassungen mit sich: Bei positivem RD (Erhöhung der Einspeiseleistung ausgehend vom Fahrplan durch Vorgabe der ÜNB) ist eine Absenkung der Einspeisung unter den von den ÜNB vorgegebenen Arbeitspunkt nicht zulässig, während eine weitere Erhöhung bei technischer Machbarkeit möglich ist. Entsprechend ist bei negativem RD (Reduktion der Einspeiseleistung ausgehend vom Fahrplan durch Vorgabe der ÜNB) eine Erhöhung der Einspeisung über den von den ÜNB vorgegebenen Arbeitspunkt nicht zulässig, während eine Absenkung bei technischer Machbarkeit möglich ist. Aus der Einschränkung durch RD können sich entgangene Erlöse ergeben, weil Anlagenbetreiber ihre Anlagen nach der RD-Anforderung in nachgelagerten Vermarktungsstufen nicht mehr uneingeschränkt vermarkten können.

Für steuerbare EE-Anlagen entstehen RD-Opportunitätskosten, wenn bei negativen Preisen ein Anreiz zur Abregelung einer bereits vermarkteten Anlage besteht, die Leistung aber aufgrund einer negativen RD-Anforderung gesperrt ist. Dieser Anwendungsfall wird im Rahmen dieser Studie als „Use Case“ bezeichnet. Die meisten steuerbaren EE-Anlagen sind in der geförderten Direktvermarktung und verkaufen ihren Strom nach dem Marktprämienmodell. Im Marktprämienmodell wird, abhängig von einem anlagenspezifischen anzulegenden Wert, eine Marktprämie (MP) auf Basis vom energieträgerspezifischem Referenzwert bestimmt. Die MP wird vom Netzbetreiber gezahlt, wenn die Anlage Strom einspeist. Der Anlagenbetreiber kann dabei zusätzlich Erlöse am Strommarkt erzielen. Das Prinzip des Marktprämienmodells ist in Abbildung 2.1 dargestellt.

Gemäß der Stundenregeln aus § 51 EEG verringert sich der Zahlungsanspruch von EE-Anlagen auf null, wenn der Spotmarktpreis für die Dauer einer bestimmten Anzahl an Stunden negativ ist. Die Dauer unterscheidet sich abhängig vom Inbetriebnahme Datum der jeweiligen Anlage und Jahr.

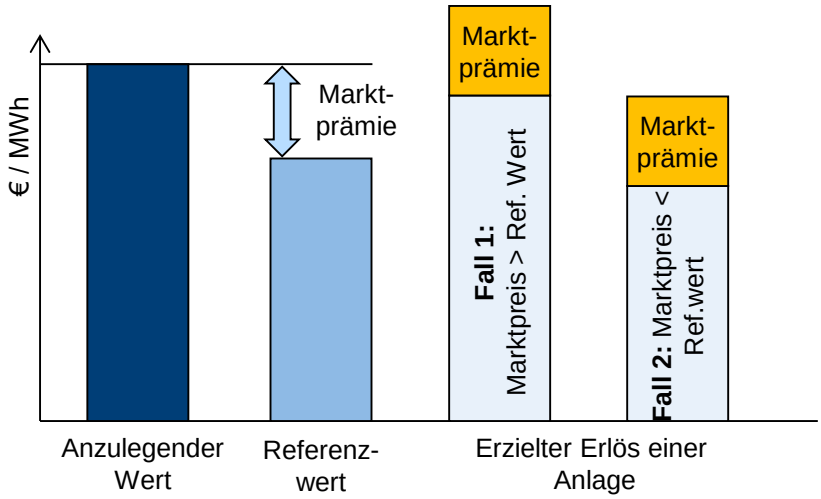


Abbildung 2.1 Marktprämienmodell

Bei negativen Marktpreisen kann es für EE-Anlagenbetreiber vorteilhaft sein, bereits vermarktete Energie im Markt zurückzukaufen und auf die MP zu verzichten, wenn die damit einhergehenden Erlöse die MP übersteigen. Dies ist der Fall, wenn der Preis unter die negative MP fällt oder wenn die Stundenregel nach § 51 EEG greift. Somit ergibt sich der Use Case von RD-Opportunitätskosten für EE-Anlagen, wenn bei negativer RD-Anforderung gleichzeitig Preise unter der negativen MP vorliegen oder die Stundenregel gemäß § 51 EEG gilt.

3 Methodisches Vorgehen

In diesem Kapitel wird das methodische Vorgehen zur Validierung des finanzmathematischen Ansatzes für EE-Anlagen erläutert. Dazu wird zunächst in Abschnitt 3.1 ein Überblick über das Vorgehen gegeben. Anschließend wird in Abschnitt **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** der entwickelte Benchmark zur Berechnung entgangener Erlöse für EE-Anlagen beschrieben. Danach wird in Abschnitt 3.3 der finanzmathematische Ansatz nach BDEW-Branchenleitfaden, welcher aktuell zur Berechnung entgangener Erlöse verwendet wird, vorgestellt.

3.1 Überblick

Das methodische Vorgehen zur Validierung des finanzmathematischen Ansatzes ist in zwei Stränge unterteilt: Die Anwendung des ex-post-Benchmarks und des finanzmathematischen ex-ante-Ansatzes (siehe Abbildung 3.1). Dabei werden die gleichen Eingangsdaten zur Berechnung entgangener Erlöse verwendet. Zu diesen gehören EE-Anlagenkenndaten, historische Strompreise und RD-Abrufe der betrachteten Anlagen.

Der erlösmaximierende Einsatz der RD-Leistung im Rahmen des Benchmarks wird ex-post ermittelt. Nach der Bestimmung des Einsatzes werden die entgangenen Erlöse mithilfe von (zuvor modifizierten) RD-Zeitreihen für die Anlagen bestimmt. Die entgangenen Erlöse werden auf Basis der Auswertung von Einschränkungen der ID-Vermarktung durch RD-Abrufe berechnet.

Im Rahmen des finanzmathematischen Ansatzes erfolgt die Berechnung entgangener Erlöse nach dem BDEW-Branchenleitfaden. Daraufhin werden die Ergebnisse beider Ansätze ausgewertet und miteinander verglichen. Abschließend werden Anpassungsmöglichkeiten des finanzmathematischen Ansatzes aus dem Ergebnisvergleich abgeleitet und untersucht.

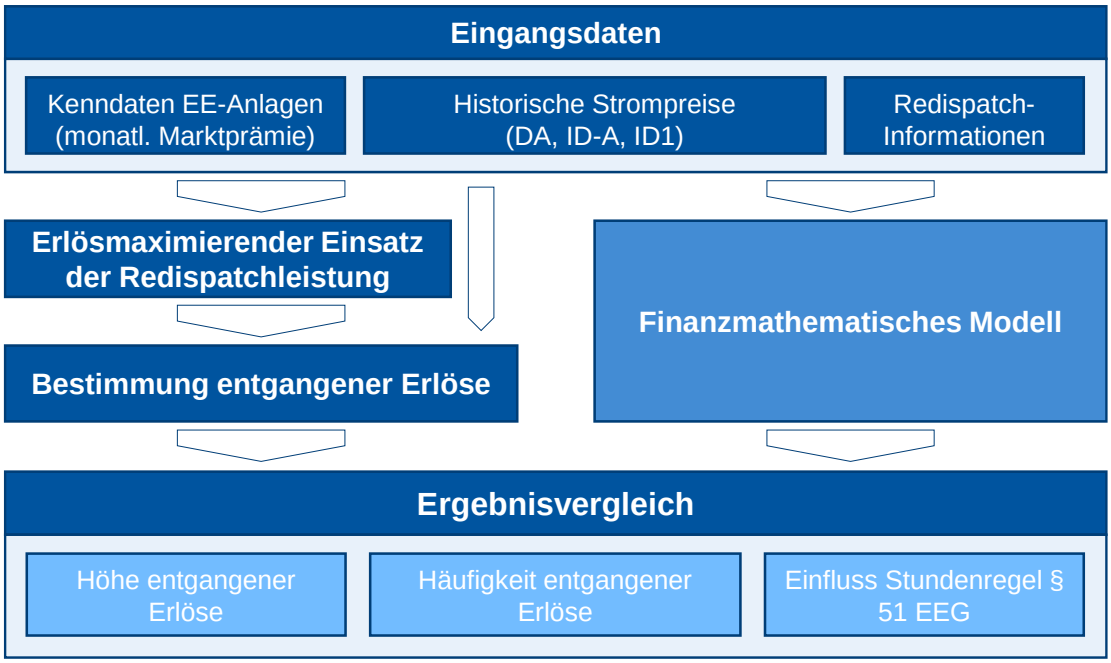


Abbildung 3.1 Methodisches Vorgehen - Überblick

3.2 Benchmark

3.2.1 Erlösmaximierender Einsatz der Redispatchleistung

Grundlage des Benchmarks bildet eine erlösmaximierende Vermarktung der Redispatchleistung aus Sicht der Anlagenbetreiber. Aufgrund der RD-Anforderungen kann die Leistung der Anlagen in nachgelagerten Auktionen nicht mehr uneingeschränkt vermarktet werden. Ziel des Benchmarks ist daher eine ex-post Ermittlung des erlösmaximierenden Einsatzes der RD-Leistung der EE-Anlagen unter der Annahme, dass die durch RD gesperrte Leistung frei vermarktet hätte werden können.

Für die Vermarktung der Leistung wird zwischen einer vortäglichen Vermarktung in der Day-Ahead-Auktion (DA-Auktion) (Stundenkontrakte), in der Intraday-Eröffnungs-Auktion (ID-Auktion) (Viertelstundenkontrakte) und im kurzfristigen, kontinuierlichen Intraday-Handel (ID-Handel) (Viertelstundenkontrakte) unterschieden. RD-Anforderungen für EE-Anlagen erfolgen i.d.R. vor der ID-Auktion, so dass entgangene Erlösen nur im kontinuierlichen ID-Handel entstehen. Aus einer Zuordnung der Erlöse auf diese Stufe lassen sich Rückschlüsse auf entgangene Erlöse ziehen, die aus einer Einschränkung aufgrund von RD resultieren. Die erlösmaximierende Vermarktung erfolgt in jeder Stunde ohne Zurückhaltung von Erzeugungsleistung für noch folgende Auktionen.

Die erlösmaximierende Vermarktung erfolgt in drei aufeinanderfolgenden Stufen (vgl. Abbildung 3.2). Dabei wird die Rückwirkung einzelner Anlagen auf die Marktpreise vernachlässigt.

Die erste Stufe bildet die DA-Auktion ab. Dabei werden für den Untersuchungszeitraum die historischen Marktpreise viertelstündlich mit der MP verglichen. Ist der DA-Preis gleich oder größer der negativen MP, so wird angenommen, dass die Anlage in der DA-Auktion vermarktet wird.

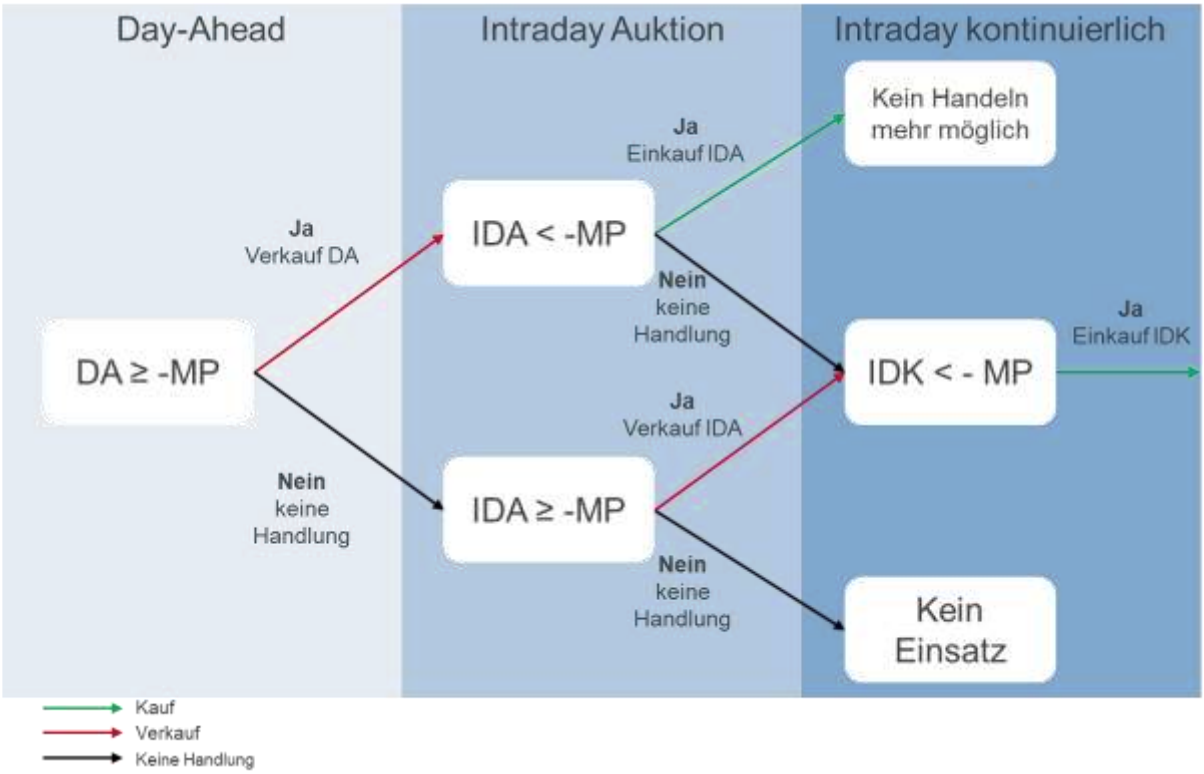


Abbildung 3.2 Überblick Benchmark

In der zweiten Stufe (ID-Auktion) wird der Einsatz erneut viertelstündlich für jeden Tag gegen die Marktpreise der ID-Auktion optimiert. Dabei muss die zuvor getroffene Vermarktungsentscheidung aus der DA-Auktion berücksichtigt werden. Bei bereits vermarkteter Energie in der DA-Auktion kann diese nicht erneut in der ID-Auktion vermarktet werden. Lediglich eine Substitution der eigenen Erzeugung durch Kauf in der ID-Auktion ist möglich. Dies erfolgt, sofern der Preise der ID-Auktion geringer als die negative MP ist. Wurde in der DA-Auktion keine Energie vermarktet, so ist eine Vermarktung in der ID-Auktion möglich und erfolgt sofern der Preis in dieser größer oder gleich der negativen MP ist.

Die dritte Stufe (ID-Kontinuierlich) ermittelt die Erlöse aus dem kurzfristigen kontinuierlichen ID-Handel. In dieser Stufe ist ein Handel lediglich möglich, sofern in der DA-Auktion Energie

verkauft und in der ID-Auktion keine Handlung erfolgt ist oder in der DA-Auktion keine Handlung erfolgt und in der ID-Auktion Energie verkauft worden ist. Ist der Preis zusätzlich noch geringer als die negative MP, so wird die Energie ID-kontinuierlich eingekauft.

3.2.2 Bestimmung entgangener Erlöse

Betreibern von EE-Anlagen können entgangene Erlöse durch RD-Anforderungen entstehen, sofern diese eine erlösbringende Anpassung der Einspeiseleistung im Rahmen des kontinuierlichen ID-Handels verhindern. Zur Bestimmung der entgangenen Erlöse im Benchmark werden die Ergebnisse des erlösmaximierenden Einsatzes der RD-Leistung herangezogen und Einschränkungen der Vermarktungen im kontinuierlichen ID-Handel durch RD-Anforderungen bestimmt.

Entsprechend dem in Abschnitt 2 vorgestellten Use Case können sich entgangene Erlöse für steuerbare EE-Anlagen ergeben. Dies ist in Abbildung 3.3 entsprechend dargestellt.

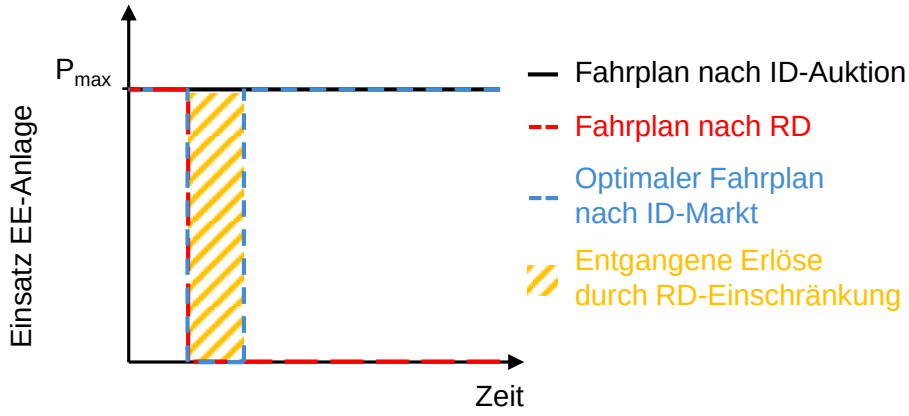


Abbildung 3.3 Entgangene Erlöse durch RD-Einschränkung

Damit sich die entgangenen Erlöse ergeben, müssen somit drei Voraussetzungen erfüllt sein:

1. Die EE-Anlage wurde in der DA-Auktion bereits vermarktet und in der ID-Auktion nicht heruntergefahren oder die EE-Anlage wurde in der ID-Auktion vermarktet.
2. Anforderung von negativem Redispatch für diese EE-Anlage.
3. Die Preise im kontinuierlichen ID-Markt sind geringer als die negative MP.

Gemäß der Einsatzentscheidungen in Abbildung 3.2 ist dies bei EE-Anlagen in zwei Fällen gegeben und in Abbildung 3.4 dargestellt. In dem ersten Fall wird in der DA-Auktion die Energie vermarktet, da der Preis größer oder gleich der negativen MP ist, in der folgenden ID-Auktion erfolgt jedoch keine Handlung, da der Preis größer oder gleich der negativen MP ist

und nicht erneut vermarktet werden kann. Anschließend wird die EE-Anlage durch negativen RD abgeregelt und der Preis im kontinuierlichen Handel ist geringer als die negative MP. Im zweiten Fall wird in der DA-Auktion keine Energie vermarktet, da der Preis kleiner der negativen MP ist, in der folgenden ID-Auktion erfolgt jedoch eine Vermarktung, da der Preis größer oder gleich der negativen MP ist. Anschließend wird die EE-Anlage durch negativen RD abgeregelt und der Preis im kontinuierlichen Handel ist geringer als die negative MP. In beiden Fällen ist ein Handeln im kontinuierlichen ID-Markt - aufgrund des negativen RD - nicht mehr möglich, sodass sich entgangene Erlöse durch RD ergeben. Die Höhe der entgangenen Erlöse errechnen sich viertelstündlich aus der Energiemenge des angeforderten negativem RD multipliziert mit dem erzielbaren Preis im kontinuierlichen ID-Markt. Im Rahmen der Bewertung wird hier der ID1-Index als mittlerer Preis der in der letzten Stunde gehandelten Kontrakte verwendet, um der Kurzfristigkeit der Handelsmöglichkeiten von EE-Anlagen Rechnung zu tragen.

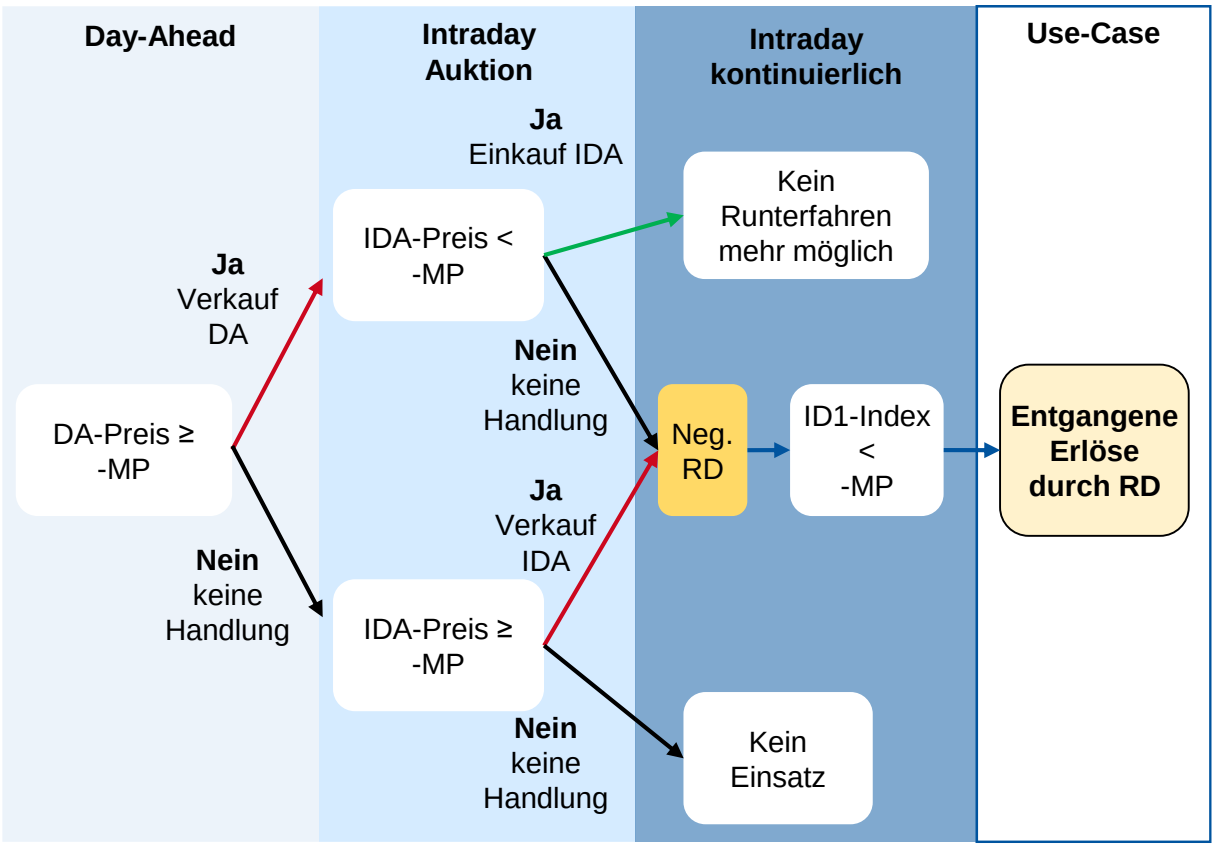


Abbildung 3.4 Entgangene Erlöse durch Redispatch bei Benchmark

3.3 Finanzmathematischer Ansatz

Aktuell werden entgangenen Erlösen betroffener RD-Anlagen anhand eines finanzmathematischen Ansatzes entsprechend dem BDEW-Branchenleitfaden „Vergütung von Redispatch-Maßnahmen“ [BDE18], der im Gutachten „Berücksichtigung von ID-Optionalitäten im Rahmen der Redispatch-Vergütung“ [Web15] entwickelt wurde, berechnet. Der Ansatz ermöglicht die Bestimmung entgangener Erlöse durch die Bewertung der Anlagenleistung als Call- bzw. Put-Option. Als Eingangsdaten sind dazu folgende Größen notwendig:

- DA-Preis
- Erwartungswerte der ID-Preise
- Standardabweichungen der ID-Preise
- Strike-Preis der betrachteten Anlage
- Blockierte Leistung durch RD-Abruf

Das Verfahren ist in den oben genannten Quellen transparent dargelegt und mit geringem Aufwand anzuwenden. Weiterhin sind die für die Anwendung notwendigen Daten mit begrenztem Aufwand zu bestimmen. Damit kann das Verfahren im Rahmen dieser Studie verwendet werden, um Ergebnisse für den Vergleich mit dem vorgestellten Benchmark zu bestimmen.

Die Eingangsdaten für den finanzmathematischen Ansatz sowie ihre Bestimmung werden in Abschnitt 4.1.3 genauer beschrieben.

3.3.1 Bewertung von Call- und Put-Optionen

Entgangene Erlöse von Anlagenbetreibern können auf Basis von erwarteten ID-Preisen und ihren Standardabweichungen als Call- bzw. Put-Optionen bewertet werden. Die Call-Option beschreibt dabei die Möglichkeit erzeugte Energie am Markt zu verkaufen und die Put-Option beschreibt die Möglichkeit bereits vermarktete Energie am Markt einzukaufen. Im finanzmathematischen Ansatz wird unterstellt, dass jede Anlage gegenüber dem DA-Preis optimal eingesetzt wird und somit abhängig vom DA-Preis entweder eine Call- oder Put-Option in der ID-Vermarktung hat. Wenn die Einsatzkosten, im Rahmen eines Optionsansatzes als Strike-Preis bezeichnet, höher sind als der DA-Preis, wird unterstellt, dass die Anlage bisher nicht vermarktet wurde. Andernfalls wird unterstellt, dass die Anlage voll vermarktet wurde. Entsprechend wird im ersten Fall eine Bewertung als Call-Option vorgenommen und im zweiten als Put-Option [BDE18] [Web15]. Abbildung 3.5 zeigt dies schematisch.

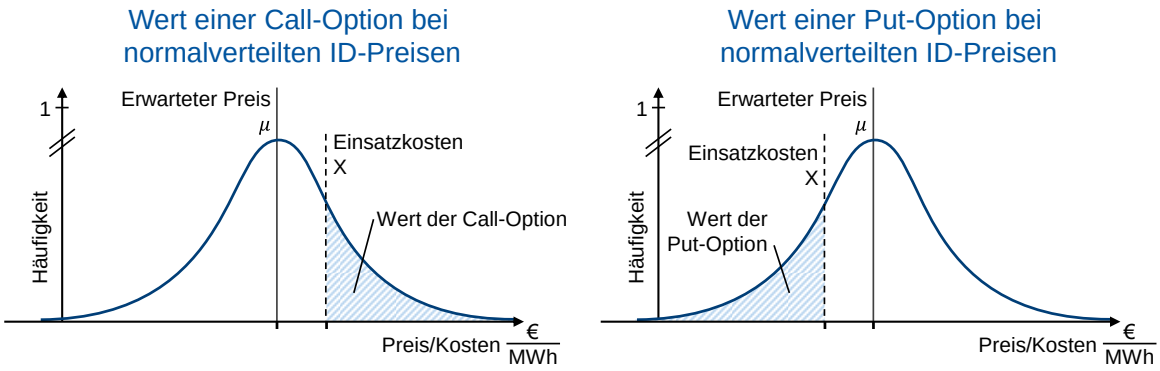


Abbildung 3.5 Schematische Darstellung der Bestimmung des Wertes von Call- und Put-Optionen

Als Strike-Preis für EE-Anlagen ist die negative erwartete MP anzusetzen, da diese die Vermarktungsentscheidung der Anlage im Wesentlichen beeinflusst (vgl. Kapitel 2). Außerdem ergeben sich im Use Case gemäß Kapitel 2 nur dann entgangene Erlöse, wenn durch eine RD-Anforderung bereits vermarktete Energie nicht am Markt eingekauft werden kann. Somit

ist nur die Put-Option für EE-Anlagen relevant, weswegen die Call-Option in den Untersuchungen dieser Studie nicht betrachtet wird.

3.3.2 Standardabweichung der ID-Preise

Im finanzmathematischen Modell werden die absoluten Preisänderungen der ID-Preise als normalverteilte Zufallsvariablen modelliert, so dass auch negative Strompreise möglich sind. Als Erwartungswert des ID-Preises wird der Preis der ID-Auktion genutzt [BDE18]. Die Standardabweichung σ der ID-Preise wird dabei für jede Viertelstunde anhand der Werte des ID1-Index x_i und der ID-Auktionspreise μ_i der entsprechenden Viertelstunde in den letzten 30 Tagen n wie folgt ermittelt:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n}(x_i - \mu_i)^2}{n}}$$

Die Standardabweichung wird am Tag T-1 mit den Daten der Tage T-2 bis T-31 berechnet. [BDE18]

3.3.3 Berechnung entgangener Erlöse

Mit den oben genannten Eingangsdaten (Erwartungswert des ID-Preises μ, Standardabweichungen der ID-Preise σ und Strike-Preis der Anlage X) lassen sich entgangene Erlöse in jeder Viertelstunde wie folgt bestimmen:

$$Wert_{Call}(X, \mu, \sigma) = \sigma(d\Phi(\mathrm{d}) + \phi(\mathrm{d}))$$

$$Wert_{Put}(X, \mu, \sigma) = \sigma\big(\phi(\mathrm{d}) - d\Phi(\mathrm{d})\big)$$

Dabei sind Φ und ϕ die kumulierte Wahrscheinlichkeitsfunktion und die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Standardnormalverteilung. Darüber hinaus gilt $\mathrm{d} = \frac{\mu - X}{\sigma}$. [BDE18]

Für weitere Informationen zum vorgestellten Ansatz wird auf [BDE18], [Web15] verwiesen.

4 Untersuchungsergebnisse

4.1 Eingangsdaten

4.1.1 Kenndaten EE-Anlagen

In der vorliegenden Studie werden fünf EE-Anlagen untersucht, ein Onshore Windpark und vier Offshore Windparks. Die reale RD-Abrufe der Anlagen werden dabei für die Untersuchungen verwendet. Des Weiteren wurden die RD-Abrufe für zwei Anlagen modifiziert (vgl. Abschnitt 4.1.2), so dass der Use Case von RD-Opportunitätskosten für diesen Anlagen häufiger auftritt. Tabelle 4.1 gibt einen Überblick über die Kenndaten der untersuchten EE-Anlagen. Da die anzulegenden Werte anlagenspezifisch sind, wird für die Untersuchungen der Durchschnittswert aller Anlagen eines Parks verwendet.

Tabelle 4.1 Annahmen zu Kenndaten der betrachteten EE-Anlagen

	Ø Anzulegender Wert [ct/kWh]	h-Regel §51 EEG	# ¼ h RD (2021-2022)
Offshore Windpark 1 (OWP 1)	14,9	6	16.670
Offshore Windpark 2 (OWP 2)	19,4	6	16.647
Offshore Windpark 3 (OWP 3)	14,9	6	16.669
Offshore Windpark 4 (OWP 4)	18,4	6	1.928
Onshore Windpark 1 (WP 1)	9,30	6	5.810
Offshore Windpark 1 – modifiziert (OWP 1 mod.)	14,9	6	16.670
Onshore Windpark 1 – modifiziert (WP 1 mod.)	9,30	6	5.810

4.1.2 Modifikation ausgewählter RD-Zeitreihen

In den Untersuchungen dieser Studie werden die Jahre 2021 und 2022 analysiert, in denen negative Preise und RD-Abrufe von Windparks bereits mehrfach aufgetreten sind. Es ist jedoch wahrscheinlich, dass Situationen mit negativen Preisen und RD-Abrufen von EE-Anlagen in Zukunft häufiger auftreten werden. Um untersuchen zu können wie ein häufigeres Auftreten von negativen Preisen und RD-Abrufen bei EE-Anlagen sich auf die Ergebnisse auswirkt, werden für die Untersuchungen einige RD-Zeitreihen modifiziert.

Zur Modifikation wurden einige reale RD-Abrufe so verschoben, dass sie in Zeiten mit Preisen wie in dem in Abbildung 3.4 dargestellten Use Case fallen. Das bedeutet, dass der ID-Auktionspreis größer als die negative MP ist und der ID1-Index kleiner als die negative MP der jeweiligen Anlage ist. Die RD-Abrufe werden dabei immer nur um wenige Tage verschoben, idealerweise aber innerhalb des gleichen Tages. Die gesamte RD-Energie und die RD-Häufigkeit im Betrachtungszeitraum ändern sich somit durch die Verschiebung nicht. Die Anzahl der Viertelstunden in denen der Use-Case für die originalen sowie angepassten RD-Zeitreihen der Windparks in den Jahren 2021 und 2022 aufgetreten ist, sind in Abbildung 4.1 dargestellt.

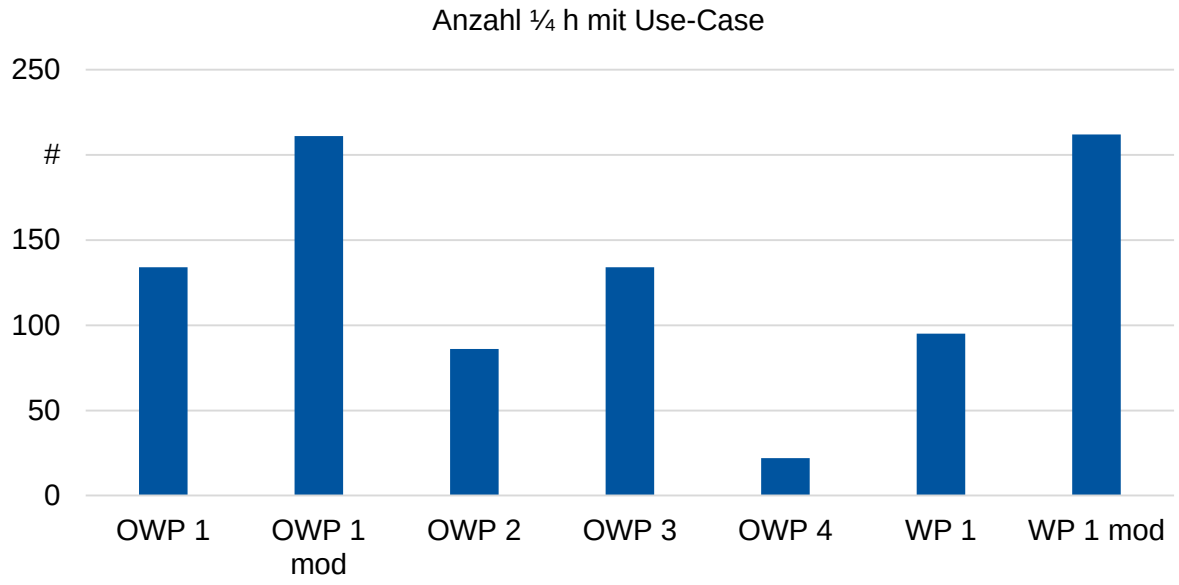


Abbildung 4.1 Anzahl der Viertelstunden mit auftretendem Use-Case

4.1.3 Parameter des finanzmathematischen Ansatzes

Zur Anwendung des finanzmathematischen Ansatzes ist die Bestimmung ansatzspezifischer Eingangsdaten notwendig. Um eine hohe Vergleichbarkeit mit den Ergebnissen des Benchmarks zu erreichen, werden, wenn möglich, die gleichen Daten zugrunde gelegt.

Erwarteter ID-Preis

Als erwarteter ID-Preis wird in der Umsetzung nach BDEW-Branchenleitfaden der Preis der ID-Auktion verwendet. [BDE18]

Standardabweichung der ID-Preise

Die Standardabweichung für jede Viertelstunde wird gemäß BDEW Branchenleitfaden wie in Abschnitt 3.3.2 beschrieben anhand der ID-Auktionspreise und ID1-Indizes der letzten 30 Tage berechnet.

Blockierte Leistung durch RD-Abruf

Entgangene Erlöse nach dem finanzmathematischen Ansatz orientieren sich am Leistungsbereich der Anlage „der ohne die RD-Anweisung flexibel einsetzbar gewesen wäre“ [BDE18]. Wenn von einer einseitigen Blockierung der Leistung bei RD-Anforderung ausgegangen wird, entspricht die blockierte Leistung $P_{blockiert,t}$ in einer Viertelstunde t bei EE-Anlagen der gesamten negativen RD-Leistung $P_{RD,t}$.

$$P_{blockiert,t} = \left|P_{RD,t}\right|$$

Strike-Preis

Als Strike-Preis ist bei EE-Anlagen die negative MP anzusetzen (vgl. Kapitel 2). Die MP der betrachteten Anlagen werden anhand der anzulegenden Werte aus Tabelle 4.1 sowie energieträgerspezifische Marktwerte und die Fälle nach § 51 EEG für die Jahre 2021 und 2022 berechnet [net23a][net23b].

4.2 Ergebnisse

4.2.1 Höhe und Häufigkeit entgangener Erlöse durch RD

In Abbildung 4.2 sind die nach dem Benchmark und dem finanzmathematischen Ansatz ermittelten entgangenen Erlöse für alle sieben untersuchten Windparks dargestellt. Eine Darstellung als relative entgangene Erlöse bezogen auf die blockierte Energie befindet sich in Anhang A.

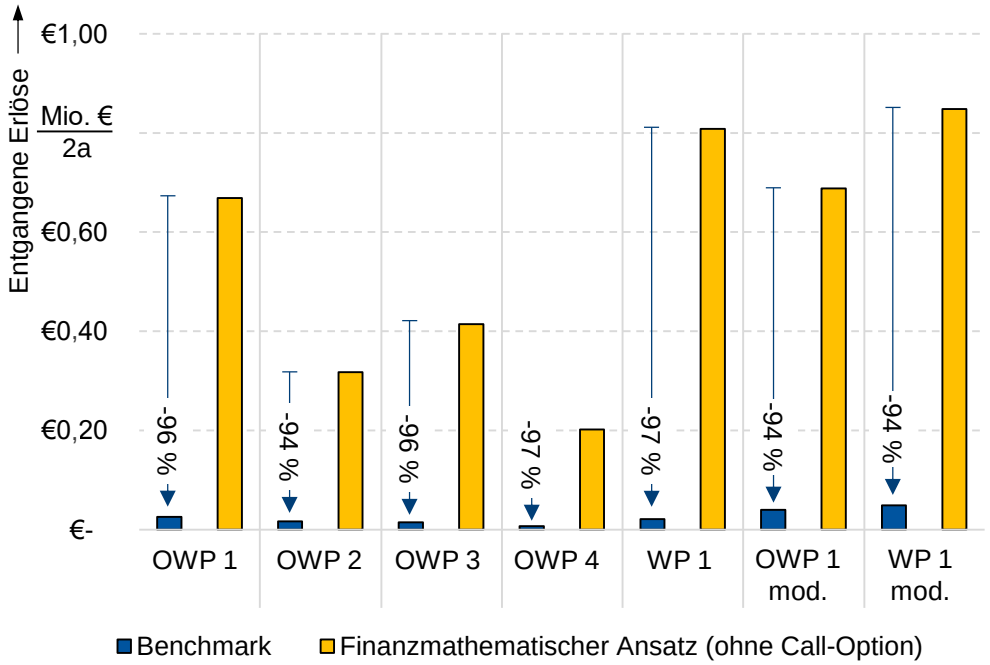


Abbildung 4.2 Entgangene Erlöse nach Benchmark und finanzmathematischem Ansatz für die Jahre 2021 und 2022

Bei den entgangenen Erlösen des finanzmathematischen Ansatzes wurde die Call-Option nicht berücksichtigt. Wenn also keine Put-Option vorlag, wurden die entgangene Erlösen auf null gesetzt. Es ist zu erkennen, dass die entgangenen Erlöse bei Anwendung des finanzmathematischen Ansatzes jene des Benchmarks deutlich übersteigen. In Tabelle 4.2 sind die Ergebnisse in tabellarischer Form zusammengefasst.

Tabelle 4.2 Ergebnisvergleich entgangener Erlöse für die Jahre 2021 und 2022

EE-Anlage	**Benchmark** **[€ / 2a]** (Anzahl ¼-h)	**Finanzmathematischer Ansatz** **[€ / 2a]** (Anzahl ¼-h)[2]
Offshore Windpark 1 (OWP 1)	**25.847** (134)	**668.707** (8.917)
Offshore Windpark 2 (OWP 2)	**16.875** (86)	**317.297** (6.944)
Offshore Windpark 3 (OWP 3)	**14.530** (134)	**414.294** (8.743)
Offshore Windpark 4 (OWP 4)	**6.979** (22)	**201.829** (1.338)
Onshore Windpark 1 (WP 1)	**21.313** (95)	**808.150** (4.586)
Offshore Windpark 1 – modifiziert (OWP 1 mod.)	**40.080** (210)	**687.955** (8.934)
Onshore Windpark 1 – modifiziert (WP 1 mod.)	**48.830** (212)	**847.921** (4.666)

Die Ergebnisse des Benchmarks zeigen, dass der Use Case von entgangenen Erlösen für EE-Anlagen 2021 und 2022 nur in wenigen Viertelstunden aufgetreten ist. Da der Use Case nur selten aufgetreten ist, sind auch die entgangenen Erlöse durch RD gering. Der finanzmathematische Ansatz überschätzt diese jedoch stark.

Abbildung 4.3 zeigt die Ergebnisse der beiden Berechnungsmethoden getrennt für die Jahre 2021 und 2022. In der Abbildung ist deutlich zu erkennen, dass die entgangenen Erlöse im Jahr 2022 deutlich höher waren als im Jahr 2021. Dies ist zum einen darauf zurückzuführen, dass die Windparks im Jahr 2022 häufiger für den RD eingesetzt wurden als im Jahr 2021. Zum anderen waren die Referenzmarktwerte im Jahr 2022 deutlich höher als im Jahr 2021, wodurch die MP deutlich niedriger waren [net23a]. Da leicht negative Strompreise häufiger vorgekommen sind als stark negative Strompreise, ist es wahrscheinlicher, dass der Strompreis unterhalb der negativen MP liegt, wenn die MP niedriger ist. Bei niedrigeren MP treten entgangene Erlöse demnach häufiger auf. In Anhang A befindet sich eine Darstellung als relative entgangene Erlöse bezogen auf die blockierte Energie, getrennt für beide Jahre.

[2] Hier wurden nur Viertelstunden mit entgangenen Erlösen > 0,01 € gezählt

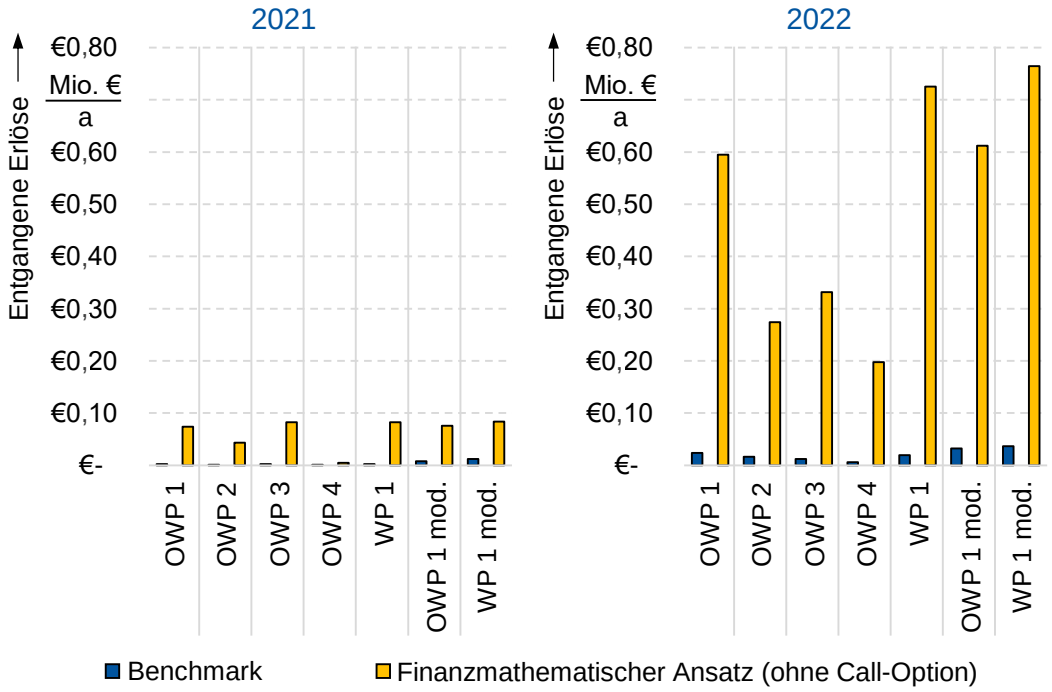


Abbildung 4.3 Entgangene Erlöse nach Benchmark und finanzmathematischem Ansatz getrennt für 2021 und 2022

4.2.2 Einfluss der Regeln nach § 51 EEG

Nach § 51 EEG wird die MP zu null gesetzt, wenn der Spotmarktpreis für einen bestimmten Zeitraum negativ ist. Für alle betrachteten Windparks gilt die 6-Stunden-Regel aus § 51 EEG, d.h. die MP wird null, wenn der Spotmarktpreis für mindestens 6 Stunden ohne Unterbrechung negativ ist. Die 6-Stunden-Regel wurde im Jahr 2021 in 81 Stunden und im Jahr 2022 in 43 Stunden angewendet [net23b]. In Tabelle 4.3 sind die Anzahl der Viertelstunden, in denen RD während Anwendung der 6-Stunden-Regel auftrat, sowie die Höhe der entgangenen Erlöse während dieser Viertelstunden und deren Anteil an den gesamten entgangenen Erlösen für jeden Windpark aufgeführt.

Die Tabelle zeigt, dass die Anzahl der Viertelstunden mit RD während Anwendung der 6-Stunden-Regel für alle Windparks gering ist. Beim Benchmark hatte die 6-Stunden-Regel für die meisten Windparks im Jahr 2021 einen größeren Einfluss auf die entgangenen Erlöse als im Jahr 2022, da die Stundenregel in diesem Jahr häufiger angewendet wurde. Außerdem zeigen die Ergebnisse, dass der Umfang des Einflusses der 6-Stunden-Regel vom anzulegenden Wert der Windparks abhängig ist. Wenn der anzulegende Wert niedriger ist (WP 1), ist die MP tendenziell auch niedriger, so dass die Reduzierung der MP auf 0 €/MWh einen geringeren Unterschied macht als wenn der anzulegende Wert und damit die MP höher ist (OWP 2).

Beim finanzmathematischen Ansatz hat die 6-Stunden-Regel gar keinen Einfluss. Das liegt daran, dass die 6-Stunden-Regel gilt, wenn der DA-Preis negativ ist. In diesem Fall wird die MP und damit der Strikepreis, auf 0 €/MWh gesetzt. Das bedeutet, dass der DA-Preis niedriger ist als der Strikepreis und somit liegt nach dem finanzmathematischen Ansatz eine Call-Option vor (vgl. Abschnitt 3.3.1). Da die Call-Option für EE-Anlagen nicht relevant ist und daher in den Ergebnissen dieser Studie rausgenommen wurde, gibt es in den Fällen nach § 51 EEG hier keine entgangenen Erlöse.

Tabelle 4.3 Einfluss der Regeln nach §51 EEG auf das entgangene Erlösen

EE-Anlage	**Anzahl ¼ h RD in Fällen nach §51 EEG**		**Entgangene Erlöse in Fällen nach § 51 EEG [€/a]** (%)			
			Benchmark		**Finanzmathematischer Ansatz**	
	2021	2022	2021	2022	2021	2022
Offshore Windpark 1 (OWP 1)	122	98	**626** 26,1 %	**0** 0 %	**0** 0 %	**0** 0 %
Offshore Windpark 2 (OWP 2)	122	98	**498** 62,8 %	**0** 0 %	**0** 0 %	**0** 0 %
Offshore Windpark 3 (OWP 3)	122	98	**494** 20,7 %	**0** 0 %	**0** 0 %	**0** 0 %
Offshore Windpark 4 (OWP 4)	0	21	**0** 0 %	**640** 10,3 %	**0** 0 %	**0** 0 %
Onshore Windpark 1 (WP 1)	20	57	**37** 1,7 %	**60** 0,3 %	**0** 0 %	**0** 0 %
Offshore Windpark 1 – modifiziert (OWP 1 mod.)	219	108	**5.062** 66,3 %	**4.695** 14,5 %	**0** 0 %	**0** 0 %
Onshore Windpark 1 – modifiziert (WP 1 mod.)	43	62	**1.145** 9,4 %	**354** 1,0 %	**0** 0 %	**0** 0 %

4.2.3 Gründe für die Unterschiede zwischen den beiden Ansätzen

Ein wesentlicher Grund für die Unterschiede zwischen dem Benchmark und dem finanzmathematischen Ansatz ist das Entscheidungskriterium für die Berechnung entgangener Erlöse. Da RD-Anforderungen für EE-Anlagen in der Regel erst nach der ID-Auktion erfolgen, gibt es keine entgangenen Erlöse in der ID-Auktion, weil EE-Anlagenbetreiber in der ID-Auktion noch frei handeln können. Somit kann es vorteilhaft sein, die in der DA-Auktion vermarktete Energie bereits in der ID-Auktion zurückzukaufen, wenn der ID-Auktionspreis unter der negativen MP liegt. Folglich können im kontinuierlichen ID-Handel nur dann entgangene Erlöse entstehen, wenn die Anlagenleistung in der DA-Auktion oder in der ID-Auktion vermarktet wurde und sofern in der DA-Auktion vermarktet, die vermarktete Energie nicht in der ID-Auktion zurückgekauft wurde. Im Benchmark ist also der ID-Auktionspreis das wesentliche Kriterium für die

Entscheidung, ob eine RD-Anforderung zu entgangenen Erlösen im kontinuierlichen ID-Handel führt (vgl. Abschnitt 3.2.2). Der finanzmathematische Ansatz berechnet jedoch den Wert der Put-Option in Abhängigkeit vom DA-Preis, wenn der DA-Preis über der negativen MP liegt (vgl. Abschnitt 3.3.1). Dies kann zu dem in Abbildung 4.4 exemplarisch dargestellten Fall führen.

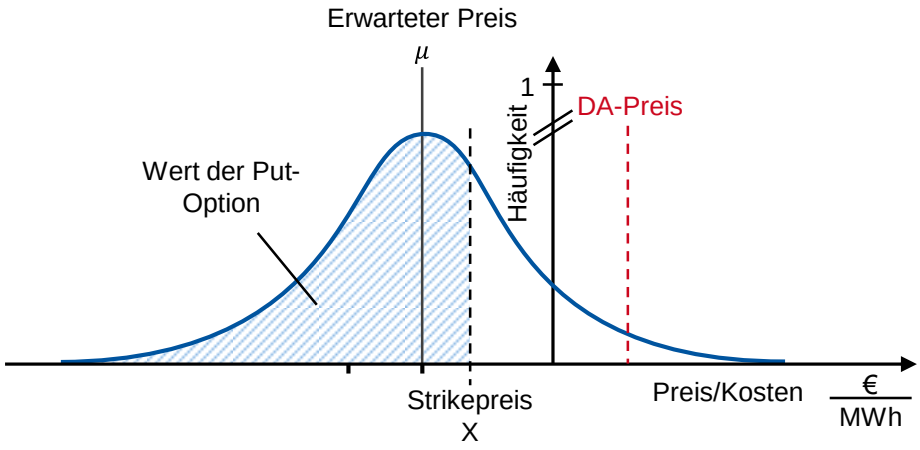


Abbildung 4.4 Schematische Darstellung der Bestimmung des Wertes der Put-Option mit DA-Preis als Entscheidungskriterium

In diesem Beispielfall ist der DA-Preis größer als die negative MP, so dass im finanzmathematischen Ansatz der Wert der Put-Option berechnet wird. Der ID-Auktionspreis liegt jedoch unter der negativen MP, so dass im Benchmark davon ausgegangen wird, dass es für einen EE-Anlagenbetreiber erlösbringend gewesen wäre die in der DA-Auktion vermarktete Energie in der ID-Auktion zurückzukaufen. Somit werden in diesem Fall im Benchmark keine entgangenen Erlöse berechnet. Der finanzmathematische Ansatz berechnet jedoch entgangene Erlöse, die aufgrund des niedrigen erwarteten Preises verhältnismäßig hoch ausfallen.

Ein weiterer Grund für die Unterschiede zwischen beiden Berechnungsmethoden ist die Berechnung der Standardabweichung im finanzmathematischen Ansatz. Der finanzmathematische Ansatz unterstellt eine Normalverteilung der absoluten Preisänderungen des ID-Marktes. Das bedeutet, dass angenommen wird, dass die Preisänderungen des ID1-Index gegenüber dem ID-Auktionspreis nach oben und unten symmetrisch verteilt sind. Tabelle 4.4 zeigt die Häufigkeit und den Durchschnittswert der Preisänderungen des ID1-Indexes vom ID-Auktionspreis im Zeitraum vom 01.01.2020 bis 28.06.2023 für Änderungen nach oben und nach unten.

Tabelle 4.4 Häufigkeit und durchschnittliche Preisänderungen des ID1-Indexes vom ID-Auktionspreis (01.01.2020 bis 28.06.2023)

	Häufigkeit [Anzahl ¼ h]	**Durchschnittliche Preisänderung $\lvert IDA - ID1 \rvert$ [€/MWh]**
ID1-Index > ID-Auktionspreis	60.374	26,62
ID1-Index < ID-Auktionspreis	61.989	23,23

Aus der Tabelle wird ersichtlich, dass Preisänderungen nach oben und nach unten ungefähr gleich häufig aufgetreten sind, die durchschnittliche Abweichung bei Preisänderungen nach unten jedoch geringer ist. Daraus lässt sich schließen, dass die Preisverteilung nicht völlig symmetrisch ist. Abbildung 4.5 zeigt exemplarisch eine asymmetrische Preisverteilung.

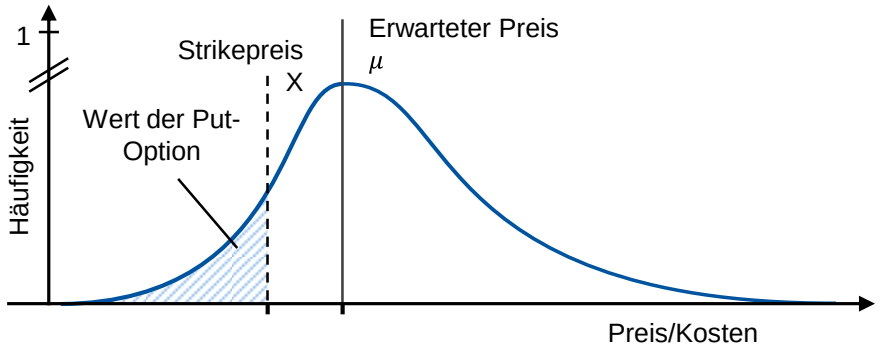


Abbildung 4.5 Schematische Darstellung einer exemplarischen asymmetrischen Preisverteilung

Ein EE-Anlagenbetreiber würde nur seine bereits vermarktete Energie im kontinuierlichen ID-Handel zurückkaufen, wenn der ID-Auktionspreis über der negativen MP und der Preis im kontinuierlichen ID-Handel unter der negativen MP liegt. Das bedeutet, dass es für den Use Case für EE-Anlagen nur relevant ist, wenn der ID1-Index unter dem ID-Auktionspreis liegt und daher nur Preisänderungen nach unten eine Rolle spielen.

Zur weiteren Untersuchung der auftretenden Unterschiede werden Detailergebnisse beider Ansätze für exemplarische Situationen verglichen. Trotz des exemplarischen Charakters dieser Situationen ermöglichen sie Schlussfolgerungen über die Gründe der auftretenden Unterschiede.

Situation 1: OWP 1 – April 2022

Die folgenden Abbildungen stellen die wesentlichen Einflüsse und Ergebnisse der beiden Berechnungsmethoden für einen exemplarischen Zeitraum im April 2022 dar. Abbildung 4.6 zeigt den berücksichtigten RD-Abruf. Abbildung 4.7 stellt die resultierenden entgangenen Erlöse der

verglichenen Ansätze dar. Schließlich zeigt Abbildung 4.8 die Strompreise, die Standardabweichung der ID1-Preisindizes und die MP von OWP 1 in der dargestellten Situation.

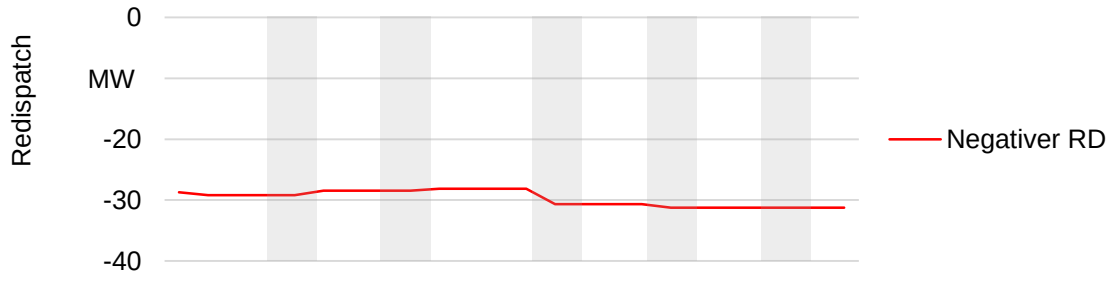


Abbildung 4.6 RD-Abruf in Situation 1

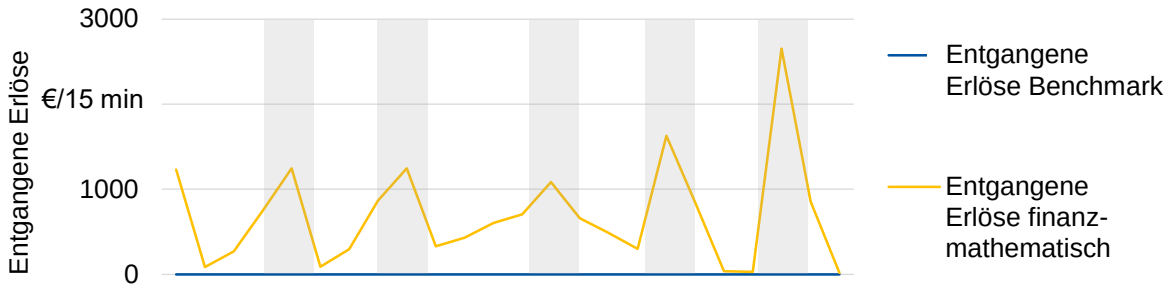


Abbildung 4.7 Gegenüberstellung entgangener Erlöse beider Ansätze in Situation 1

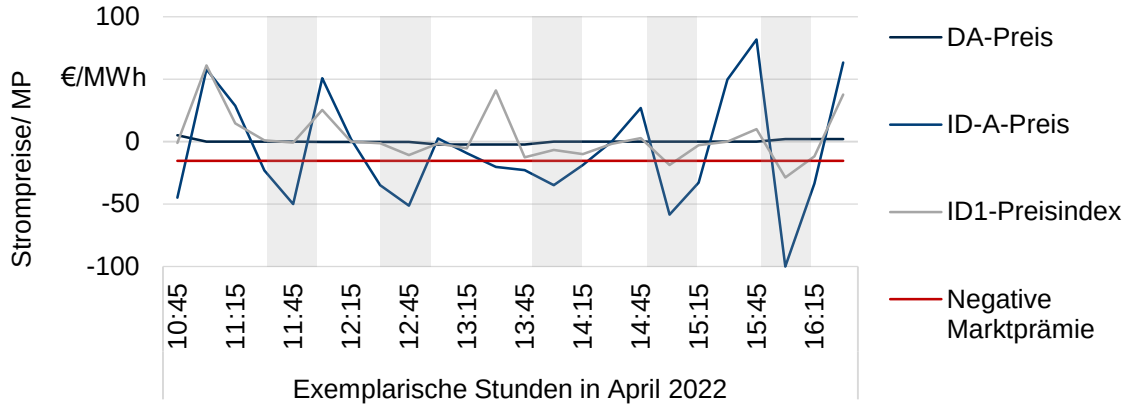


Abbildung 4.8 Verläufe von Preisen, Standardabweichung und Marktprämie in Situation 1

Die dargestellte Situation illustriert zuvor genannte mögliche Gründe für die unterschiedlichen Ergebnisse beider Berechnungsmethoden. In den Viertelstunden mit der grauen Markierung ist der ID-Auktionspreis unter der negativen MP und der DA-Preis über der negativen MP. Bei der Berechnung entgangener Erlöse mittels des finanzmathematischen Ansatzes führt dies zu hohen Werten, wohingegen beim Benchmark keine entgangenen Erlöse berechnet werden. Da die Bewertung, ob eine Put-Option vorliegt, vom DA-Preis abhängig ist, und dieser größer

ist als der Strike-Preis, wird die Option als Put-Option bewertet (siehe Abschnitt 3.3.1). Der Wert der Put-Option ist demnach sehr hoch (vgl. Abbildung 4.4).

Situation 2: OWP 1 – Oktober 2022

In der folgenden Situation wird der Einfluss hoher Preisspitzen im ID1-Preisindex auf die im finanzmathematischen Ansatz verwendeten Standardabweichung untersucht. Abbildung 4.9 zeigt, inwiefern sich hohe ID1-Preisspitzen (siehe Markierung A) auf die Standardabweichung (siehe Markierung B) der folgenden 30 Tage (vgl. Abschnitt 3.3.2) auswirken.

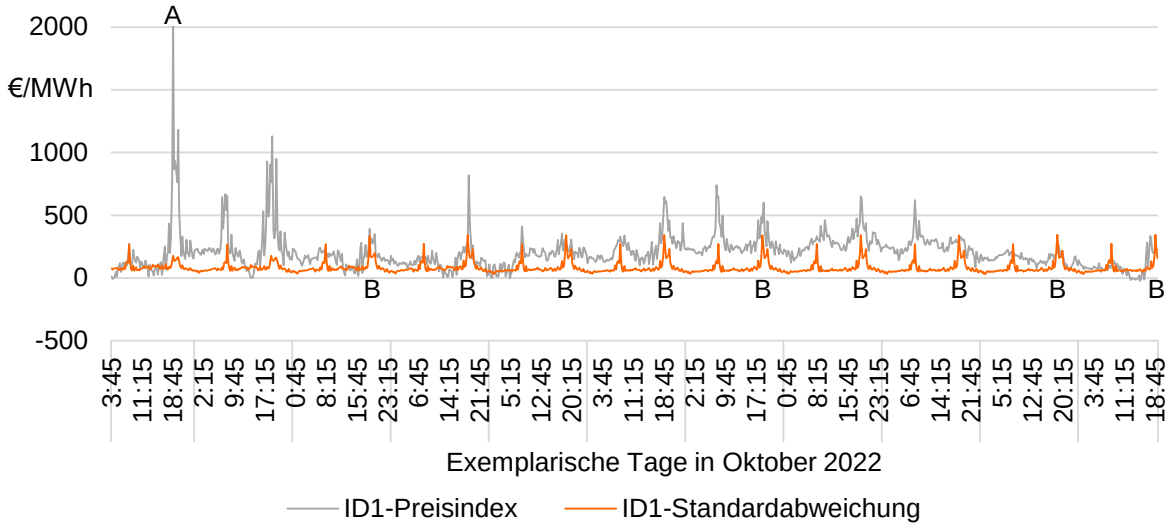


Abbildung 4.9 Verläufe von ID1-Preisindex und seiner Standardabweichung vor und während des Zeitraumes von Situation 2

Fällt ein RD-Abruf in einen Zeitraum mit hoher Standardabweichung, so führt dies zu erhöhten entgangenen Erlöse nach dem finanzmathematischen Ansatz. Zur Veranschaulichung zeigen die nachfolgenden Abbildungen, analog zu Situation 1, den berücksichtigten RD-Abruf (Abbildung 4.10), die resultierenden entgangenen Erlöse der verglichenen Ansätze (siehe Abbildung 4.11) sowie die Strompreise, die Standardabweichung der ID1-Preisindizes und die MP von OWP 1 (siehe Abbildung 4.12). Aus diesen wird ersichtlich, dass aufgrund der ID1-Preisspitze von einige Tage zuvor eine erhöhte Standardabweichung um 18:45 Uhr am betrachteten Tag (siehe Markierung B in Abbildung 4.9) die entgangenen Erlöse nach finanzmathematischem Ansatz beeinflusst.

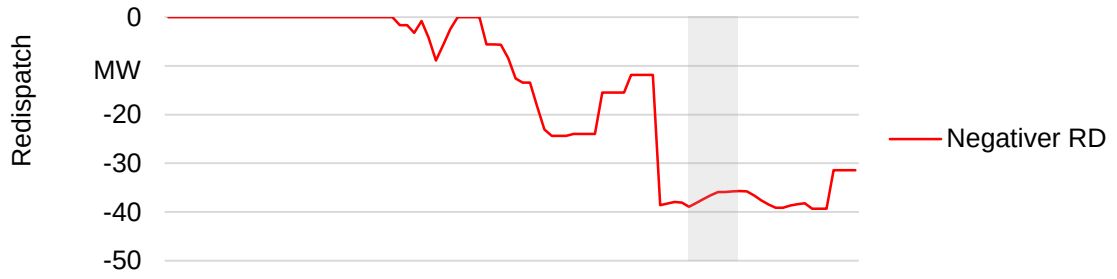


Abbildung 4.10 RD-Abruf in Situation 2

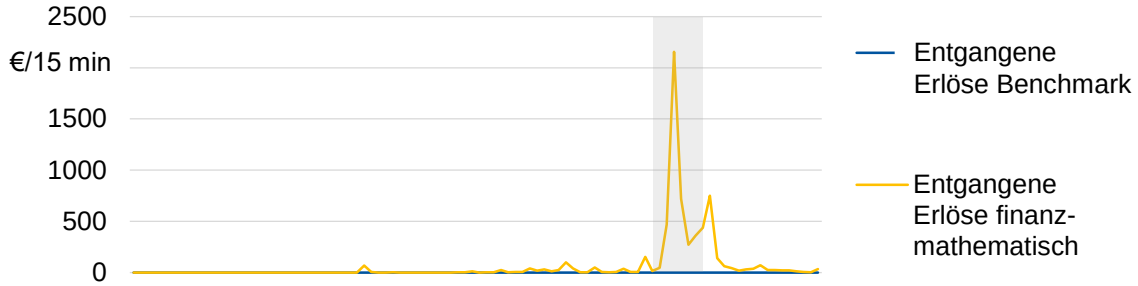


Abbildung 4.11 Gegenüberstellung entgangener Erlöse beider Ansätze in Situation 2

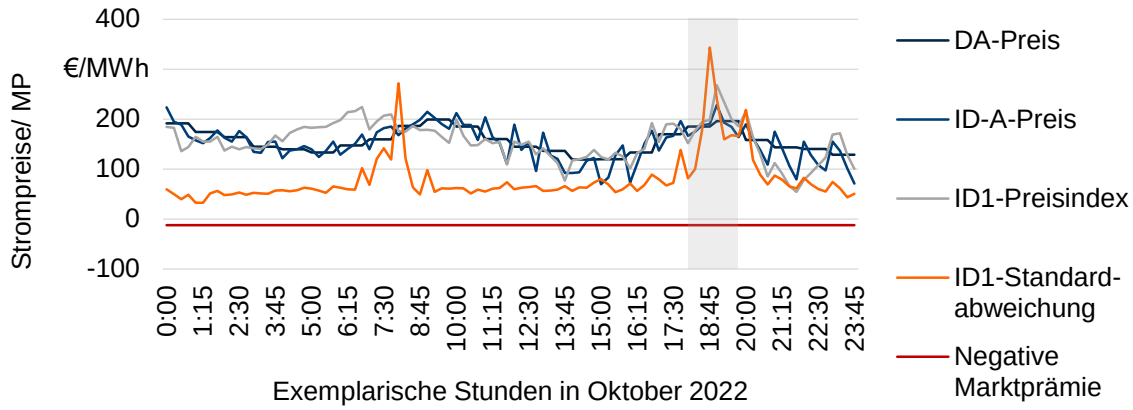


Abbildung 4.12 Verläufe von Preisen, Standardabweichung und Marktprämie in Situation 2

Die Preisspitze nach oben ist für den Use Case für EE-Anlagen nicht relevant, da ein EE-Anlagenbetreiber keine bereits vermarktete Energie zurückkaufen würde bei hohen Preisen. Deswegen werden die entgangenen Erlöse in dieser Situation durch den finanzmathematischen Ansatz stark überschätzt.

5 Lösungsvorschläge für eine Erweiterung des finanzmathematischen Ansatzes

Aus den Untersuchungen wird ersichtlich, dass die entgangenen Erlöse bei Berechnung mit dem finanzmathematischen Ansatz bei allen betrachteten EE-Anlagen insgesamt stark überschätzt werden. Gründe hierfür liegen zum einen darin, dass die Bewertung einer Put-Option beim finanzmathematischen Ansatz zu einem sehr hohen Wert führen kann, je nachdem wie der DA-Preis, der Erwartungswert des ID-Preises (ID-Auktionspreis) und der Strike-Preis der Anlagen (negative MP) in der jeweiligen Viertelstunde ausfällt. Zum anderen wirken sich hohe Preisspitzen nach oben beim ID1-Preisindex auf die Standardabweichung der ID-Preise aus, welche wiederum im Falle eines RD-Abrufes bei hoher Standardabweichung zu einer Überschätzung des finanzmathematischen Ansatzes führen. Um dieser Überschätzung des finanzmathematischen Ansatzes entgegenzuwirken, werden im Folgenden zwei Lösungsvorschläge vorgestellt, welche diese Überschätzung reduzieren.

5.1 ID-Auktionspreis für Entscheidung ob Put-Option zugrunde legen

Für die Entscheidung, ob zur Bewertung der Optionalität eine Put-Option herangezogen werden sollte, wird im finanzmathematischen Ansatz der DA-Preis herangezogen. Dahinter steckt die Annahme, dass eine Anlage gegenüber dem stündlichen DA-Preis wirtschaftlich optimal eingesetzt wird. Liegt der DA-Preis also über dem Strikepreis, wird die Anlage vollständig vermarktet und es kann später nur noch Energie zurückgekauft werden. Einer Überschätzung des Wertes der Put-Option kann entgegengewirkt werden, indem zur Festlegung auf eine Put-Option nicht der DA-Preis, sondern der ID-Auktionspreis angenommen wird. Die Berechnung entgangener Erlöse erfolgt demnach nicht aus der Möglichkeit eines Nachhandelns in der ID-Auktion, sondern ausschließlich aus der Möglichkeit eines Nachhandelns im kontinuierlichen ID-Handel. Da die RD-Anweisungen der Netzbetreiber für EE-Anlagen i.d.R. erst nach Durchführung der ID-Auktion stattfinden, kann die ID-Auktion wie die DA-Auktion behandelt werden, da Anlagenbetreiber noch nicht in ihrer Handelsentscheidung in der ID-Auktion eingeschränkt wurden. Die entgangenen Erlöse durch eingeschränktes Handeln in der ID-Auktion werden dann nicht über den finanzmathematischen Ansatz berechnet. Abbildung 5.1 zeigt einen Vergleich der entgangenen Erlöse pro blockierter Energie des finanzmathematischen Ansatzes

mit dem Benchmark unter Festlegung auf eine Put-Option anhand des DA-Preises (gefüllt) bzw. ID-Auktionpreises (gestreift).

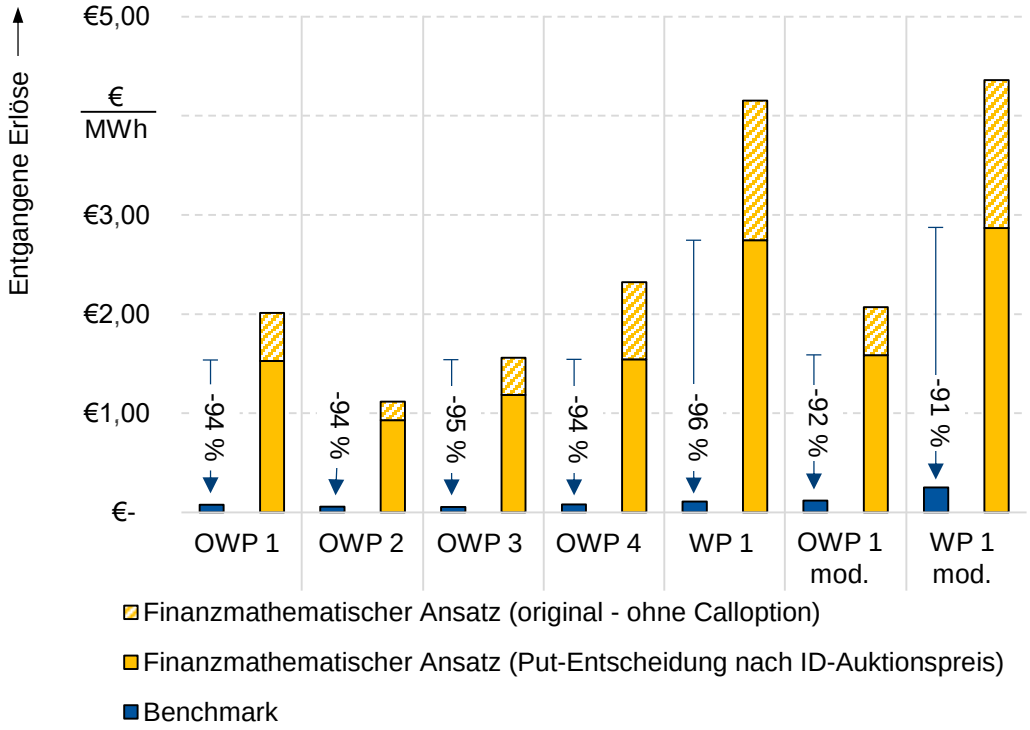


Abbildung 5.1 Entgangene Erlöse pro blockierter Energie nach Benchmark und finanzmathematischem Ansatz (original und mit Lösungsvorschlag 1) für die Jahre 2021 und 2022

Aus der Abbildung wird ersichtlich, dass die Überschätzung durch die Anpassung des finanzmathematischen Ansatzes bei allen betrachteten EE-Anlagen geringer ausfällt. Tabelle 5.1 zeigt die absoluten entgangenen Erlöse des mit Lösungsvorschlag 1 modifizierten finanzmathematischen Ansatzes in den Jahren 2021 und 2022 und die relative Veränderung gegenüber dem ursprünglichen finanzmathematischen Ansatz sowohl für die Höhe als auch für die Häufigkeit berechneter entgangener Erlöse.

Tabelle 5.1 Entgangener Erlöse des mit Lösungsvorschlag 1 modifizierten finanzmathematischen Ansatzes für die Jahre 2021 und 2022

EE-Anlage	Finanzmathematischer Ansatz (mit Lösungsvorschlag 1) (Abweichung Original – Lösungsvorschlag 1)	
	[€ / 2a] (%)	**[Anzahl ¼-h]**[3] (%)
Offshore Windpark 1 (OWP 1)	**508.516** (-23,96 %)	**8.728** (-2,12 %)
Offshore Windpark 2 (OWP 2)	**264.821** (-16,54 %)	**6.887** (-0,82 %)
Offshore Windpark 3 (OWP 3)	**315.180** (-23,92 %)	**8.553** (-2,17 %)
Offshore Windpark 4 (OWP 4)	**134.184** (-33,52 %)	**1.302** (-2,69 %)
Onshore Windpark 1 (WP 1)	**533.791** (-33,95 %)	**4.402** (-4,01 %)
Offshore Windpark 1 – modifiziert (OWP 1 mod.)	**527.120** (-23,38 %)	**8.777** (-1,76 %)
Onshore Windpark 1 – modifiziert (WP 1 mod.)	**557.973** (-34,20 %)	**4.470** (-4,20 %)

Die Tabelle zeigt, dass die Höhe der entgangenen Erlöse stärker sinkt als die Anzahl an Viertelstunden in denen entgangene Erlöse von mehr als 0,01 € berechnet werden. Die Anzahl an Viertelstunden geht nicht so stark zurück, weil der ID-Auktionspreis ungefähr gleich häufig über der negativen MP liegt als der DA-Preis. Allerdings treten bei Verwendung des DA-Preises für die Entscheidung ob eine Put-Option bewertet werden soll Fälle wie in Abbildung 4.4 auf, in denen die entgangenen Erlöse sehr hoch sind. Wird der ID-Auktionspreis als Entscheidungsgrundlage verwendet, fallen diese Viertelstunden weg und werden teilweise durch andere Viertelstunden mit einem geringeren Wert der Put-Option ersetzt.

5.2 Anpassung der Berechnung der Standardabweichung des ID1-Index

Ein weiterer Lösungsvorschlag zur Verringerung der Überschätzung des finanzmathematischen Ansatzes ist die Anpassung der Berechnung der Standardabweichung des ID1-Index. Die Berechnung der Standardabweichung unterliegt Annahmen zur zugrundeliegenden Ver-

[3] Hier wurden nur Viertelstunden mit entgangenen Erlösen > 0,01 € gezählt

teilung sowie zur Parametrierung der Berechnung, die angepasst werden können. Den größten Einfluss der Standardabweichung auf die Überschätzung der entgangenen Erlöse stellt die Auswirkung hoher ID1-Preisspitzen nach oben dar, die für den Use Case für EE-Anlagen nicht relevant sind. Um den Einfluss dieser hohen Preisspitzen nach oben zu eliminieren, wird im Folgenden der Ansatz untersucht, die ID1-Preisindizes der letzten 30 Tage eines Tageszeitpunktes oberhalb des ID-Auktionspreises bei der Berechnung der Standardabweichung wegzulassen. Abbildung 5.2 zeigt die entgangenen Erlöse pro blockierter Energie unter Berücksichtigung dieser Anpassung des finanzmathematischen Ansatzes.

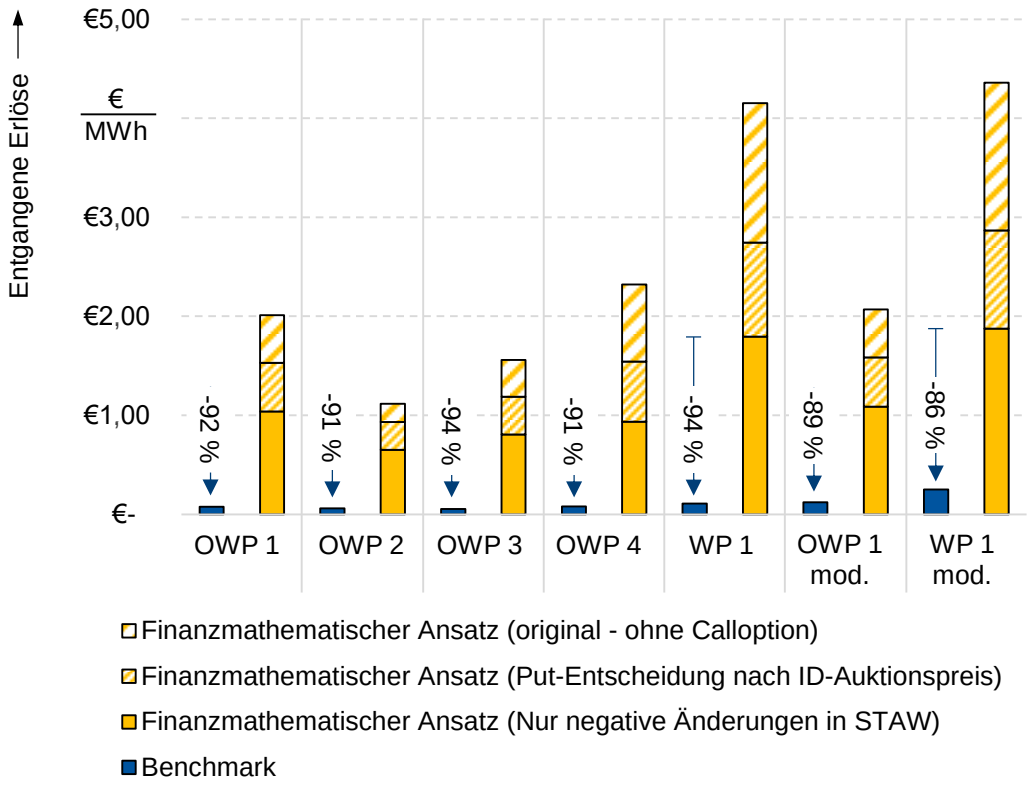


Abbildung 5.2 Entgangene Erlöse pro blockierter Energie nach Benchmark und finanzmathematischem Ansatz (original, mit Lösungsvorschlag 1 und mit Lösungsvorschlag 2) für die Jahre 2021 und 2022

Die Ergebnisse zeigen, dass das Weglassen von Preisänderungen nach oben einen geringeren Wert der Standardabweichung liefert und somit die Überschätzung des finanzmathematischen Ansatzes durch einzelne Extrempreise nach oben verringert. Des Weiteren ist zu erkennen, dass die Überschätzung des finanzmathematischen Ansatzes geringer ist, wenn die Wahrscheinlichkeit des Use Cases erhöht wird. Dies wurde durch die Modifikation der RD-Zeitreihen von OWP 1 und WP 1 erreicht.

In Tabelle 5.2 sind die absoluten entgangenen Erlöse des mit Lösungsvorschlag 1 und 2 modifizierten finanzmathematischen Ansatzes in den Jahren 2021 und 2022 und die relative Veränderung gegenüber dem ursprünglichen finanzmathematischen Ansatz sowohl für die Höhe als auch für die Häufigkeit berechneter entgangener Erlöse aufgeführt.

Tabelle 5.2 Entgangener Erlöse des mit Lösungsvorschlag 1 und 2 modifizierten finanzmathematischen Ansatzes für die Jahre 2021 und 2022

EE-Anlage	**Finanzmathematischer Ansatz (mit Lösungsvorschlag 1&2)** (Abweichung Original – Lösungsvorschlag 1&2)	
	[€ / 2a] (%)	**[Anzahl ¼-h]**[4] (%)
Offshore Windpark 1 (OWP 1)	**345.524** (-48,33 %)	**7.456** (-16,38 %)
Offshore Windpark 2 (OWP 2)	**185.427** (-41,56 %)	**5.476** (-21,14 %)
Offshore Windpark 3 (OWP 3)	**213.955** (-48,36 %)	**7.224** (-17,37 %)
Offshore Windpark 4 (OWP 4)	**81.300** (-59,72 %)	**1.066** (-20,33 %)
Onshore Windpark 1 (WP 1)	**349.396** (-56,77 %)	**3.904** (-14,87 %)
Offshore Windpark 1 – modifiziert (OWP 1 mod.)	**349.396** (-47,42 %)	**7.518** (-15,85 %)
Onshore Windpark 1 – modifiziert (WP 1 mod.)	**364.739** (-56,98 %)	**4.008** (-14,10 %)

Die Tabelle zeigt, dass die Höhe der entgangenen Erlöse durch Lösungsvorschlag 2 ungefähr um den gleichen Prozentsatz verringert werden kann wie durch Lösungsvorschlag 1. Allerdings nimmt die Anzahl der Viertelstunden nun stärker ab, was darauf zurückzuführen ist, dass durch die Anpassung der Standardabweichung mehr Viertelstunden entfallen, weil in diesen nur noch entgangene Erlöse von weniger als 0,01 € berechnet werden.

5.3 Gründe für verbleibende Überschätzung

Nach Umsetzung der beiden Lösungsvorschläge für den finanzmathematischen Ansatz in Abschnitt 5.1 und Abschnitt 5.2 werden die entgangenen Erlöse für alle betrachteten EE-Anlagen

[4] Hier wurden nur Viertelstunden mit entgangenen Erlösen > 0,01 € gezählt

immer noch stark überschätzt. Der Hauptgrund dafür ist, dass der finanzmathematische Ansatz wesentlich häufiger entgangene Erlöse berechnet als der Benchmark. Die Überschätzung durch die häufigere Berechnung von entgangenen Erlösen sollte durch die Wahrscheinlichkeitsverteilung kompensiert werden, was jedoch nicht der Fall ist. Daraus lässt sich schließen, dass die im finanzmathematischen Ansatz unterstellte Normalverteilung der ID1-Indizes um den ID-Auktionspreis für den für EE-Anlagen relevanten Use Case nicht gegeben ist. Der Fall, dass der ID-Auktionspreis höher ist als die negative MP und der ID1-Index in der gleichen Viertelstunde niedriger ist als die negative MP, tritt äußerst selten auf und kann daher nicht durch diese Wahrscheinlichkeitsverteilung erfasst werden. Die Ergebnisse in Abbildung 5.2 zeigen zudem, dass die Überschätzung des finanzmathematischen Ansatzes geringer ist, wenn die Wahrscheinlichkeit des Use Cases höher ist, was durch Modifikation der RD-Zeitreihen von OWP 1 und WP 1 gemacht wurde. Nichtdestotrotz werden die entgangenen Erlöse für EE-Anlagen auch bei höherer Auftrittswahrscheinlichkeit des Use Cases durch den finanzmathematischen Ansatz stark überschätzt.

Abbildungsverzeichnis

Seite

Abbildung 2.1 Marktprämienmodell 4

Abbildung 3.1 Methodisches Vorgehen - Überblick 6

Abbildung 3.2 Überblick Benchmark 7

Abbildung 3.3 Entgangene Erlöse durch RD-Einschränkung 8

Abbildung 3.4 Entgangene Erlöse durch Redispatch bei Benchmark 10

Abbildung 3.5 Schematische Darstellung der Bestimmung des Wertes von Call- und Put-Optionen 11

Abbildung 4.1 Anzahl der Viertelstunden mit auftretendem Use-Case 14

Abbildung 4.2 Entgangene Erlöse nach Benchmark und finanzmathematischem Ansatz für die Jahre 2021 und 2022 16

Abbildung 4.3 Entgangene Erlöse nach Benchmark und finanzmathematischem Ansatz getrennt für 2021 und 2022 18

Abbildung 4.4 Schematische Darstellung der Bestimmung des Wertes der Put-Option mit DA-Preis als Entscheidungskriterium 20

Abbildung 4.5 Schematische Darstellung einer exemplarischen asymmetrischen Preisverteilung 21

Abbildung 4.6 RD-Abruf in Situation 1 22

Abbildung 4.7 Gegenüberstellung entgangener Erlöse beider Ansätze in Situation 1 22

Abbildung 4.8 Verläufe von Preisen, Standardabweichung und Marktprämie in Situation 1 ... 22

Abbildung 4.9 Verläufe von ID1-Preisindex und seiner Standardabweichung vor und während des Zeitraumes von Situation 2 23

Abbildung 4.10 RD-Abruf in Situation 2 24

Abbildung 4.11 Gegenüberstellung entgangener Erlöse beider Ansätze in Situation 2 24

Abbildung 4.12 Verläufe von Preisen, Standardabweichung und Marktprämie in Situation 2 ... 24

Abbildung 5.1 Entgangene Erlöse pro blockierter Energie nach Benchmark und finanzmathematischem Ansatz (original und mit Lösungsvorschlag 1) für die Jahre 2021 und 2022 26

Abbildung 5.2 Entgangene Erlöse pro blockierter Energie nach Benchmark und finanzmathematischem Ansatz (original, mit Lösungsvorschlag 1 und mit Lösungsvorschlag 2) für die Jahre 2021 und 2022 28

Abbildung A.1 Relative entgangene Erlöse bezogen auf die durch Redispatch blockierte Energie in 2021 und 2022 36

Abbildung A.2 Relative entgangene Erlöse bezogen auf die durch Redispatch blockierte Energie getrennt für 2021 und 2022 36

Tabellenverzeichnis

Seite

Tabelle 4.1 Annahmen zu Kenndaten der betrachteten EE-Anlagen 13

Tabelle 4.2 Ergebnisvergleich entgangener Erlöse für die Jahre 2021 und 2022 17

Tabelle 4.3 Einfluss der Regeln nach §51 EEG auf das entgangene Erlösen 19

Tabelle 4.4 Häufigkeit und durchschnittliche Preisänderungen des ID1-Indexes vom ID-Auktionspreis (01.01.2020 bis 28.06.2023) 21

Tabelle 5.1 Entgangener Erlöse des mit Lösungsvorschlag 1 modifizierten finanzmathematischen Ansatzes für die Jahre 2021 und 2022 27

Tabelle 5.2 Entgangener Erlöse des mit Lösungsvorschlag 1 und 2 modifizierten finanzmathematischen Ansatzes für die Jahre 2021 und 2022 29

Literaturverzeichnis

[BDE18] BDEW: Branchenleitfaden - Vergütung von Redispatch-Maßnahmen, 2018.

[BNe22] BNetzA: Stellungnahmen BK8-22-001-A, 2022.

[net23a] netztransparenz.de: Marktwertübersicht. https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpraemie-Marktwerte/Marktwerte, 10.08.2023.

[net23b] netztransparenz.de: Tabellarische Übersicht der Fälle nach § 51 EEG 2021. https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpraemie-Marktwerte/EEG-negative-Preise, 10.08.2023.

[Web15] Weber, C.: Berücksichtigung von Intraday-Optionalitäten im Rahmen der Redispatch-Vergütung, 2015.

Anhang A Weitere Ergebnisse

Abbildung A.1 zeigt eine Übersicht der ermittelten entgangenen Erlöse nach Benchmark (vgl. Abschnitt 3.2.1) und finanzmathematischen (vgl. Abschnitt 3.2.2) Ansatz relativ bezogen auf die blockierte Energie. In Abbildung A.2 sind die relativen entgangenen Erlöse beider Ansätze getrennt für das die Jahre 2021 und 2022 dargestellt.

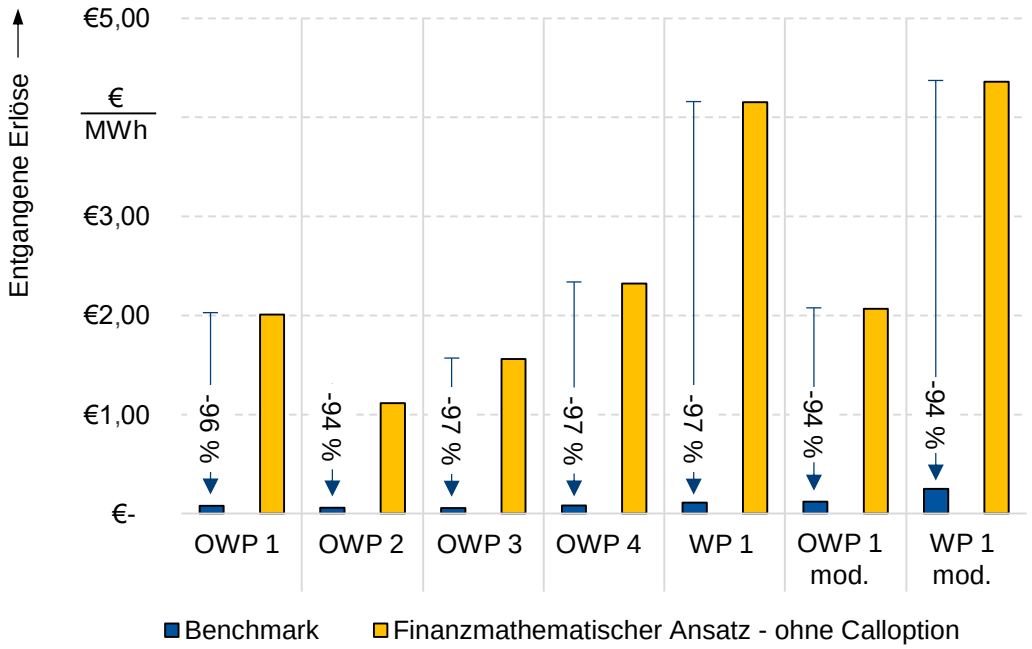


Abbildung A.1 Relative entgangene Erlöse bezogen auf die durch Redispatch blockierte Energie in 2021 und 2022

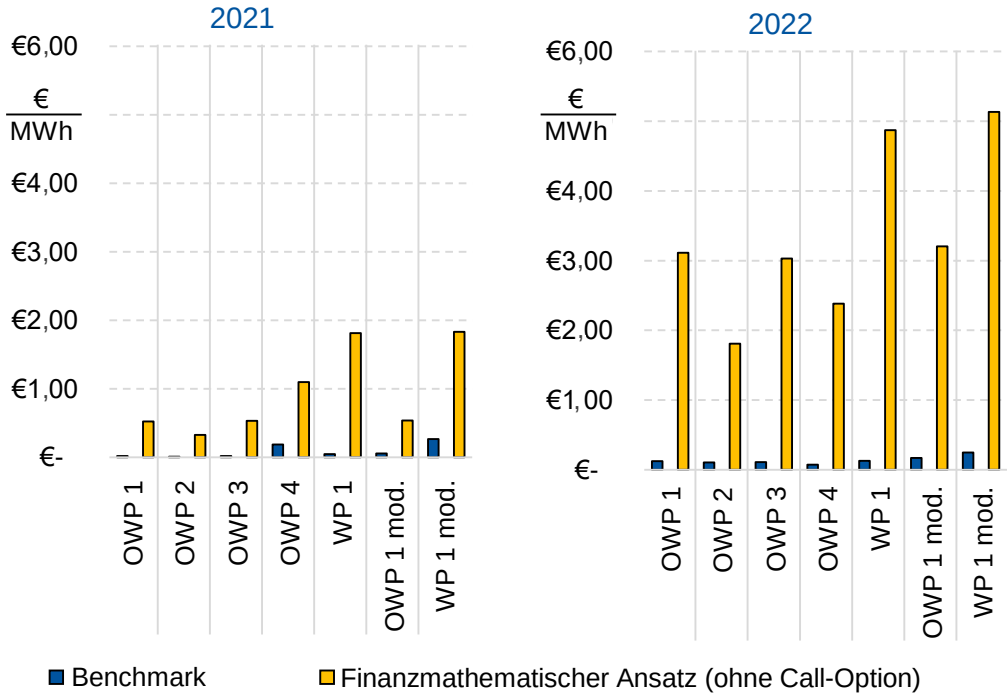


Abbildung A.2 Relative entgangene Erlöse bezogen auf die durch Redispatch blockierte Energie getrennt für 2021 und 2022