



Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg
Hamburg University of Applied Sciences

Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg
Fakultät Life Sciences

Quantitativer Vergleich dreier Berechnungsverfahren zur Bestimmung der möglichen Ist-
Einspeisung photovoltaischer Kraftwerke

Bachelorarbeit
im Studiengang Umwelttechnik

vorgelegt von

Johannes Markus Hahler Suárez
1920366

Hamburg
am 07. Oktober 2014

Gutachter Enerparc AG: M.Sc. Arved von Harpe
Gutachter HAW Hamburg: Prof. Dr. Timon Kampschulte

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	I
Abkürzungsverzeichnis	III
Abbildungsverzeichnis.....	V
Tabellenverzeichnis.....	VI
1 Einleitung	1
2 Szenarien.....	3
2.1 Regelleistung mit PV-Kraftwerken.....	3
2.1.1 Struktur des Stromnetzes.....	3
2.1.2 Regelleistung.....	6
2.1.3 Regelleistungsmarkt.....	8
2.2 Direktvermarktung.....	10
2.2.1 Grundlagen des Marktprämienmodells	10
2.2.2 Bilanzkreise und Fahrpläne.....	12
2.2.3 Ausgleichsenergie	13
2.2.4 Maßnahmen zur Reduktion von Fahrplanabweichungen	15
2.3 Einspeisemanagement Maßnahmen.....	20
3 Wirkleistungsreduzierung bei PV-Kraftwerken	22
4 Vergleichsmethodik	24
4.1 Ausgangsdaten	24
4.2 Datenaufbereitung und Qualitätskenngrößen	25
5 Verfahren zur Berechnung der MIE	28
5.1 „Erwarteter Ertrag“ der Firma Skytron energy GmbH	28
5.2 Hochskalieren eines Anlagenteils.....	35
5.3 Spitzenabrechnungsverfahren nach BNetzA	46
6 Vergleich und Diskussion	49

7	Zusammenfassung und Ausblick	53
	Literaturverzeichnis	VII
	Anhang.....	X

Abkürzungsverzeichnis

A

AC..... Alternating current (Wechselstrom)

B

BIAS.....Arithmetischer Mittelwert

BK..... Bilanzkreis

BKV..... Bilanzkreisverantwortliche

BNetzA..... Bundesnetzagentur

D

DC.....Direct current (Gleichstrom)

E

ENTSO-E.....Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber

EnWG.....Energiewirtschaftsgesetz

G

GPRS.....General Packet Radio Service

GSM..... Global System for Mobile Communications

M

MaPrV.....Managementprämieverordnung

MOL..... Merit Order List

MPP..... Maximum Power Point

MRL.....Minutenreserveleistung

N

NRV.....Netzregelverbund

O

OTC.....Over the Counter

P

PM..... Managementprämie

PRL..... Primärregelleistung

PV..... Photovoltaik

R

RAT..... Referenzanlagenteil
reBAP..... Bilanzausgleichsenergiepreis
RG-CE..... Regionalgruppe Continental Europe
RLM..... registrierende Leistungsmessung
RMSE..... Wurzel des quadratischen mittleren Fehlers
RW..... Referenzwert

S

SRL..... Sekundärregelleistung
StromNZV..... Stromnetzzugangsverordnung

U

ÜNB..... Übertragungsnetzbetreiber

V

VK..... Virtuelles Kraftwerk
VNB..... Verteilnetzbetreiber
VZ..... Vergleichszeitraum

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Regelzonen der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber	4
Abbildung 2: Europäisches Verbundsystem der Übertragungsnetzbetreiber	5
Abbildung 3: Vergleich der Vergütungsstrukturen zwischen EEG-Vergütung und Marktpremienmodell	12
Abbildung 4: Zahlungsflüsse im Marktpremienmodell	19
Abbildung 5: RW-Solar zwischen Januar 2013 und Juli 2014.....	20
Abbildung 6: Schematische Darstellung der Komponenten zur Wirkleistungsreduzierung in einem PV-Kraftwerk	23
Abbildung 7: Relative Abweichung der normierten Produktion	31
Abbildung 8: Relative Abweichung der normierten Produktion, doppelt logarithmisch eingetragen.....	32
Abbildung 9: Tagesscharfe Jahresübersicht der Mittelwerte und Mediane der viertelstündigen Abweichungen	33
Abbildung 10: Monatliche $RMSE_{norm}$ der minütlichen MIE pro Wechselrichter	39
Abbildung 11: Monatliche $BIAS_{norm}$ der minütlichen MIE pro Wechselrichter	40
Abbildung 12: Häufigkeit der Jahresmittelwerte der monatlichen $BIAS_{norm}$ aller Wechselrichter.....	41
Abbildung 13: Häufigkeit der Jahresmittelwerte der monatlichen $RMSE_{norm}$ aller Wechselrichter.....	42
Abbildung 14: Monatliche $RMSE_{norm}$ -Werte des Wechselrichters 222 bei unterschiedlicher zeitlicher Auflösung der zugrunde liegenden Daten.....	43
Abbildung 15: Monatliche $RMSE_{norm}$ -Werte aller RTs	44
Abbildung 16: Monatliche $BIAS_{norm}$ -Werte aller RTs.....	45
Abbildung 17: Verlauf der durchschnittlichen Modultemperatur am 19. Juni 2013.....	49
Abbildung 18: Monatliche $RMSE_{norm}$ -Werte aller Verfahren	51
Abbildung 19: Monatliche $BIAS_{norm}$ -Werte aller Verfahren	52

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht der einzelnen Regelleistungsarten	10
Tabelle 2: Mittelwerte und Mediane der relativen Abweichung pro Tag	30
Tabelle 3: Jahresaggregierte Ergebnisse des „Erwarteter Ertrag“-Verfahrens	33
Tabelle 4: Repräsentativer Tag pro Monat des $RMSE_{norm}$ - „Erwarteter Ertrag“	34
Tabelle 5: Repräsentativer Tag pro Monat des $RMSE_{rel}$ - „Erwarteter Ertrag“	34
Tabelle 6: Repräsentativer Tag pro Monat des $BIAS_{norm}$ - „Erwarteter Ertrag“	35
Tabelle 7: Übersicht der ausgewerteten RTs.....	38
Tabelle 8: Jahresaggregierte Ergebnisse des Spitzenabrechnungsverfahrens.....	47
Tabelle 9: Repräsentativer Tag pro Monat des $BIAS_{norm}$ -Spitzenabrechnungsverfahren	48
Tabelle 10: Normierte und relative jahresaggregierte Ergebnisse aller Verfahren	50

1 Einleitung

In der heutigen deutschen Energieversorgung spielen Erneuerbare Energien bereits eine zentrale Rolle, die auch zukünftig weiter ausgebaut werden wird. So soll bis 2020 ein Anteil von Erneuerbaren Energien an der Stromversorgung von mindestens 35 %, bis 2030 mindestens 50 %, bis 2040 mindestens 65 % und bis 2050 mindestens 80 % erreicht werden (BT-Drs. 17/6071, 2011). Um ihrer Rolle als systemrelevante Träger der Energieversorgung gerecht zu werden, müssen Erneuerbare Energien in Zukunft allerdings einen stärkeren Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten. Es ist daher wichtig nicht nur Erneuerbare Kraftwerkskapazitäten auszubauen sondern auch deren Integration in die gesamte Stromwirtschaft voranzutreiben. Vor allem im Falle von Wind und Photovoltaik (PV) stellt die Volatilität ihrer Produktion eine Herausforderung für eine planbare und bedarfsgerechte Einspeisung und somit auch für die Netzstabilität und Zuverlässigkeit des Stromversorgungssystems dar.

Aufgrund der aktuell unzureichenden Speichermöglichkeiten für Strom, spielt in diesem Zusammenhang die Steuerung der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien eine zentrale Rolle. Anders als bei konventionellen Kraftwerken, deren abgegebene Leistung sehr genau durch die gesteuerte Zufuhr des Brennstoffes kontrolliert werden kann, steht die Verfügbarkeit des Primärenergieträgers Wind bzw. solare Einstrahlung nicht unter der Kontrolle des Anlagenbetreibers. Eine technische Einflussnahme auf die Produktion ist daher nur innerhalb der Grenzen möglich, die durch die oft stark fluktuierenden und nur schwer prognostizierbaren Wetterbedingungen gegeben sind. In modernen Wind- und PV-Kraftwerken besteht zwar die Möglichkeit, die eingespeiste Wirkleistung auf eine definierte Höhe zu begrenzen, die hierdurch entgangene Produktion kann allerdings nur indirekt bestimmt werden. Die zuverlässige Bestimmung des entgangenen Ertrages ist allerdings von herausragender Bedeutung, da hierdurch das vorhanden Potenzial zur Steuerung der Einspeiseleistung fluktuierender Kraftwerke , wirtschaftlich bewertet und somit sinnvoll eingesetzt werden kann.

Es sollen daher im Rahmen dieser Arbeit, anhand historischer Daten einer Beispielanlage der Enerparc AG, drei Verfahren verglichen werden, die dazu dienen, den entgangenen Ertrag aufgrund einer Wirkleistungsbegrenzung bei PV-Kraftwerken zu berechnen. In dieser Arbeit wird hierfür der Begriff „Mögliche ist-Einspeisung“ (MIE) benutzt. Ziel ist es, durch eine

quantitative Auswertung des ausgewählten Datensatzes einen Vergleich der Berechnungsverfahren hinsichtlich ihrer Eignung zum Nachweis des entgangenen Ertrages zu erstellen. Als Rahmenbedingung der Auswertung wurden drei Szenarien definiert, innerhalb deren es zu Wirkleistungsbegrenzung kommen könnte.

Der Hauptteil der Arbeit ist in vier Kapitel gegliedert, die zusammen einen umfassenden Einblick in die Thematik ermöglichen. Als erstes werden in Kapitel 2 drei Szenarien beschrieben, in deren Rahmen Abschaltungen eines PV-Kraftwerks erfolgen können. Hierbei handelt es sich sowohl um reelle als auch um hypothetische Szenarien, deren Verwirklichung in absehbarer Zukunft möglich ist. Deren Grundlagen, Besonderheiten und die Relevanz, die in deren Zusammenhang einer zuverlässigen Bestimmung der MIE zukommen, werden in drei Unterkapiteln beschrieben. Nachdem in Kapitel 2 die Gründe für Abschaltungen von PV-Kraftwerken und die dadurch entstehende Notwendigkeit der MIE Berechnung erläutert werden, wird in Kapitel 3 eine kurze Übersicht der technischen Umsetzung von Abschaltungen erstellt. Anschließend werden in Kapitel 4 die Grundlagen der Analyse, die Gegenstand dieser Arbeit ist, erläutert. In diesem Kapitel wird das Kraftwerk vorgestellt, auf dessen historischen Daten alle Auswertungen basieren. Anschließend wird auf die verwendeten Datenspuren, deren Beschaffung sowie deren Verarbeitung eingegangen. Des Weiteren erfolgt eine kurze Aufführung der statistischen Größen, die für die Analyse der Datensätze eingesetzt werden. Die Beschreibung und Auswertung der drei MIE-Berechnungsverfahren, die in dieser Arbeit verglichen werden, folgt in Kapitel 5. Für jedes Verfahren wurde hierzu ein Unterkapitel erstellt. Innerhalb der Unterkapitel wird erst einmal das Verfahren allgemein dargestellt. Aufbauend auf den in Kapitel 4 vorgestellten Daten und Kenngrößen erfolgt dann eine detailliertere Auswertung. Anschließend werden die Ergebnisse aus Kapitel 5 in Kapitel 6 verglichen und diskutiert. Zum Abschluss wird in Kapitel 7 eine Zusammenfassung der wichtigsten erarbeiteten Erkenntnisse erstellt sowie sich daraus ergebende Fragen und Vorschläge für weiterführende Auswertungen benannt.

2 Szenarien

2.1 Regelleistung mit PV-Kraftwerken

In diesem Kapitel wird von einem Szenario ausgegangen, in dem PV-Kraftwerke durch Teilnahme am Regelenenergiemarkt aktiv an der Leistungs-Frequenz-Regelung des Stromversorgungssystems beteiligt werden.

Derzeit handelt es sich hierbei um ein hypothetisches Szenario, das heutzutage Gegenstand intensiver Forschung und Entwicklung ist. Die Windbranche hat auf diesem Feld bereits einige Fortschritte erzielt. So sind in Großbritannien und Dänemark bereits Windkraftanlagen an der Bereitstellung von negativer Minutenreserve (s. Kapitel 2.1.2) beteiligt (Brauns et al., 2014). In Forschungsprojekten wie „Regelenergie durch Windkraftanlagen“ des Fraunhofer-Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik oder dessen Nachfolgeprojekt „Regelenergie durch Photovoltaikanlagen“, an dem auch die Enerparc AG teilnimmt, werden ausführlich unterschiedliche Themengebiete untersucht, die zu einer Implementierung dieser Szenarien erforderlich sind.

Die im Kapitel 5 behandelten MIE-Berechnungsverfahren spielen in diesem Zusammenhang eine wichtige Rolle, da sie der Nachweisführung der erbrachten Regelleistung dienen könnten. Um einen Einblick in dieses Szenario zu bekommen, werden in diesem Kapitel die Grundlagen des Stromnetzes des Regelenenergiemarktes sowie der Regelleistungsarten beschrieben.

2.1.1 Struktur des Stromnetzes

2.1.1.1 Verteilnetze, Übertragungsnetze und Regelzonen

Das deutsche Stromnetz kann in Übertragungsnetze und Verteilnetze unterteilt werden. Sie unterscheiden sich in ihrer räumlichen Ausdehnung, der Spannungsebene ihrer Leitungen und der Funktion, die sie innerhalb der Netzlandschaft erfüllen.

Verteilnetze bestehen in der Regel aus Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetzen bis zu einer Spannungsebene von 110 kV. Sie erstrecken sich über eine begrenzte Region und dienen innerhalb dieser primär der Versorgung von Endverbrauchern.

Die Übertragungsnetze bestehen im Wesentlichen aus den Höchstspannungsnetzen auf der 220 und 380 kV Ebene. Sie dienen dem landesweiten Transport von Strom zu den Verbrauchsschwerpunkten und den nachgelagerten Verteilnetzen. Es gibt in Deutschland vier Übertragungsnetze. Sie sind über sogenannte Kuppelleitungen miteinander verbunden und bilden das deutsche Verbundnetz. Jedes Übertragungsnetz stellt eine Regelzone dar, innerhalb derer der jeweilige Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) gemäß § 13 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) die Verantwortung für die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems trägt. Zu diesem Zweck stehen den ÜNBs verschiedene marktbezogene sowie netzbezogene Maßnahmen zur Verfügung, darunter der Einsatz von Regelleistung. Hierauf wird in Kapitel 2.1.2 näher eingegangen. In Abbildung 1 sind die Regelzonen der vier deutschen ÜNBs (TransnetBW GmbH, 50Hertz Transmission GmbH, TenneT TSO GmbH, Amprion GmbH) dargestellt. (Berndt et al., 2007; ENWG § 13 2005)



Abbildung 1: Regelzonen der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (Netzentwicklungsplan, n.d.)

2.1.1.2 Marktkopplung

Auf europäischer Ebene sind die meisten Regelzonen über internationale Kuppelleitungen zu einem synchronbetriebenen Höchstspannungsnetz zusammengeschlossen. Dieses wird vom Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) betrieben und ist in regionale Gruppen (RG) eingeteilt. Die vier deutschen Übertragungsnetze gehören, zusammen mit denen 24 weiterer europäischer Länder, der Regionalgruppe „Continental Europe“ (RG-CE) an. Abbildung 2 zeigt eine Übersicht des Europäischen Verbundsystems.

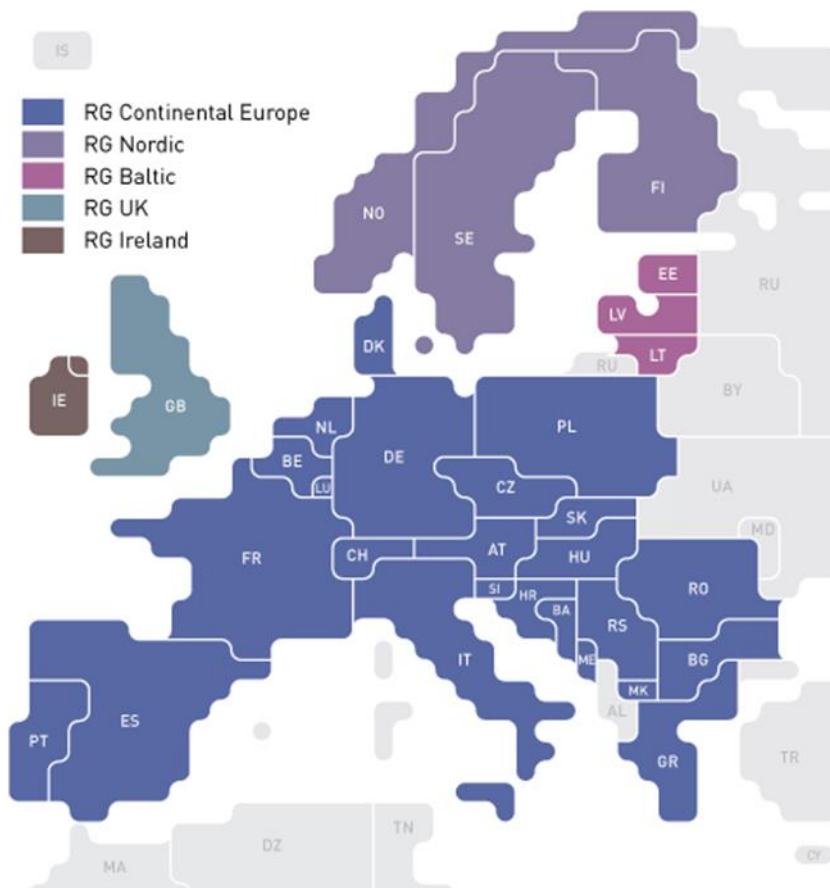


Abbildung 2: Europäisches Verbundsystem der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E, 2014)

Ziel des internationalen Zusammenschlusses ist es, durch eine stärkere Integration des europäischen Strommarkts eine nachhaltige, effiziente und zuverlässige Elektrizitätsversorgung zu fördern. Hierzu werden unter anderem der Systembetrieb und die Netzentwicklung koordiniert sowie gemeinsame technische und marktbezogene Netzcodes

wie das „Operation Handbook“ verfasst. Letzteres stellt eine Sammlung aller technischen Standards und Empfehlungen für den Betrieb eines gemeinsamen synchronen Netzes dar. Es wird in den jeweiligen nationalen Regelwerken, wie dem deutschen „Transmission Code 2007“, umgesetzt. (Berndt et al., 2007; Die Bundesregierung, 2014; TENNET, 2014)

2.1.1.3 Leistungsbilanz und Netzfrequenz

Die Grundlage eines stabilen Stromversorgungssystems ist eine ausgeglichene Leistungsbilanz. Dies bedeutet, dass im Stromnetz zu jedem Zeitpunkt die Summe zwischen Einspeisung, Entnahmen und Verlusten gleich null ist. Auslenkungen aus dem Gleichgewichtszustand müssen nach wenigen Sekunden korrigiert werden. Der Ausgleich erfolgt überwiegend über die Anpassung der Leistungsabgabe schnell regelbarer Kraftwerke. (CONSENTEC, 2014)

Ungleichgewichte der Leistungsbilanz führen bis zu deren Ausgleich durch ein Kraftwerk zu einer Änderung der Netzfrequenz. Grund hierfür ist, dass die Energie zum momentanen Ausgleich aus der kinetischen Energie der am Netz angeschlossenen rotierenden Schwungmassen (Synchronmaschinen) erfolgt. Diese werden bei einem überspeisten Netz beschleunigt und bei einem unterspeisten Netz ausgebremst. Die Netzfrequenz spiegelt somit die Leistungsbilanz wieder und wird daher als Trigger für Regelleingriffe genutzt. Der Sollwert der Netzfrequenz beträgt im RG-CE 50 Hz, wobei lediglich Abweichungen unterhalb von 10 mHz ohne einen Eingriff toleriert werden (CONSENTEC, 2014).

2.1.2 Regelleistung

Die zum Ausgleich der Systembilanz vorgehaltene bzw. eingesetzte Leistung wird als Regelleistung bezeichnet und wird in Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserveleistung (MRL) eingeteilt. Jedes dieser Regelleistungssegmente kann wiederum in positive und negative Regelleistung unterschieden werden, je nachdem, ob bei ihrem Einsatz dem Netz Energie hinzugefügt (positiv) oder entzogen wird (negativ). Der Unterschied zwischen den drei Regelleistungsarten besteht primär in der zeitlichen Staffelung, in der sie bei einem Störfall eingesetzt werden. Hieraus ergeben sich wichtige Unterschiede bezüglich der betrieblichen und den technischen Anforderungen, die Anlagen zur Teilnahme

am Regelenenergiemarkt erfüllen müssen. Die Eignung einer Anlage zur Bereitstellung einer bestimmten Regelleistungsart wird im sogenannten Präqualifikationsverfahren geprüft. Dieses ist für jede Regelleistungsart im Transmission Code 2007 - Anhang D definiert und wird vom zuständigen ÜNB durchgeführt. (Berndt et al., 2007; CONSENTEC, 2014)

2.1.2.1 Primärregelleistung

Die PRL dient dazu, bei einer Störung des Leistungsbilanzgleichgewichts die Netzfrequenz möglichst schnell zu stabilisieren. Der Abruf der PRL erfolgt hierbei proportional zur Abweichung der Netzfrequenz von ihrem Sollwert. Hierdurch wird der Auslenkung der Netzfrequenz entgegengewirkt bis sich diese auf einem neuen Arbeitspunkt stabilisiert. Die PRL wird im gesamten RG-CE dezentral und automatisch aktiviert und muss innerhalb von 30 Sekunden vollständig zur Verfügung stehen. Hierdurch kommen vor allem schnell regelbare thermische und hydraulische Großkraftwerke zum Einsatz. (CONSENTEC, 2014)

Ein weiteres wichtiges Merkmal der PLR ist, dass es sich um ein symmetrisches Produkt handelt. Dies bedeutet, dass ein Anbieter dieselbe positive wie negative Leistung vorhalten und bereitstellen muss. (Berndt et al., 2007; CONSENTEC, 2014)

2.1.2.2 Sekundärregelleistung

Nach der Stabilisierung der Netzfrequenz durch die PRL ist es Aufgabe der SRL, für die Wiederherstellung des Sollwertes von 50 Hz zu sorgen. Des Weiteren soll sie die eingesetzte PRL möglichst schnell vollständig ablösen, sodass die PRL wieder zu Beherrschung neuer Störfälle frei wird. Aus diesem Grund erfolgt der Abruf der SRL bereits 30 Sekunden nach eintreten eines Störfalls und muss innerhalb von 5 Minuten vollständig aktiviert werden können. Die aktivierte SRL wird bis zur Wiederherstellung des 50 Hz Sollwertes gehalten. Da in der Praxis allerdings permanente Störungen des Leistungsgleichgewichts auftreten, besteht ein dauerhafter Einsatz der SRL mit stochastisch wechselndem Leistungsbedarf. (Berndt et al., 2007; CONSENTEC, 2014)

Anders als bei der PRL, wo keine zentrale Steuerung vorliegt, müssen Anlagen für die Erbringung der SRL leittechnisch am Leistungs-Frequenz Regelkreis des jeweiligen ÜNB

angeschlossen sein (Berndt et al., 2007). Hierdurch ergeben sich hohe Anforderungen an die Informationstechnik des potenziellen SRL Anbieters, die von den deutschen ÜNBs im Dokument „Mindestanforderungen an die Informationstechnik des Anbieters für die Erbringung von Sekundärregelleistung“ definiert wurden.

2.1.2.3 Minutenregelleistung

Die MRL dient bei größeren und langanhaltenden Ereignissen der Ablösung der SRL, sodass diese wieder zur Behebung kurzfristiger Störungen zur Verfügung steht. Die SRL wird in Deutschland seit 2012 automatisch über den sogenannten „Merit Order List (MOL)“-Server aktiviert. Sie muss innerhalb von 15 Minuten verfügbar sein und wird als Fahrplanlieferung (s. Kapitel 2.2.2) abgewickelt. Dies bedeutet, dass sie immer zur vollen Viertelstunde in 15 Minuten Intervallen aktiviert wird. „Erfolgt die Aufforderung zur Erbringung innerhalb der ersten 7,5 Minuten einer Viertelstunde, beginnt der Minutenreservefahrplan zum Beginn der nächsten Viertelstunde. Bei einer Aufforderung zur Erbringung innerhalb der letzten 7,5 Minuten einer Viertelstunde, beginnt der Minutenreservefahrplan erst zum Beginn der übernächsten Viertelstunde“ (Berndt et al., 2007). Hierdurch ist zum einen die nötige Reaktionsgeschwindigkeit einer Anlage zu MRL Präqualifizierung deutlich niedriger als bei der SRL und zum anderen entfällt der Bedarf eines kontinuierlichen Regelsignals. Durch die niedrigeren Anforderungen kommen weitaus mehr Kraftwerke zur MRL-Bereitstellung in Frage. (CONSENTEC, 2014)

2.1.3 Regelleistungsmarkt

Alle drei Regelleistungsarten werden in Deutschland über öffentliche Ausschreibungen beschafft. Berechtigt zur Teilnahme sind alle Anlagen oder Anlagenpools, die sich für eine oder mehrere Regelleistungsarten präqualifiziert haben und einen entsprechenden Rahmenvertrag mit dem Anschluss ÜNB abgeschlossen haben. Die Ausschreibungen erfolgen über die gemeinsame Internetplattform der ÜNBs „regelleistung.net“.

Der gesamte Regelleistungsbedarf, der zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs notwendig ist, wird durch die ÜNBs unter Berücksichtigung der internationalen Vorgaben des ENTSO-E ausgeschrieben. Für die PRL ist gemäß dem „Operation Handbook“ im gesamten

RG-CE eine Leistung in Höhe von 3000 MW vorzuhalten. Diese Zahl ergibt sich aus der Größe der zwei größten Kraftwerksblöcke im Synchronverbund, deren gleichzeitiger Ausfall das Referenzszenario zur Dimensionierung des PRL-Bedarfs darstellt. Für Deutschland ergeben sich aktuell 568 MW an nötiger PRL, wobei der Bedarf jährlich aktualisiert wird. Für die Dimensionierung der MRL und der SRL sind keine derart konkreten Vorgaben durch die ENTSO-E erstellt. In Deutschland wird der Bedarf mittels probabilistischer Bemessungsverfahren quartalsweise festgelegt. Im dritten Quartal 2014 wurde ein Bedarf 1906 MW negativer und 1992 MW positiver SRL sowie 2208 MW negativer und 2476 MW positiver MRL festgelegt. Die Details zum Dimensionierungsverfahren können in dem durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) beauftragtem „Gutachten zur Dimensionierung des Regelleistungsbedarfs unter dem Netzregelverbund (NRV)“ nachgelesen werden. (CONSENTEC, 2014; regelleistung.net, 2014a).

Das Ausschreibungsintervall für die PRL und SRL beträgt eine Woche, während die MRL täglich ausgeschrieben wird. Im Falle der SRL und MRL werden einzelne Blöcke ausgeschrieben, die nach Zeitscheiben (s. Tabelle 1) und Richtung der vorgehaltenen Leistung (positiv und negativ) eingeteilt sind.

Angebote für SRL und MRL Produkte bestehen aus einem Preis in €/MW für die vorgehaltene Leistung und einem Preis in €/MWh für die elektrische Arbeit bei Aktivierung der vorgehaltenen Leistung. Bei der Auktion richtet sich der Zuschlag ausschließlich nach dem Leistungspreis, während die Aktivierung nach den Arbeitspreisen erfolgt. Für die PRL wird nur ein Leistungspreis angegeben, da alle bezuschlagten Anbieter gleichzeitig entsprechend der Frequenz Regelenergie liefern. (regelleistung.net, 2014a)

Tabelle 1 zeigt zusammenfassend eine Übersicht der einzelnen Regelleistungsarten.

**Tabelle 1: Übersicht der einzelnen Regelleistungsarten
(eigene Darstellung nach CONSENTEC, 2014)**

	PRL	SRL	MRL
Ausschreibungszeitraum	wöchentlich	wöchentlich	täglich
Produktdifferenzierung	keine Differenzierung, symmetrischen Produkt	Leistungsrichtung (positiv, negativ)	Leistungsrichtung (positiv, negativ)
		Zeitscheiben: HT --> Wochentage (ohne Feiertage) 8-20 Uhr NT --> restlicher Zeitraum	Zeitscheiben: 6 x 4 Stundenblöcke (0-4, 5-9, 10-14, 15-19, 20-00) Uhr
Mindestgröße	1 MW	5 MW	5 MW
Angebotsinkrement	1 MW	1 MW	1 MW
Vergütung	nur Leistungspreis	Leistungspreis und Arbeitspreis bei Abruf	Leistungspreis und Arbeitspreis bei Abruf

2.2 Direktvermarktung

In diesem Kapitel soll dargestellt werden, warum es im Rahmen der Direktvermarktung zur Abschaltung von PV-Kraftwerken kommen könnte und weshalb in diesem Zusammenhang die MIE berechnet werden müsste. Hierzu werden in den folgenden Abschnitten zunächst die Prinzipien der Direktvermarktung erläutert sowie einige Grundlagen des Strommarktes beschrieben.

2.2.1 Grundlagen des Marktprämienmodells

Auf Grund der im „Erfahrungsbericht 2011 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz“ ausgesprochenen Empfehlungen hinsichtlich der Markt und Systemintegration Erneuerbarer Energien, wurde in der EEG Novelle 2012 das Marktprämienmodell für alle EEG geförderten Technologien eingeführt. Ziel des Gesetzgebers war es, die Erneuerbaren Energien tiefer in die Stromwirtschaft zu integrieren. Hierdurch sollen sie einen größeren Beitrag zur Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit der Stromversorgung leisten. (Klobasa et al., 2013)

Im Rahmen des Marktprämienmodells wird die Produktion jeder Anlage an der Strombörse oder über bilaterale Geschäfte, sogenannte „Over the Counter“ (OTC) Geschäften, vermarktet. Die Verantwortung für die Vermarktung liegt hierbei beim Anlagenbetreiber oder bei dem in seinem Auftrag agierenden Direktvermarktungsunternehmen. Die Differenz zwischen der EEG-Vergütung und dem deutlich niedrigerem Marktpreis wird durch die Marktprämie ausgeglichen.

Die Berechnungsgrundlage der Marktprämie ist in der Anlage 4 des EEG 2012 definiert. Zu deren Bestimmung wird aus den monatlichen mengengewichteten Durchschnittspreisen der Day-Ahead Auktion an der EPEX SPOT Börse, ein technologiespezifischer Referenzwert (RW) gebildet.

Durch die Marktprämie wird sichergestellt, dass Betreiber, die sich für das Direktvermarktungsregime entscheiden, wirtschaftlich mit der bisherigen EEG-Vergütung gleichgestellt sind. Um die operativen und administrativen Kosten der Direktvermarktung sowie das erhöhte Risiko zu decken und einen zusätzlichen wirtschaftlichen Anreiz zu schaffen, wird außerdem die sogenannte Managementprämie (PM) ausgezahlt. Hierbei handelt es sich um eine technologiespezifische zusätzliche Vergütung in Cent/kWh, deren Höhe jährlich angepasst wird. Abbildung 3 zeigt einen qualitativen Vergleich der Vergütungsstrukturen im Marktprämienmodell und bei der festen Einspeisevergütung.

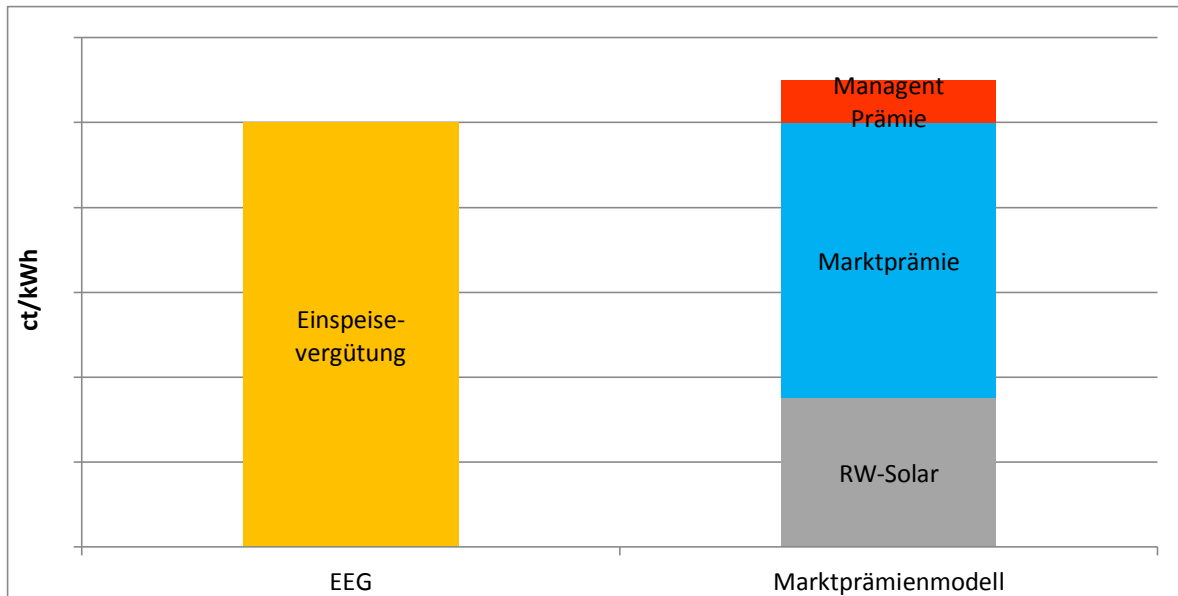


Abbildung 3: Vergleich der Vergütungsstrukturen zwischen EEG-Vergütung und Marktprämienmodell (eigene Darstellung nach EEG 2012 Anlage 4)

Im Rahmen der EEG Novelle 2014 wurden signifikante Änderungen für das Direktvermarktungsregime beschlossen. So soll beispielsweise eine Direktvermarktungspflicht für die meisten Neuanlagen eingeführt werden sowie die Managementprämie in ihrer jetzigen Form abgeschafft werden. Diese Änderungen werden allerdings nicht im Rahmen dieser Arbeit behandelt.

2.2.2 Bilanzkreise und Fahrpläne

Voraussetzung für die Teilnahme am Energiemarkt und somit für die Direktvermarktung ist der Besitz eines Bilanzkreises (BK).

„Die energetische Abwicklung der Handel-, Vertriebs- und Netzaktivitäten erfolgt über einen BK. BKs sind virtuelle Energiemengenkonten, um alle tatsächlichen Einspeisungen und Entnahmen (physikalische Netzanschlüsse) und Energieflüssen zwischen den Bilanzkreisen (Handelsgeschäfte) innerhalb einer Regelzone zu saldieren. Ein Bilanzkreis kann eine beliebige Anzahl von Entnahme- und Einspeisestellen innerhalb einer Regelzone umfassen. Der Bilanzkreisverantwortliche (BKV) ist für einen ausgeglichenen Viertelstunden Saldo (Leistungsbilanz) und den verbleibenden Abweichungen verantwortlich“. (TENNET, 2013)

Die Abwicklungen von Lieferungen elektrischer Energie zwischen Bilanzkreisen erfolgt auf Grundlage von Fahrplänen (Spicker, 2010). Sie enthalten die Leistungsprognosen der Einspeisung sowie des Bezugs eines Bilanzkreises im Viertelstunden-Raster und müssen dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber im Vorfeld gemeldet werden. Der Mittelwert der in den jeweiligen Viertelstunden tatsächlich produzierten bzw. verbrauchten Leistung eines Bilanzkreises wird von dem zuständigen ÜNB mit den gemeldeten Fahrplänen verglichen. Fahrplanabweichungen werden dem Bilanzkreisverantwortlichen zu den Preisen der Ausgleichsenergie in Rechnung gestellt.

2.2.3 Ausgleichsenergie

„Die Abrechnung von Ausgleichsenergie erfolgt nach den Vorgaben der StromNZV unter Anwendung symmetrischer viertelstündlicher Ausgleichsenergiepreise. Dies bedeutet, dass der für eine viertelstündliche Abrechnungsperiode ermittelte Ausgleichsenergiepreis gleichermaßen für Entnahmen eines unterspeisten Bilanzkreises aus dem System (d. h. positive Ausgleichsenergie) und für Einspeisungen eines überspeisten Bilanzkreises in das System (d. h. negative Ausgleichsenergie) verwendet wird. Dieser symmetrische Ausgleichsenergiepreis, der in der Einheit Euro pro MWh angegeben wird, wird zudem seit der Einführung des Netzregelverbands als bundesweit einheitlicher Preis ermittelt und seitdem als „regelzonen-übergreifender einheitlicher Bilanzausgleichsenergiepreis (reBAP) bezeichnet.“ (CONSENTEC ,2014)

Die aktuelle Berechnungsmethodik des reBAP wurde im Jahr 2012 durch den Beschluss „BK6-12-024“ der Beschlusskammer 6 der BNetzA überarbeitet und ist auf der gemeinsamen Plattform der ÜNBs „regelleistung.net“ zu finden.

Grundsätzlich wird der reBAP einer Viertelstunde gebildet, indem die Differenz aus Kosten und Erlösen der eingesetzten Regelleistung durch das Regelzonensaldo dividiert wird:

$$AEP_1 = \frac{\sum \text{Kosten}_{NRV} - \sum \text{Erlöse}_{NRV}}{\text{Saldo}_{NRV}}$$

(regelleistung.net, 2014b)

Hierbei ist:

AEP_1 : Ausgleichsenergiepreis 1. Dies ist der erste Schritt bei der reBAP Berechnung

NRV: Netzregelverbund

$Kosten_{NRV}$: Die Kosten durch Regelleistungseinsatz im NRV

$Erlöse_{NRV}$: Erlöse durch Regelleistungseinsatz im NRV

$Saldo_{NRV}$: Produzierte Energie abzüglich der verbrauchter Energie im NRV

Der Beschlusskammer 6 der BNetzA zufolge enthielt die ursprüngliche Berechnungsmethodik nicht die nötigen Anreize, um BKVs davon abzuhalten, durch spekulative Positionen auf Ausgleichsenergiepreise die Systemstabilität zu gefährden. Dies führte zu der Erweiterung des Berechnungsmodells um folgende Schritte:

„Im Fall eines negativen Saldo des deutschen Netzregelverbundes (Überspeisung) bildet der durchschnittliche mengengewichtete Intraday-Spotmarktpreis der betreffenden Stunde am deutschen Intraday-Markt der EPEX-Spot die Obergrenze für den reBAP für die jeweilige Viertelstunde. Im Fall eines positiven Saldo des deutschen Netzregelverbundes (Unterspeisung) bildet der durchschnittliche mengengewichtete Intraday-Spotmarktpreis der betreffenden Stunde am deutschen Intraday-Markt der EPEX-Spot die Untergrenze für den reBAP für die jeweilige Viertelstunde.“ (BnetzA, 2012)

„In Viertelstunden, in denen der Saldo des deutschen Netzregelverbundes einen Abruf von mehr als 80 % der kontrahierten Regelleistung in eine Richtung ausweist, wird im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung bei Unterspeisungen ein Zuschlag und bei Überspeisungen ein Abschlag auf den reBAP von 50 %, mindestens jedoch 100 €/MWh erhoben.“ (BnetzA, 2012)

Der erste Schritt bewirkt, dass die Ausgleichsenergiekosten einer Bilanzkreisabweichung, deren Richtung zur Verschärfung des gegenwärtigen Netzungleichgewichtes beiträgt, mindestens so teuer sind wie der entsprechende Ausgleich im Intraday-Markt gewesen wäre. Hierdurch entsteht der Anreiz für BKVs auch hohe Preise im Intraday-Markt in Kauf zu nehmen, um ihren Fahrplan einzuhalten. Schritt zwei zielt darauf ab, dass besonders in sehr kritischen

Netzsituationen alle Marktteilnehmer ihre Möglichkeiten ausschöpfen, um systemstabilisierend zu agieren.

Die Ausgleichsenergiepreise werden bis zum 20. Werktag nach dem Liefermonat ermittelt und den BKVs mitgeteilt. Auf der gemeinsamen Plattform der ÜNBs, regelleistung.net, wird das viertelstündige Regelzonensaldo und die viertelstündigen Mittelwerte der Abrufe der Minuten- und Sekundärregelleistung innerhalb der fünfzehn Minuten nach Lieferung publiziert. Dies ermöglicht allen Marktteilnehmern, sich zeitnah ein qualitatives Bild der Netzsituation zu machen.

2.2.4 Maßnahmen zur Reduktion von Fahrplanabweichungen

Wie schon erwähnt besteht durch das Ausgleichsenergiemodell für die BKV der Anreiz Fahrplanabweichungen zu vermeiden und in netzkritischen Situationen systemstabilisierend zu agieren. Hinzu kommt, dass Ausgleichsenergiepreise sehr volatil sind und zum Teil extreme Werte annehmen können. Vor allem BKs mit einem hohen Anteil an Erneuerbaren Energien hatten bisher wenige Möglichkeiten Fahrplanabweichungen zu verhindern und waren hierdurch besonders stark durch die Ausgleichsenergiepreise betroffen. Die bestehenden Möglichkeiten zur Reduktion von Fahrplanabweichungen sollen in den folgenden Abschnitten erläutert werden.

Vor der physikalischen Lieferung ist es möglich, durch Verbesserung der Prognosen Abweichungen im Intraday-Markt entgegenzuwirken. Eine Korrektur der Position am Markt ist allerdings nur begrenzt möglich, da Intraday-Geschäfte an der Börse lediglich bis zu einer Dreiviertelstunde vor Lieferung getätigt werden können. Bisher sind Solarprognosen selbst bei solch einem kurzfristigen Zeithorizont mit einer großen Unsicherheit behaftet.

Weitere Möglichkeiten ergeben sich zum Lieferzeitpunkt. So könnten Abweichungen durch den Einsatz von Stromspeicher abgefangen bzw. geglättet werden. Es ist jedoch fraglich, ob Stromspeicher heutzutage in dieser Größenordnung wirtschaftlich betrieben werden können. Im Rahmen der Bachelorarbeit „Integration eines Speichers in eine PV-Freiflächenanlage“ wurde anhand eines PV-Kraftwerks der Enerparc AG diese Möglichkeit untersucht. Hierbei wurde festgestellt, dass die spezifischen Kosten in €/kWh bei einem 1 MWh Speichersystem etwa 13 % der aktuellen Speicherkosten betragen müsste, um wirtschaftlich tragbar zu sein.

Bei einem 14 MWh Speichersystem müssten die spezifischen Speicherkosten sogar auf ca. 9 % des aktuellen Preises sinken, um keine Verluste zu verursachen. (Chmielewski, 2014)

Die dritte Möglichkeit Ausgleichsenergiekosten zu vermeiden, ist die aktive Steuerung der Einspeisemengen einer Anlage bzw. eines Portfolios. Folgendes Zitat der BNetzA zeigt, dass diese Möglichkeit bei der Gestaltung des Ausgleichsenergie Systems ausdrücklich berücksichtigt wurde:

„Auch wenn es nicht Ziel des Ausgleichsenergie-Preissystems ist, die BKV zu einer aktiven Mitwirkung an der Systemregelung zu veranlassen, soll das System so gestaltet sein, dass es die BKV gerade in besonders kritischen Situationen mit großem, nachhaltigem Systemungleichgewicht (sofern dieses den BKV auch hinreichend zeitnah transparent gemacht wird) nicht daran hindert, durch ein Regelzonen entlastendes Verhalten das Leistungsungleichgewicht zu verringern und somit System stabilisierend zu agieren.“ (BNetzA, 2012)

Des Weiteren wurden im Marktprämienmodell Anreize eingebaut, um den Aufbau der hierfür nötigen technischen Infrastruktur zu fördern. So wurde für fernsteuerbare Anlagen eine erhöhte Marktprämie definiert. In der EEG-Novelle 2014 wird die Fernsteuerbarkeit sogar als Voraussetzung für jeglichen Anspruch auf die Marktprämie definiert (EEG 2014 § 33 Abs.2). Die Fernsteuerbarkeit ist hierbei gemäß § 3 der Managementprämienverordnung (MaPrV) sowie gemäß § 36 des EEG 2014 gegeben, wenn Anlagen die folgenden Bedingungen erfüllen:

„1. die technischen Einrichtungen vorhalten, die erforderlich sind, damit der Dritte, an den sie den Strom nach § 33b Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes direkt vermarkten, oder eine andere Person, an die dieser Strom weiterveräußert wird, jederzeit

- a) die jeweilige Ist-Einspeisung abrufen kann und
- b) die Einspeiseleistung ferngesteuert reduzieren kann, und

2. dem Dritten oder der anderen Person nach Nummer 1 die Befugnis einräumen, jederzeit

- a) die jeweilige Ist-Einspeisung abzurufen und

b) die Einspeiseleistung ferngesteuert in einem Umfang zu reduzieren, der für eine bedarfsgerechte Einspeisung des Stroms erforderlich ist.“

Hierzu müssen die wirtschaftlichen Kriterien für einen Eingriff auf die Einspeiseleistung seitens der Direktvermarkter betrachtet werden. Wie bereits geschildert, entspricht die Summe aus der Marktprämie und dem am Markt erzieltem Preis in der Regel der EEG Vergütung. Ein Teil der hinzukommenden Managementprämie wird üblicherweise vom Anlagenbetreiber an den Direktvermarkter als Zahlung für dessen Dienstleistung abgetreten. Dieser trägt im Gegenzug das volle Risiko für Prognosefehler und somit auch für Ausgleichsenergiekosten. Durch die Risikoentkopplung besteht allerdings für den Anlagenbetreiber kein Anreiz bei Gefahr hoher Ausgleichsenergiekosten die Kraftwerksleistung zu drosseln. Vielmehr bedeutet jede Reduktion der Einspeisung einen wirtschaftlichen Verlust, da ein Anspruch auf die Marktprämie und die Managementprämie nur für tatsächlich eingespeisten Strom besteht. Um also einen Abschaltung zu vertreten, müsste der Direktvermarkter dem Anlagenbetreiber den entgangenen Ertrag kompensieren.

Wie im Kapitel 2.2.3 beschrieben bildet der mengengewichtete Intraday-Spotmarktpreis unter Berücksichtigung der Richtung der Leistungsbilanzabweichung einer der Grenzen der Ausgleichsenergiepreise. Da dieser Preis bereits eine Dreiviertelstunde vor dem Lieferungszeitraum bekannt ist, kann er als eines der Entscheidungskriterien zur Abschaltung einer Anlage verwendet werden. Eine Abschaltung durch den Direktvermarkter wäre dann wirtschaftlich sinnvoll, wenn bei einem überspeisten Netz folgende Beziehung gilt:

$$(PID_i < 0) \wedge (|PID_i| > |GP|)$$

Der Grenzpreis wird aus folgender Formel errechnet:

$$GP = KP + PM_{DV}$$

Hierbei ist:

PID_i : mengengewichteter Preis am Intradaymarkt für die Viertelstundenintervall *i*

GP : Grenzpreis

KP: Kompensationspreis

PM_{DV}: Managementprämienanteil des Direktvermarkters

Allgemein errechnet sich der Kompensationspreis aus der Summe der zutreffenden Einspeisevergütung und der Managementprämie, abzüglich des Day-Ahead Preises:

$$KP = EV + PM_A - DAP$$

Hierbei ist:

EV : Einspeisevergütung

PM_A: Managementprämienanteil des Anlagenbetreibers

DAP : Day Ahead Preis

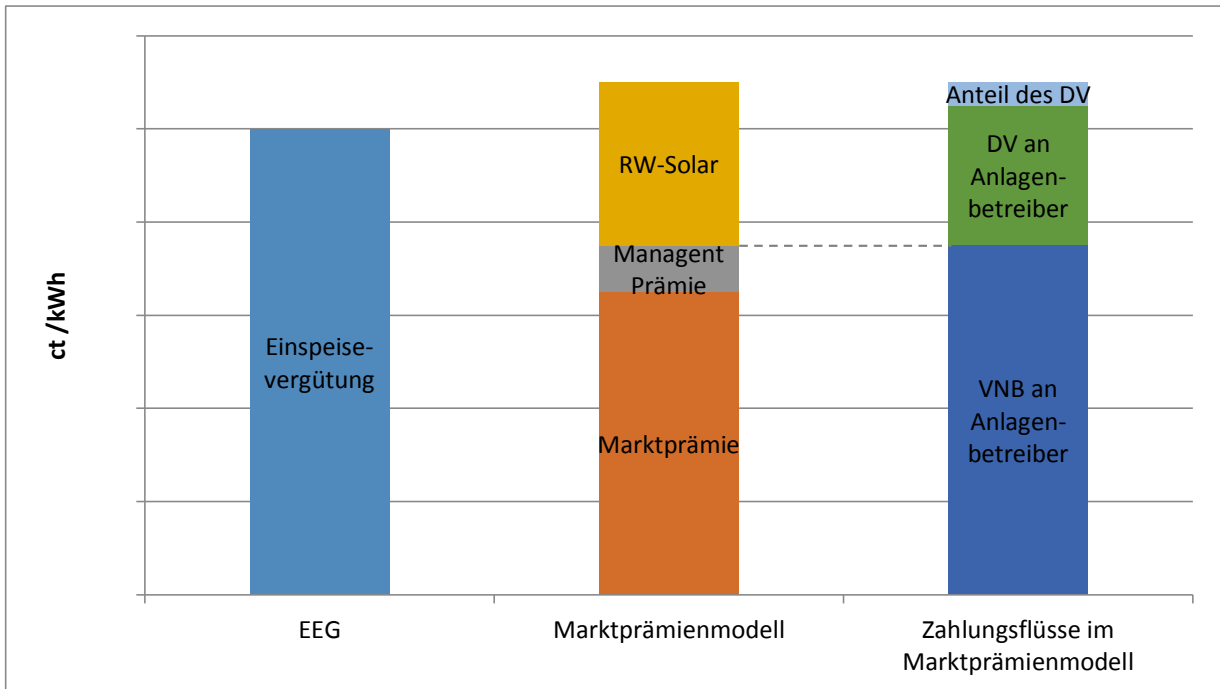
Liegt der Day-Ahead Preis über dem erwarteten Referenzmarktwert, muss allerdings die Differenz in der Preisbildung berücksichtigt werden, da die Kompensationszahlung nur auf Basis des Referenzmarktwertes erfolgt. In diesem Fall würde sich der Kompensationspreis aus folgender Formel ergeben:

$$KP = EV + PM_A - RW_{Solar}$$

Mit:

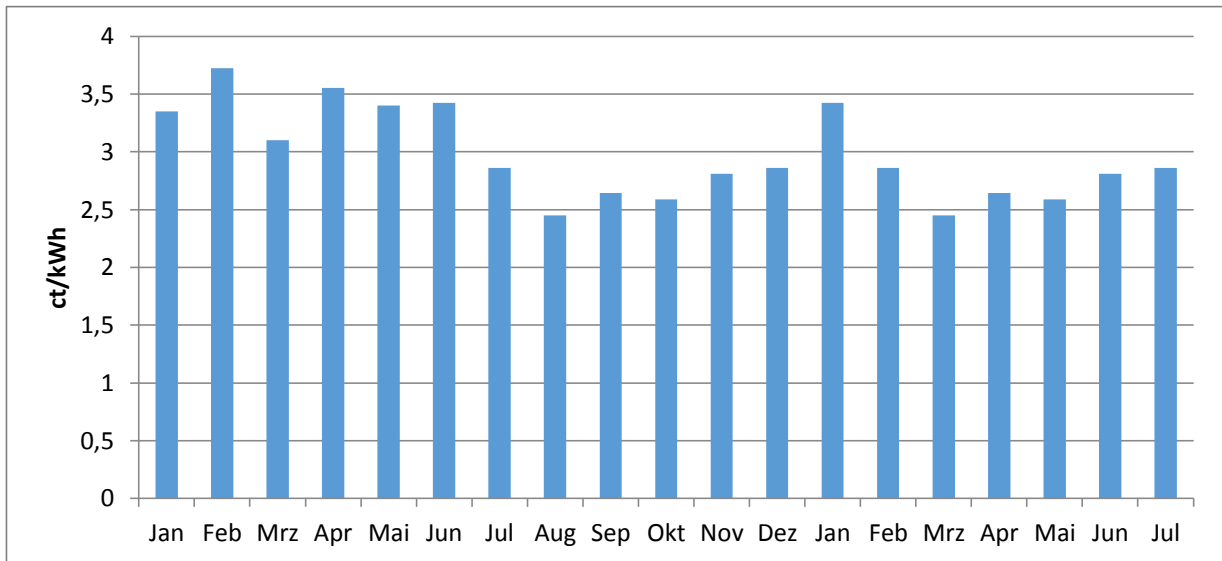
RW_{Solar} : Referenzmarktwert für Photovoltaik

In Abbildung 4 sind zum besseren Verständnis die Zahlungsflüsse, die sich aus dem Marktprämienmodell ergeben dargestellt. Hieraus ist ersichtlich, dass bei einer Abschaltung die Zahlungen des Verteilnetzbetreibers (VNB) an den Anlagenbetreiber ausfallen würden und somit durch den Direktvermarkter kompensiert werden müssten.



**Abbildung 4: Zahlungsflüsse im Marktprämienmodell
(eigene Darstellung nach EEG 2012 Anlage 4 und Anhang A)**

Der monatliche RW-Solar muss gemäß EEG Anlage 4 erst bis zum 10. Werktag nach Ende des Kalendermonats veröffentlicht werden. Hierdurch sind Direktvermarkter gezwungen den RW-Solar im Vorfeld zu schätzen bzw. eine Annahme zu treffen, die ein für sie akzeptables Risiko darstellt. In Abbildung 5 ist die Entwicklung des RW- Solars seit Januar 2013 dargestellt.



**Abbildung 5: RW-Solar zwischen Januar 2013 und Juli 2014
(eigene Darstellung nach netztransparenz.de, 2014)**

Wurde der Kompensationspreis definiert, muss nun die ausgefallene Energiemenge ermittelt werden. Diese wird aus der Differenz der tatsächlich eingespeisten Leistung zu der MIE berechnet. Grundvoraussetzung für die Umsetzung des in diesem Kapitel beschriebenen Szenarios ist demzufolge ein zuverlässiges Verfahren zur Ermittlung der MIE, das sowohl für den Anlagenbetreiber als auch für den Direktvermarkter akzeptabel ist. Solch ein Verfahren müsste im Vorfeld vertraglich definiert und festgehalten werden.

2.3 Einspeisemanagement Maßnahmen

In diesem Unterkapitel werden die Abschaltungen bzw. Abregelungen im Rahmen des sogenannten Einspeisemanagements behandelt. Anders als die vorherigen zwei Szenarien ist das Einspeisemanagement eine gängige Maßnahme, die auch bereits das Portfolio der Enerparc AG getroffen hat. Die Grundlagen zum Einspeisemanagement werden in den folgenden Kapiteln beschrieben.

Der dezentrale Zubau der erneuerbaren Energien hat dazu geführt, dass in zum Teil ländlichen und dünnbesiedelten Gebieten große Einspeiseleistungen an das Stromnetz angeschlossen werden. Da die dortigen Netze in der Regel nicht für den Transport derartiger Leistungen ausgelegt wurden und der Ausbau der Übertragungs- sowie Verteilnetze nicht mit dem des

erneuerbaren Kraftwerksparks Schritt halten kann, kommt es in Folge von Netzengpässen immer häufiger zur Einspeisebegrenzung regenerativ erzeugten Stroms. (CONSENTEC, 2013)

Hierbei handelt es sich um speziell geregelte Netzsicherheitsmaßnahmen gegenüber erneuerbare Energien-, Grubengas- und KWK-Anlagen, die als Einspeisemanagement bezeichnet werden. Die gesetzlichen Grundlagen hierfür sind im EEG § 11 und § 12 verankert. Im Rahmen dieser Regelung ist der Netzbetreiber dazu berechtigt, die Einspeisung aus EEG-Anlagen vorübergehend abzuregeln, wenn folgende drei Voraussetzungen erfüllt sind: es muss die unmittelbare Gefahr eines Engpasses im Netzbereich oder im vorgelagerten Netz herrschen, es muss der im EEG geforderte Vorrang für erneuerbare Energien gewahrt werden, sofern hierdurch keine Gefahr für die Sicherheit des Elektrizitätsversorgungssystems entsteht, außerdem muss der Netzbetreiber die verfügbaren Daten über die Ist-Einspeisung in der jeweiligen Netzregion abgerufen haben. (EEG § 11; BenetzA, 2014)

Gemäß § 12 EEG 2012 sind vom Einspeisemanagement betroffene Anlagenbetreiber dazu berechtigt 95 % der hierdurch entgangene Einnahmen zuzüglich der Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen beim verantwortlichen Netzbetreiber einzufordern. Übersteigen die entgangene Einnahmen 1 % der Jahreseinnahmen, kann der Anlagenbetreiber diese sogar zu 100 % geltend machen.

Die entgangene Einnahmen werden grundsätzlich aus dem durch die Einspeisemanagement-Maßnahme entstandenen Minderertrag und der zutreffenden Einspeisevergütung berechnet. Hierbei ist der Minderertrag die Differenz zwischen der MIE und der tatsächlichen Einspeisung.

Ein Verfahren zur Bestimmung der MIE ist nicht vorgeschrieben. Die BnetzA hat einen Leitfaden veröffentlicht, indem für jede EEG-Technologie MIE-Berechnungsverfahren definiert werden. Diese haben allerdings keinen verpflichtenden Charakter. Dies bedeutet, dass es in der Hand der betroffenen Marktteilnehmer liegt, sich bezüglich der einzusetzenden Methodik zu einigen. (BNetzA, 2014)

Bis zum Zeitpunkt dieser Arbeit wurden Anlagen der Enerparc AG in den Netzgebieten zweier verschiedener VNBS von Einspeisemanagement-Maßnahmen betroffen. In beiden Fällen hat man sich auf den Einsatz einer leicht abgewandelten Variante des

„Spitzenabrechnungsverfahren“ geeinigt. Hierbei handelt es sich um eines der beiden Verfahren, die durch die BNetzA empfohlen werden.

Das Spitzenabrechnungsverfahren wird im Kapitel 5.3 beschrieben.

3 Wirkleistungsreduzierung bei PV-Kraftwerken

Die im letzten Kapitel beschriebenen Szenarien basieren auf der Möglichkeit, die Wirkleistung eines PV-Kraftwerks zu reduzieren. In diesem Kapitel wird eine kurze allgemeine Übersicht der technischen Umsetzung zur Wirkleistungsreduzierung erstellt.

Die grundlegenden Komponenten für eine Wirkleistungsreduzierung sind der Parkregler und die Wechselrichter. Der Parkregler verarbeitet die Sollwertvorgaben der Netzbetreiber bzw. des Direktvermarkters und gibt ein entsprechendes Steuersignal an die Wechselrichter weiter. Wechselrichter enthalten einen „Maximum Power Point (MPP)“- bzw. „Maximaler Leistungspunkt“-Regler. Dieser dient im normalen Betrieb dazu, den Arbeitspunkt des Wechselrichters so zu modulieren, dass das Produkt aus Strom und Spannung, also die Leistung die der Anlage entnommen wird, maximal ist. In der gleichen Form kann durch gezieltes Verschieben des Arbeitspunktes weg vom MPP, eine Reduktion der abgegebenen Leistung erreicht werden. In der Regel wird die eingespeiste Leistung am Netzverknüpfungspunkt mittels eines Netzanalysators gemessen und an den Parkregler zurückgeschickt. Dieser Regelkreis gewährleistet eine exakte Begrenzung der Wirkleistung auf den geforderten Wert.

Bei Einspeisemanagement-Maßnahmen wird das Signal des Netzbetreibers über eine Fernwirkanlage empfangen und an den Parkregler weitergeleitet. Es steht jedem VNB frei, die spezifischen technischen Anforderungen an die Fernwirktechnik zu definieren. In der Regel erfolgt die Kommunikation zum VNB über GSM/GPRS mittels sogenannter Skalar-Modems oder über Funksignale mittels Funkrundsteuerempfänger. (Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, 2012; ENSO NETZ GmbH, n.d.)

Die Wirkleistungsreduzierung seitens des Direktvermarkters würde auch über den Parkregler erfolgen. Im Kraftwerkspark der Enerparc AG sind bisher fast ausschließlich Parkregler der

Firma Skytron energy GmbH, sogenannte Skycontrols, verbaut. Diese bieten die geeigneten Schnittstellen, um parallel zum Einspeisemanagement konformen Betrieb die Signale des Direktvermarkters zu verarbeiten. Hierfür ist es essentiell, dass der Parkregler die Signale nach ihrer Herkunft differenziert und priorisiert, sodass die Sollwertvorgaben des Netzbetreibers in jedem Fall Vorrang haben.

Für Direktvermarkter ist es in der Regel sinnvoll, Kraftwerke nicht einzeln anzusteuern sondern dies auf Portfolioebene zu realisieren. Softwarelösungen, die solche Virtuellen Kraftwerke (VK) darstellen können, sind bereits am Markt erhältlich. Bei der Enerparc AG sind derzeit zwei VK-Lösungen in der Implementierungs- und Testphase. Die VKs kommunizieren über das Internet mittels einer sicheren VPN-Verbindung mit dem Parkregler.

Abbildung 6 ist eine vereinfachte schematische Darstellung der Komponenten, die an der Wirkleistungsreduzierung in einem PV-Kraftwerk beteiligt sind.

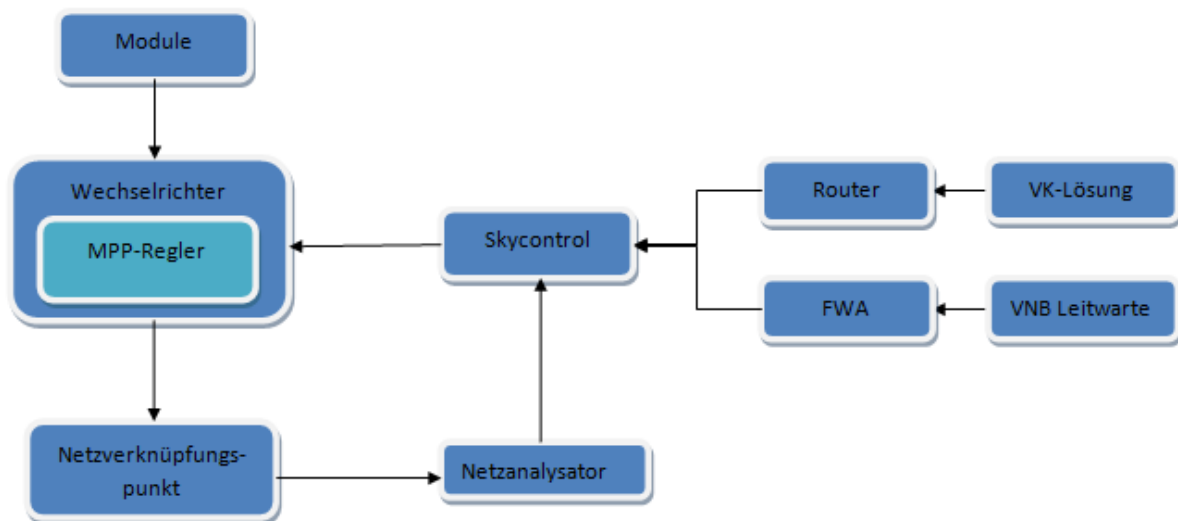


Abbildung 6: Schematische Darstellung der Komponenten zur Wirkleistungsreduzierung in einem PV-Kraftwerk (eigene Darstellung)

4 Vergleichsmethodik

4.1 Ausgangsdaten

Als Ausgangsdaten für alle Berechnungsmethoden wurden die historisierten AC-Leistungsdaten sowie die Wirkarbeit auf Wechselrichterebene des PV-Kraftwerks Mockritz genutzt. Die Entscheidung, für die Auswertung Wechselrichtermesswerte anstelle der sehr viel genaueren Netzanalysatormesswerte zu gebrauchen, beruht auf der Notwendigkeit eine vergleichbare Datenbasis für alle drei Berechnungsmethoden zu nutzen. Die Hochskalierungsmethode, die im Kapitel 5.2 behandelt wird, fordert eine Unterteilung der Anlage in einzelne regelbare und messtechnisch erfassbare Einheiten. Wechselrichter stellen dank ihrer Datenlogger die kleinsten Einheiten im Kraftwerk dar, für die historische Leistungsmessdaten vorhanden sind. Es wurden sowohl Minutenwerte als auch Viertelstundenwerte zur Auswertung herangezogen. Alle Daten stammen aus der SCADA Software PV-Guard, die der technischen Betriebsführung der Anlagen dient.

Das PV-Kraftwerk Mockritz liegt ca. 40 km nördlich von Chemnitz und hat eine installierte Leistung von 10788,64 kWp. Es wurde im Mai 2012 in Betrieb genommen und hat seitdem fast 15 GWh ins Netz eingespeist. In der Anlage sind insgesamt 10860 Module aus kristallinem Silizium der Firma Trina Solar mit 245 MWp, 265 MWp und 270 MWp verbaut. Es sind jeweils vier Stränge mit 24 bzw. 20 Modulen pro Strang an einem 20K Wechselrichter der Firma Refusol angeschlossen. Insgesamt kommen 468 Wechselrichter zum Einsatz. Die Wechselrichter werden in Vierer- oder Fünfergruppen in einer AC-Combinerbox zusammengeschaltet und an eines der acht Transformatorstationen angeschlossen. Des Weiteren verfügt die Anlage über zwei Einstrahlungssensoren.

Alle Komponenten der Anlage sind an das Monitoringsystem der Firma Skytron angebunden und können über deren SCADA Lösung PV-Guard ausgelesen werden. Die Messspuren sind im PV-Guard seit dem 10. Juli 2012 historisiert und stehen in einer maximalen Auflösung von einer Minute zur Verfügung.

Für die Analysen wurde der Zeitraum zwischen dem 01.09.2012 und dem 01.09.2013 ausgewählt. Folgende Datenspuren wurden ausgelesen:

- Die AC-Leistung pro Wechselrichter in Minuten- und Viertelstundenauflösung.
- Die Einstrahlungsleistung in W/m² in Minuten- und Viertelstundenauflösung. Hierbei handelt es sich um die jeweiligen Mittelwerte aus den zwei Einstrahlungssensoren.
- Die Datenspur „Erwarteter Ertrag“ in viertelstündiger Auflösung. Hierbei handelt es sich nicht um gemessene Werte sondern um eine berechnete Spur, die im Kapitel 5.1 näher beschrieben wird.

4.2 Datenaufbereitung und Qualitätskenngrößen

Zur Handhabung des Datenvolumens, das vor allem durch die minutenscharfen Leistungswerte pro Wechselrichter entsteht, wurde eine MySQL-Datenbank erstellt. Die Rohdaten wurden aus PV-Guard in CSV Dateien ausgegeben, mittels eines hierfür geschriebenen C++ Skript (s. Anhang B) formatiert und in die Datenbank eingelesen. Die Datenauswertung wurde mit Hilfe von Microsoft Excel und der Statistiksoftware R-Studio durchgeführt.

Grundsätzlich wurde für jede MIE-Berechnungsmethode eine Sollspur für die AC-Wirkleistung des gesamten Kraftwerks auf Wechselrichterebene gebildet. Die tatsächlich gemessenen Werte wurden pro Zeitintervall (i) von den durch das MIE-Verfahren berechneten Werten (MIE) abgezogen, um die Abweichung (Δ) festzustellen.

Für alle Auswertungen dieser Arbeit gilt somit:

$$\Delta_i = MIE_i - Ist_i$$

Hieraus wurden die relativen und die normierten Abweichungen wie folgt gebildet:

- Relative Abweichung

$$\Delta_{i_{rel}} = \frac{\Delta_i}{Ist_i}$$

- Normierte Abweichung

$$\Delta_{t_{norm}} = \frac{\Delta_i}{MWp}$$

Mit:

MWp: Die installierte Leistung des Kraftwerks in MWp

Zur Auswertung wurden grundsätzlich drei verschiedene statistische Kenngrößen eingesetzt:

- Arithmetischer Mittelwert (BIAS): Der BIAS dient dazu, die systematische Abweichungen zu erkennen und deren Größe und Richtung zu beziffern.

$$BIAS = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \Delta_i$$

- Wurzel des quadratischen mittleren Fehlers (RMSE): Der RMSE hat die Eigenschaft, dass größere Abweichungen, durch deren Quadrieren stärker gewichtet werden als kleinere. Die Richtung der Abweichung spielt hier keine Rolle.

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \Delta_i^2}$$

- Median: In einer Zahlenreihe (hier die Spur der Abweichungen im jeweils ausgewähltem Zeitraum) ist der Median der Wert, für den die Hälfte der Elemente der Zahlenreihe größer und die andere Hälfte kleiner sind. Hierdurch fallen Ausreißer kaum ins Gewicht. Weichen Median und BIAS stark voneinander ab, lässt sich hieraus auf Extremwerte schließen.

Die soeben beschriebenen statistischen Größen basieren auf der absoluten Abweichung Δ_i . Analog hierzu wurden die relativen und normierten Varianten berechnet, indem $\Delta_{i_{rel}}$ bzw. $\Delta_{i_{norm}}$ anstelle von Δ_i eingesetzt wurde. Die aus den normierten Abweichungen berechneten Ergebnisse verhalten sich proportional zu den Ergebnissen aus absoluten Abweichungen. Daher wurden in den meisten Auswertungen auf die Angabe der absoluten Ergebnisse verzichtet.

Die Zusammenfassung der Abweichungen zu den oben beschriebenen Größen wurde sowohl für den gesamten Auswertungszeitraum als auch auf Monatsbasis durchgeführt. Die Bildung von Jahreswerten dient allerdings nur als grobes Maß für die Güte des Verfahrens. Eine zeitlich höher aufgelöste Auswertung ermöglicht eine sehr viel genauere und umfassendere Analyse. In einzelnen Fällen wurden auch andere Zeitintervalle gebildet. Diese werden in den jeweiligen Kapiteln erklärt.

Zeitintervalle, in denen die gesamte Produktion der Anlage null war, wurden nicht ausgewertet. Grund hierfür ist, dass bei Ist-Werten von null die Berechnung der relativen Abweichung nicht möglich ist. Diese Entscheidung hat für die Ergebnisse drei Folgen, die berücksichtigt werden müssen.

Der erste Effekt ist, dass in den Morgen- und Abendstunden Zeitintervalle, in denen das MIE-Berechnungsverfahren den Anfang bzw. das Ende der Produktion nicht richtig darstellt, nicht berücksichtigt werden. Hierdurch enthalten die Ergebnisse einen leicht positiven BIAS, der aber vor allem bei den absoluten bzw. normierten Werten keine Rolle spielen dürfte. Da dieser Filter zudem auf die Datensätze aller MIE-Verfahren angewandt wurde, wird angenommen, dass die Qualität des Vergleichs hierdurch nicht signifikant beeinträchtigt ist.

Der zweite Effekt ist der Ausschluss von Nachtstunden. Dies ist erwünscht, da bei Dunkelheit absolut richtige aber triviale Werte durch die Verfahren errechnet werden.

Der dritte Effekt ist, dass Zeitintervalle, in denen eine Abschaltung oder ein kompletter Ausfall der Anlage herrschte auch aus der Bewertung herausfallen. Auch hierbei handelt es sich um einen gewünschten Effekt. In diesen Fällen stellt eine Abweichung zwischen Soll und Ist keinen Fehler des Verfahrens dar, sondern den tatsächlich entgangenen Ertrag, für dessen Berechnungen das Verfahren konzipiert wurde.

5 Verfahren zur Berechnung der MIE

5.1 „Erwarteter Ertrag“ der Firma Skytron energy GmbH

Die Firma Skytron energy GmbH entwickelt derzeit eine eigene Lösung zur MIE- Berechnung, um diese in deren SCADA Software PV-Guard bereitzustellen. Die erste Version dieser Lösung wurde der Enerparc AG bereits Ende 2013 zu Testzwecken zur Verfügung gestellt. In PV-Guard steht sie in Form einer Datenspur in einer maximalen zeitlichen Auflösung von 15 Minuten zur Verfügung und wird „Erwarteter Ertrag“ oder „Yield expected“ bezeichnet. Die Methode ist Teil eines Patents, was Skytron energy GmbH im Jahr 2012 angemeldet hat. Die Entwicklung und Optimierung des aktuell verfügbaren Berechnungsverfahrens wird laut Skytron Angaben zugunsten eines neuen und umfassenderen Ansatzes eingestellt. Da der „Erwartete Ertrag“ bereits für das gesamte Enerparc Portfolio vorliegt, ist es dennoch sinnvoll eine Auswertung über dessen Qualität zu treffen, nicht zuletzt, um über einen weiteren Vergleichspunkt zu den anderen analysierten MIE-Berechnungsverfahren zu verfügen.

Laut dem angemeldeten Patent DE10201006278A1 wird die MIE berechnet, indem auf den Energieertrag der Erzeugungseinheit eine Fittingfunktion angewandt wird, die das Kraftwerk modelliert. Die in der Fittingfunktion enthaltenen Korrelationsfaktoren werden für jedes Kraftwerk angepasst. (Skytron energy GmbH, 2010)

Gemäß der Patentbeschreibung erfolgt zur MIE-Berechnung als erstes eine Modellierung des Kraftwerks zur Ermittlung des Gleichspannungsenergieertrages der PV-Module (E_{PV}). Hierzu wird nach dem Patent bei Sonnenstandswinkel größer als 0° folgende Formel angewandt:

$$E_{PV} = P_{nenn} * \left(1 - \frac{M_{deg}}{100}\right)^n * \left(1 - \frac{\gamma}{100}\right) * (T_{mod} - 25) * \frac{G_{ge}}{1000}$$

Hierbei ist:

P_{nenn} : Anlagennominalwerte in kWp

M_{deg} : Faktor der Moduldegradation in %

n : Anzahl der Betriebsjahre

γ : Temperaturkoeffizient in %/K

T_{mod} : Modultemperatur in °C

G_{ge} : Einstrahlungsertrag in Modulebene in Wh/m²

Im nächsten Schritt wird der Zusammenhang zwischen dem DC-Energieertrag und der prognostizierten AC-Kraftwerksleistung hergestellt. Hierzu wird gemäß des Patents im allgemeinen Fall folgende exponentielle Fittingfunktion eingesetzt:

$$E_{ac,soll} = F(x) * E_{PV}$$

$$F(x) = a * e^{bx} - e^{cx}$$

Mit $x = E_{PV}$

Hierbei sind:

a, b und c : anlagenspezifische Korrelationsfaktoren der Fittingfunktion

Laut Skytron können mit dieser Funktion MIE-Werte berechnet werden, die um weniger als 2 % pro Tag von den tatsächlich gemessenen Werten abweichen.

Unter den Voraussetzungen, dass interne Performance-Daten wie z.B. Strangström und Modulspannungen bekannt sind und die eingesetzten Einstrahlungssensoren die gleiche Technologie aufweisen wie die PV-Module, kann gemäß Patent alternativ folgende Fittingfunktion eingesetzt werden:

$$F(x) = a_1 * (e^{b_1 * x} - e^{c_1 * x}) * (a_2 + c_2 * x)$$

mit $x = E_{PV}$

Die hierdurch berechnete MIE soll eine Abweichung < 1 % pro Tag aufweisen.

Im Rahmen der Auswertung dieses Verfahrens wurde versucht, neben den im Kapitel 4.2 beschriebenen Qualitätskenngrößen die im Patent angegebenen Tagesergebnisse nachzuvollziehen.

Hierfür wurden als erstes die viertelstündigen relativen Abweichungen zwischen der Soll- und der Ist-Spur gebildet. Für jeden Tag des Auswertungszeitraums wurde hieraus ein Mittelwert und ein Median gebildet, wodurch zwei neue Datenspuren mit jeweils 365 Datenpunkten entstanden. In einen weiteren Schritt wurde für beide Datenspuren jeweils ein Mittelwert (A und B) und ein Median (C und D) für den gesamten Auswertungszeitraum gebildet. Das Ergebnis ist in Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2: Mittelwerte und Mediane der relativen Abweichung pro Tag (eigene Darstellung)

	Mittelwert der viertelstündigen relativen Abweichung pro Tag	Median der Viertelstündigen relativen Abweichung pro Tag
01.09.2012	8,33%	3,93%
02.09.2012	7,62%	3,22%
.	.	.
.	.	.
.	.	.
31.08.2013	-5,37%	4,76%
Mittelwert	868,80% (A)	169,60% (B)
Median	11,78% (C)	-0,19% (D)

Die große Differenz zwischen dem Mittelwert der Tagesmittelwerte (A) und dem Mittelwert der Tagesmediane (B) deutet darauf hin, dass es innerhalb der meisten Tage große Ausreißer gibt, die die Tagesdurschnitte in die Höhe treiben. Grund hierfür ist, dass die Abweichungen der Viertelstunden mit sehr geringer Produktion, wie sie z.B. zu den Morgen- und Abendstunden auftreten, in dieser Auswertung die gleiche Gewichtung haben wie Viertelstunden mit hoher Produktion. Prozentual betrachtet können bei geringer Produktion Abweichungen von wenigen kW allerdings sehr hoch sein. Liegt ein Sollwert beispielsweise bei 2 kW und die tatsächliche Produktion bei 0,2 kW beträgt die relative Abweichung für die Viertelstunde 900 %. Dieselbe absolute Abweichung von 1,8 kW würde bei einem Ist-Wert von 5000 kW nur ca. 0,04 %

ausmachen. Trägt man die viertelstündigen relativen Abweichungen gegen die viertelsündigen normierten Produktionswerte auf (s. Abbildung 7), so wird deutlich, dass der größte Teil der Extremwerte bei Produktionswerten in der Nähe von 0 % liegen.

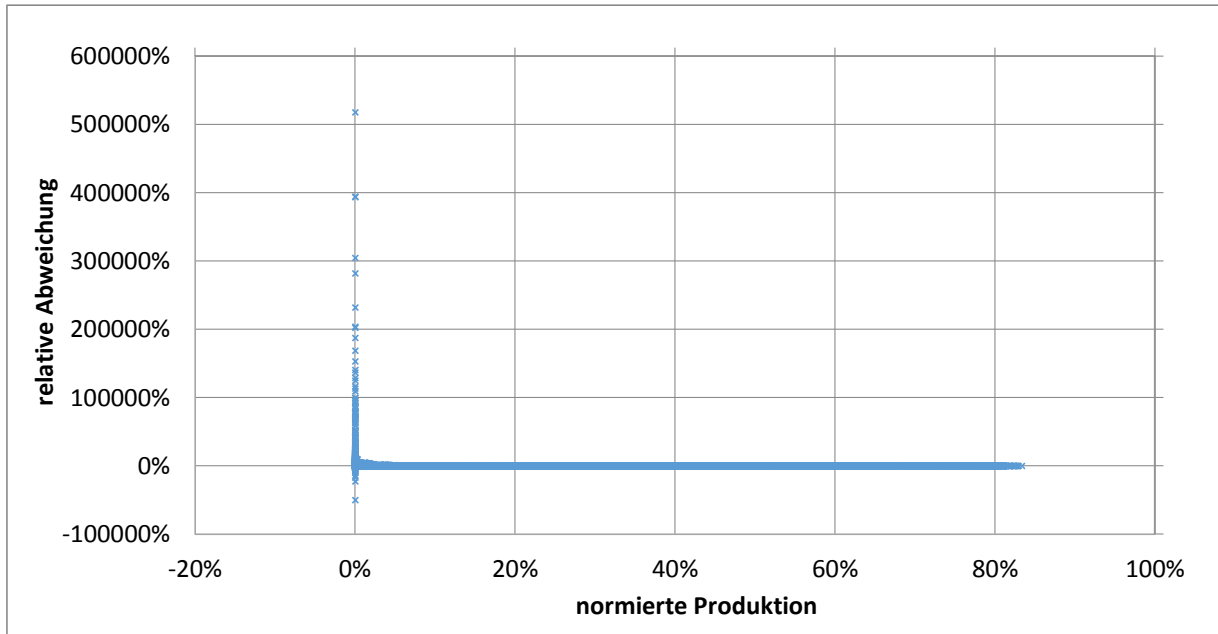


Abbildung 7: Relative Abweichung der normierten Produktion (eigene Darstellung)

Dies deutet auf eine geringe Sensibilität des MIE-Verfahrens im niedrigen Produktionsbereich hin. Trägt man nur die positiven Werte in denselben Graphen mit einer doppelt logarithmischen Skalierung ein (s. Abbildung 8), wird deutlich dass die relative Abweichung mit abnehmender Produktion exponentiell zunimmt.

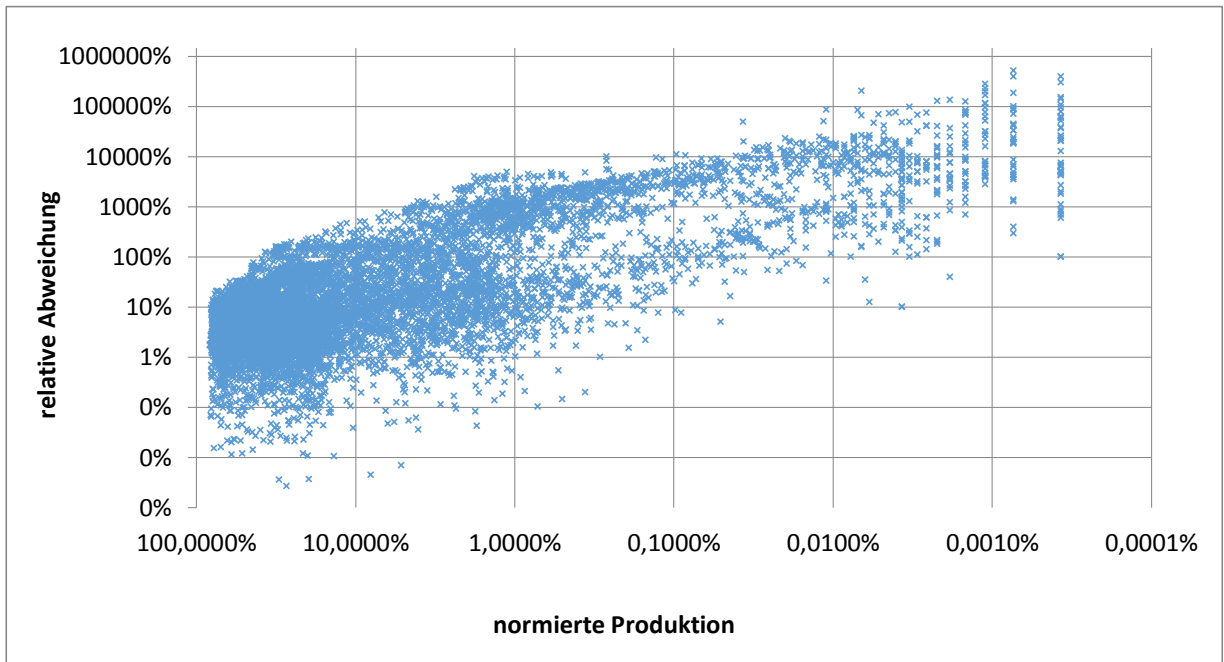


Abbildung 8: Relative Abweichung der normierten Produktion, doppelt logarithmisch eingetragen (eigene Darstellung)

Betrachtet man nun die Abweichung zwischen dem Mittelwert (A) und dem Median (C) der Tagesmittelwerte (s. Tabelle 2), ist außerdem zu erkennen, dass über das Jahr auch ganze Tage extreme Abweichungen darstellen, die den Jahresdurchschnitt stark anheben. In Abbildung 9 sind die Mittelwerte und die Mediane der viertelstündigen relativen Abweichungen pro Tag aus Tabelle 2 für den gesamten Auswertungszeitraum graphisch dargestellt. Hieraus geht hervor, dass die Extremwerte nicht nur in einzelnen Tagen auftreten, sondern sich oft über größere Zeitbereiche ausdehnen. Da die Ausreißer überwiegend im Winter auftreten und positiv sind, die Sollwerte also überschätzt sind, ist zu vermuten, dass ein großer Anteil durch Schneebedeckung der Modulflächen bei gleichzeitig freien Einstrahlungssensoren verursacht ist. Ein weiterer Grund könnten partielle Abschaltungen bzw. Ausfälle wegen defekter Komponente oder Wartungszwecke sein.

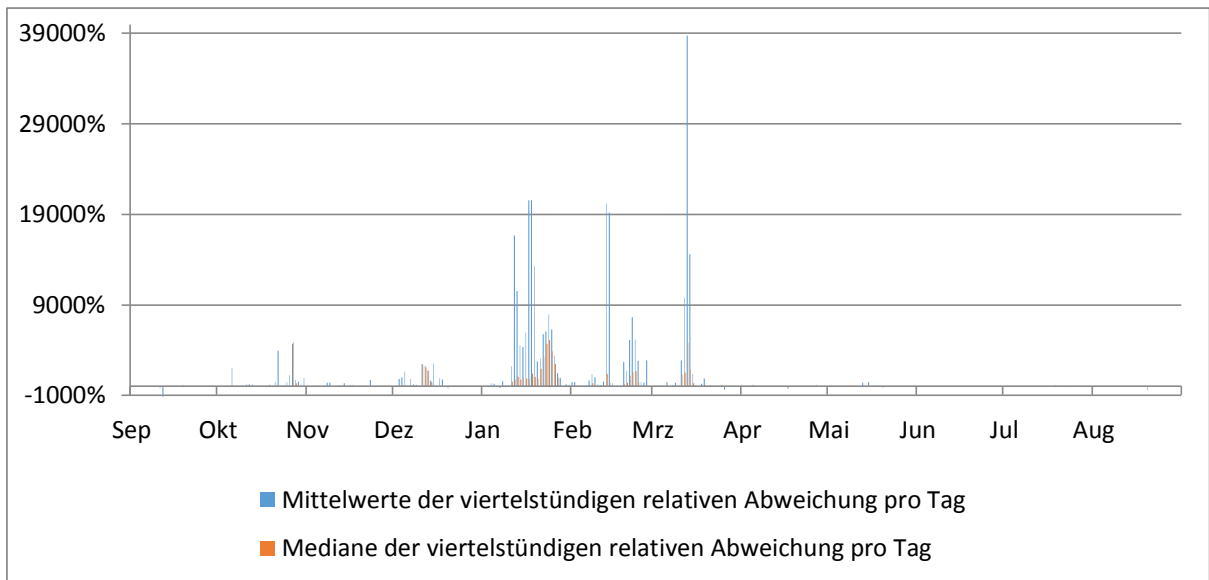


Abbildung 9: Tagesscharfe Jahresübersicht der Mittelwerte und Mediane der viertelstündigen Abweichungen (eigene Darstellung)

Für die gesamte Auswertungsperiode betrug der „Erwarteter Ertrag“ 11022 MWh, während der tatsächliche Ertrag bei 10316 MWh lag. Die MIE-Methode überschätzte somit die Produktion um insgesamt ca. 6,8 %.

Der positive BIAS des Verfahrens wurde bei der Auswertung der viertelstundenscharfen Werte bestätigt, wo sich für das Jahr ein normierter BIAS von 1,49 % ergab. Dies entspricht einer durchschnittlichen Abweichung von ca. 40 kWh pro ausgewertetes Viertelstundenintervall. In Tabelle 3 sind die jahresaggregierten Ergebnisse der Qualitätskenngrößen dargestellt.

Tabelle 3: Jahresaggregierte Ergebnisse des „Erwarteter Ertrag“-Verfahrens (eigene Darstellung)

	Normiert [%]	Relativ [%]	Absolut [kWh]
RMSE	6,260	8779,894	168,833
Median	0,006	0,071	0,150
Bias	1,490	704,417	40,175

Um eine bessere Übersicht der Performance des Verfahrens innerhalb des Tages sowie über das Jahr verteilt zu erlangen, wurden Tabellen 4 bis 6 erstellt. Für die Bildung dieser Tabellen wurden die viertelstündigen Abweichungen nach Monaten aufgeteilt. Anschließend wurden die

Werte pro Stunde des Tages zu $RMSE_{norm}$, $RMSE_{rel}$ und $BIAS_{norm}$ Werten aggregiert. Hierdurch entstand pro Monat ein repräsentativer Tag mit 24 Werten.

Tabelle 4: Repräsentativer Tag pro Monat des $RMSE_{norm}$ - „Erwarteter Ertrag“ (eigene Darstellung)

	Januar	Februar	März	April	Mai	Juni	Juli	August	September	Oktober	November	Dezember
00:00 - 01:00												
01:00 - 02:00												
02:00 - 03:00												
03:00 - 04:00												
04:00 - 05:00												
05:00 - 06:00				0,01%	0,48%	0,78%	0,79%					
06:00 - 07:00			0,58%	0,49%	0,99%	1,26%	1,57%	0,98%	0,15%			
06:00 - 07:00	0,03%	0,50%	2,65%	0,69%	0,92%	0,99%	1,67%	1,67%	0,80%	1,06%	0,76%	0,01%
08:00 - 09:00	1,44%	2,01%	6,22%	1,64%	0,93%	1,03%	1,18%	2,77%	1,63%	3,49%	2,83%	2,51%
09:00 - 10:00	4,83%	5,62%	11,99%	4,89%	1,39%	1,40%	1,50%	5,10%	1,93%	6,82%	5,46%	5,01%
10:00 - 11:00	8,79%	8,45%	15,04%	5,89%	1,90%	3,78%	2,12%	6,55%	1,99%	8,74%	6,69%	7,12%
11:00 - 12:00	14,48%	8,64%	17,24%	6,61%	2,53%	2,61%	3,24%	10,43%	2,38%	8,58%	6,38%	8,43%
12:00 - 13:00	15,98%	9,79%	15,88%	2,69%	3,53%	3,99%	3,57%	11,89%	3,24%	8,58%	5,99%	11,06%
13:00 - 14:00	12,56%	6,97%	16,34%	2,73%	3,69%	4,37%	3,70%	15,95%	3,02%	7,64%	5,69%	9,11%
14:00 - 15:00	8,41%	6,88%	15,22%	8,10%	2,79%	3,72%	7,31%	16,90%	2,52%	6,16%	4,61%	5,45%
15:00 - 16:00	5,34%	5,14%	9,50%	4,94%	2,28%	2,44%	6,06%	12,75%	2,02%	5,99%	2,85%	1,99%
16:00 - 17:00	1,73%	2,51%	5,13%	1,92%	1,70%	1,67%	2,51%	8,38%	1,26%	3,76%	0,42%	0,12%
17:00 - 18:00	0,08%	0,73%	2,10%	1,21%	1,17%	1,30%	1,58%	5,57%	1,33%	2,00%		
18:00 - 19:00			0,32%	0,66%	0,77%	0,80%	0,91%	3,53%	0,99%	0,45%		
19:00 - 20:00			0,20%	0,45%	0,88%	1,04%	1,57%	1,50%	0,34%	0,00%		
20:00 - 21:00				0,17%	0,67%	1,10%	1,35%	0,62%	0,12%			
21:00 - 22:00					0,16%	0,45%	0,49%	0,08%				
22:00 - 23:00												
23:00 - 00:00												

Aus Tabelle 4 wird deutlich, dass die größten Fehler dieses Verfahrens, stets um die Mittagszeit auftreten. Größere Abweichungen zu Mittagszeiten sind zu erwarten, da hier sowohl die Produktion als auch der „Erwarteter Ertrag“ größer sind. Hierdurch wächst der Raum für absolute Abweichungen.

Tabelle 5: Repräsentativer Tag pro Monat des $RMSE_{rel}$ - „Erwarteter Ertrag“ (eigene Darstellung)

	Januar	Februar	März	April	Mai	Juni	Juli	August	September	Oktober	November	Dezember
00:00 - 01:00												
01:00 - 02:00												
02:00 - 03:00												
03:00 - 04:00												
04:00 - 05:00												
05:00 - 06:00				400%	10270%	866%	1386%					
06:00 - 07:00			16020%	1039%	628%	57%	134%	661%	858%			
06:00 - 07:00	1964%	26692%	33132%	929%	146%	29%	26%	39%	803%	15685%	5018%	2000%
08:00 - 09:00	43814%	17718%	50068%	42%	17%	18%	12%	31%	14%	13966%	2305%	11116%
09:00 - 10:00	37351%	48940%	1163%	92%	9%	14%	7%	27%	8%	814%	47%	1050%
10:00 - 11:00	35792%	1781%	806%	129%	8%	15%	8%	26%	5%	1160%	30%	806%
11:00 - 12:00	1318%	558%	997%	57%	7%	12%	8%	40%	5%	1291%	24%	675%
12:00 - 13:00	1083%	452%	925%	6%	8%	12%	7%	49%	7%	1079%	20%	601%
13:00 - 14:00	1036%	471%	801%	6%	9%	10%	12%	49%	7%	684%	21%	543%
14:00 - 15:00	1323%	754%	811%	25%	7%	8%	23%	60%	6%	1046%	24%	635%
15:00 - 16:00	3918%	1297%	1224%	25%	12%	9%	19%	53%	6%	961%	39%	801%
16:00 - 17:00	14005%	10809%	5154%	7%	8%	16%	6%	42%	5%	564%	449%	991%
17:00 - 18:00	3307%	9451%	21344%	9%	13%	29%	8%	45%	10%	812%		
18:00 - 19:00			9610%	13%	21%	21%	12%	43%	85%	701%		
19:00 - 20:00			442%	317%	31%	30%	29%	50%	273%	76%		
20:00 - 21:00				293%	67%	54%	61%	71%	234%			
21:00 - 22:00					51%	69%	77%	80%				
22:00 - 23:00												
23:00 - 00:00												

Betrachtet man Tabelle 5, wird deutlich, dass die relative Genauigkeit des Verfahrens zwar in Stunden mit höherer Produktion steigt (s. Abbildung 8), dieser Effekt aber offensichtlich nicht ausreicht, um die großen absoluten Abweichungen zu den Mittagszeiten zu kompensieren.

Tabelle 6: Repräsentativer Tag pro Monat des $BIAS_{norm}$ - „Erwarteter Ertrag“ (eigene Darstellung)

	Januar	Februar	März	April	Mai	Juni	Juli	August	September	Oktober	November	Dezember
00:00 - 01:00												
01:00 - 02:00												
02:00 - 03:00												
03:00 - 04:00												
04:00 - 05:00												
05:00 - 06:00					0,1%	-0,3%	0,0%					
06:00 - 07:00			0,3%	-0,2%	-0,7%	-1,1%	-1,3%	-0,5%	0,0%			
06:00 - 07:00		0,2%	1,0%	-0,5%	-0,9%	-1,0%	-1,7%	-1,2%	0,6%	0,5%	0,1%	
08:00 - 09:00	0,5%	1,0%	1,9%	-0,6%	-0,5%	-0,4%	-0,5%	0,1%	1,1%	1,5%	0,9%	1,0%
09:00 - 10:00	2,2%	2,6%	2,3%	0,1%	-0,4%	-0,4%	0,0%	1,7%	1,4%	3,8%	2,1%	2,6%
10:00 - 11:00	4,6%	4,4%	3,5%	-0,5%	-0,9%	-1,1%	-0,3%	2,7%	1,2%	4,8%	2,9%	3,2%
11:00 - 12:00	6,9%	4,9%	3,7%	-0,3%	-0,3%	-0,8%	-0,8%	4,6%	0,7%	5,5%	3,0%	4,9%
12:00 - 13:00	9,3%	4,9%	2,2%	-1,1%	0,9%	0,5%	0,2%	6,0%	1,2%	6,2%	3,0%	6,2%
13:00 - 14:00	7,3%	3,9%	2,1%	-0,8%	1,7%	0,7%	1,4%	8,3%	1,4%	5,1%	3,1%	5,6%
14:00 - 15:00	5,3%	3,5%	2,2%	0,2%	0,3%	0,8%	1,1%	8,9%	0,8%	4,1%	2,4%	3,3%
15:00 - 16:00	3,6%	3,1%	1,5%	-0,7%	-0,2%	0,0%	1,0%	7,1%	0,7%	4,0%	1,7%	1,4%
16:00 - 17:00	1,4%	1,9%	1,0%	-1,4%	-0,5%	-0,7%	-0,2%	4,2%	0,6%	2,7%	0,3%	0,2%
17:00 - 18:00	0,1%	0,6%	1,0%	-1,1%	-0,3%	-0,2%	0,3%	2,5%	0,9%	1,4%	0,0%	
18:00 - 19:00		0,1%	0,3%	-0,6%	-0,5%	-0,2%	-0,2%	0,9%	1,0%	0,2%		
19:00 - 20:00			0,1%	-0,4%	-0,8%	-0,8%	-1,3%	-0,8%	0,4%	0,0%		
20:00 - 21:00			0,1%	-0,1%	-0,7%	-1,1%	-1,5%	-0,6%	0,2%			
21:00 - 22:00				0,0%	-0,2%	-0,5%	-0,5%	-0,2%				
22:00 - 23:00						0,0%	0,0%					
23:00 - 00:00												

Die in Tabelle 6 dargestellten $BIAS_{norm}$ Werte zeigen zwei weitere Eigenschaften des Verfahrens:

- Um die Mittagsstunden herum sind die Abweichungen stets positiver als in den übrigen Stunden. Positive Abweichungen bedeuten eine Überschätzung der MIE durch das Verfahren.
- Im Frühling wird die MIE systematisch unterschätzt, während sie im Rest des Jahres überschätzt wird.

Alle monatlichen aggregierten Ergebnisse der in Kapitel 4.2 behandelten Kenngrößen sind im Anhang C zu finden.

5.2 Hochskallieren eines Anlagenteils

Ein einfacher Ansatz zur Bestimmung der MIE ist die Hochskallierung der eingespeisten Leistung eines Anlagenteils auf die gesamte Anlage. Hierbei wird während einer Abschalt- oder Abregelungsmaßnahme ein ausgewählter Anlagenteil von dem Eingriff ausgenommen.

Dessen Leistungsverlauf kann hierdurch als Referenz für die MIE-Berechnung der gesamten Anlage genutzt werden. Die Realisierung dieses Verfahren erfordert, dass ein PV-Kraftwerk sich in unabhängig regelbare Einheiten unterteilen lässt oder dass ein Anlagenteil an keinerlei Steuerung angeschlossen ist. Letzteres würde allerdings gegen die Regelungen des Einspeisemanagements verstoßen. Wie im Kapitel 3 beschrieben, erfolgen alle Eingriffe auf die Wirkleistung über den Parkregler der Anlage. Da die meisten Anlagen im Portfolio der Enerparc AG über nur einen Parkregler verfügen, wäre eine Nachrüstung in den meisten Fällen erforderlich.

Die Qualität der Ergebnisse dieses Verfahrens hängt von der Repräsentativität des ausgewählten Referenzanlagenteils (RT) ab. Eine wichtige Rolle spielen hierfür vor allem die Homogenität der Komponenten (Module, Wechselrichter, Kabel, etc.), die Größe des RT und die räumliche Verteilung.

Die in dieser Auswertung durchgeführten Hochskallierungen erfolgen auf Basis des Anteils der installierten Leistung des RT an der gesamten installierten Leistung des Kraftwerks. Die Sollwerte des Verfahrens wurden gemäß folgender Formel berechnet:

$$MIE_i = Ist_{RAT-i} * \frac{MWp_{ref}}{MWp_{gesamt}}$$

Hierbei ist:

MIE_i: Die Sollwerte des Verfahrens zum Zeitpunkt *i*

Ist_{RAT-i} : Die Ist-Leistung des RAT zum Zeitpunkt *i*

MWp_{RAT}: Die installierte Leistung des RAT in MWp

MWp_{ref}: Die installierte Leistung des gesamten Kraftwerks

Der erste Schritt bei der Analyse dieses Verfahrens war den Anlagenteil zu definieren, der sich am besten als Referenz für die restliche Anlage eignete. Die Größe des RT spielt hierbei eine entscheidende Rolle. Zum einen wurde angenommen, dass die Repräsentativität des RT mit zunehmender Größe steigen würde. Somit wäre ein möglichst großer RT vorteilhaft. Zum anderen ist es, je nach Szenario in dessen Rahmen eine Abschaltung erfolgt, nicht möglich

bzw. erwünscht einen großen Teil der Einspeisung für Nachweiszwecke aufrechtzuerhalten, weshalb ein möglichst kleiner RT vorzuziehen wäre.

Für Abschaltungen im Rahmen des Einspeisemanagements ist es fraglich, ob diese Methode überhaupt in Frage kommt. Sollten sich aber Netzbetreiber darauf einlassen, einen Anlagenteil aus der Einspeisemanagement-Maßnahme auszulassen, ist es wahrscheinlich, dass dessen Größe so gering wie möglich gehalten werden müsste. Für die Bereitstellung von Regelleistung ist eine möglichst große regelbare Leistung zwar wünschenswert aber nicht zwingend erforderlich. Eine erhöhte Genauigkeit des MIE-Nachweises könnte außerdem ausschlaggebend für die Chancen zur Präqualifizierung sein. Für Abschaltungen durch Direktvermarkter ist, ähnlich wie bei einem Angebot von Regelleistung, ein möglichst vollständig regelbares Kraftwerk zwar wünschenswert aber nicht zwingend erforderlich. Auch hier könnten sich genauere MIE-Ergebnisse vorteilhaft gegenüber Anlagenbetreiber auswirken.

Aufgrund der verschiedenen Anforderungen der Szenarien an das Verfahren, wurde entschieden unterschiedlich große RTs auszuwerten. Diese sind in Tabelle 7 beschrieben.

Als nächstes wurde die zeitliche Auflösung der vorhandenen Daten berücksichtigt. Das Szenario Regelleistungsbereitstellung wird mit einer großen Wahrscheinlichkeit eine zeitliche Auflösung im Sekundenbereich für den MIE-Nachweis fordern. Wie bereits in Kapitel 4.1 erwähnt liegen die AC-Leistungswerte wechselrichterscharf in einer maximalen Auflösung von einer Minute vor. Um ein Vergleich zu dem „Erwarteter Ertrag“-Verfahren von Skytron energy GmbH zu ermöglichen, wurden allerdings die Viertelstundenintervalle ausgewertet.

Tabelle 7: Übersicht der ausgewerteten RTs (eigene Darstellung)

RT	Auswahlkriterium	zeitliche Auflösung
Halbes Kraftwerk	Alle in Mockritz verbauten Strangwechselrichter sind von 1 bis 468 durchnummeriert. Für die Bildung dieses RT wurden alle Wechselrichter mit ungerader Bezeichnung ausgewählt. Hierdurch sollte eine möglichst breite räumliche Verteilung des RT erreicht werden, um die Repräsentativität zu erhöhen.	15 min
Drittel Kraftwerk	Aus demselben Grund wie bei dem halben Park wurden alle Wechselrichter ausgewählt, dessen Bezeichnung sich restlos durch drei teilen ließ.	15 min
Zehntel Kraftwerk	Alle Wechselrichter deren Bezeichnung sich restlos durch 10 teilen ließ.	15 min
Ein Wechselrichter	Es wurden alle 468 Wechselrichter einzeln ausgewertet, um den geeignetsten zu finden.	1 min 15 min

Für den RT „ein Wechselrichter“ wurden im Vorfeld alle Wechselrichter einzeln ausgewertet. Hierzu wurden die minutenscharfen Abweichungen der aus den einzelnen Wechselrichtern berechneten MIE-Ergebnisse monatlich zu den in Kapitel 4.2 beschriebenen Kenngrößen aggregiert. Um dies zu bewerkstelligen, wurde in der Statistik Software R-Studio ein Skript erstellt, das im Anhang D dargestellt ist.

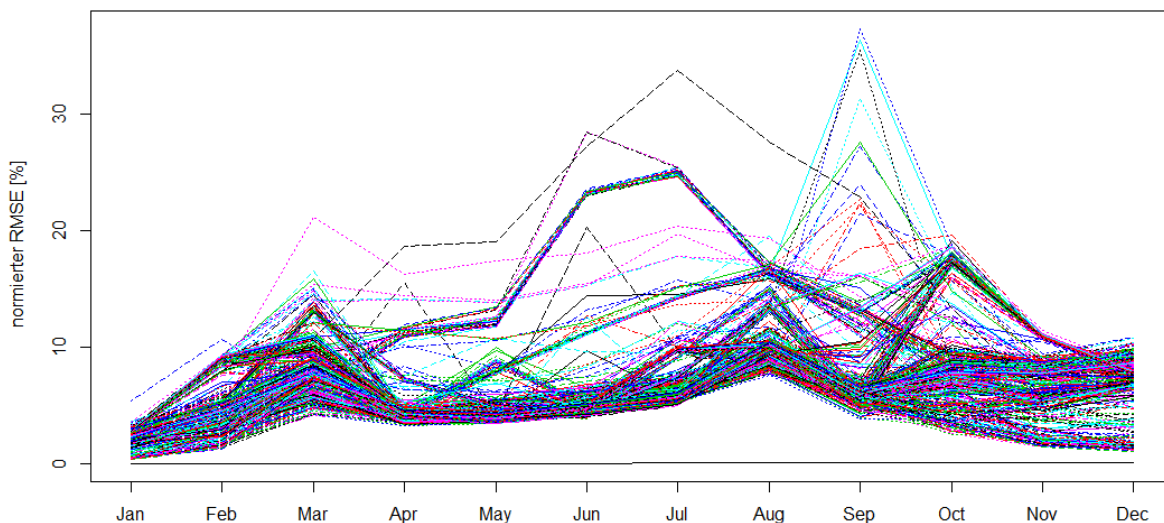


Abbildung 10: Monatliche $RMSE_{norm}$ der minütlichen MIE pro Wechselrichter (eigene Darstellung)

Die so gebildeten monatlichen $RMSE_{norm}$ sind für alle Wechselrichter in Abbildung 10 dargestellt. Hierbei fällt auf, dass die Ergebnisse der einzelnen Wechselrichter über das ganze Jahr in gebündelten Gruppen auftreten. Vermutlich hängt die Gruppierung mit einer ähnlichen räumlichen Anordnung der an die Wechselrichter angeschlossenen Stränge zusammen. Ein weiterer möglicher Grund hierfür könnte die gemeinsame Verschaltung an einer AC-Combinerbox oder an einer Transformatorstation sein. Im Rahmen dieser Arbeit wurde dieser Effekt allerdings nicht weiter analysiert. Betrachtet man die größte Gruppe, ist zu erkennen, dass deren $RMSE_{norm}$ sich über fast das ganze Jahr unter 10 % hält.

Auffällig ist auch, dass sich unterhalb dieser Gruppe keine Wechselrichter mit einer besonders guten MIE-Performance hervorheben. Des Weiteren ist zu erkennen, dass die Bündelung der Hauptgruppe von April bis September wesentlich stärker ausgeprägt ist als im restlichen Jahr. Vor allem zwischen September und Oktober scheren die Ergebnisse weiter auseinander. Hierdurch besteht die Möglichkeit, dass ein Wechselrichter deutlich bessere Ergebnisse als der Rest erzeugt, dies jedoch nicht mit bloßem Auge aus der Graphik erkannt werden kann.

Um aus diesem Bündel den besten Wechselrichter auszusuchen, wurde aus den monatlichen Aggregaten, je Kenngröße und WR, der Jahresmittelwert gebildet. Dies ergab allerdings, dass für jede Kenngröße ein unterschiedlicher Wechselrichter die besten Ergebnisse lieferte. Betrachtet man den $BIAS_{norm}$, der in Abbildung 11 dargestellt ist, erkennt man, dass die meisten Wechselrichter eine Abweichung $< \pm 5\%$ aufweisen.

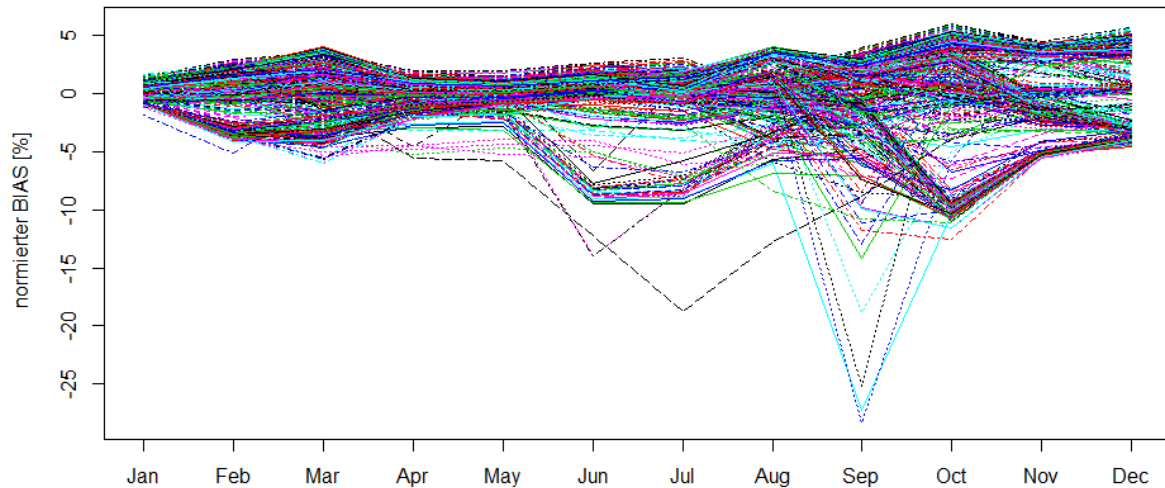


Abbildung 11: Monatliche $BIAS_{norm}$ der minütlichen MIE pro Wechselrichter (eigene Darstellung)

Um dies zu verdeutlichen wurden die Jahresdurschnitte der in Abbildung 11 dargestellten monatlichen $BIAS_{norm}$ gebildet, wodurch 486 Mittelwerte entstanden. Deren Häufigkeit wurde in Schritten von 2 % in einem Histogramm dargestellt (siehe Abbildung 12).



Abbildung 12: Häufigkeit der Jahresmittelwerte der monatlichen BIAS_{norm} aller Wechselrichter (eigene Darstellung)

Es ist zu erkennen, dass die Ergebnisse von ca. 170 Wechselrichter, also etwa 36 % aller Wechselrichter, eine maximale systematische Abweichung von ± 1 % aufweisen. Daher wurde angenommen, dass die Auswahl des Wechselrichters mit den siebt oder acht besten BIAS_{norm}-Werten einen geringfügigen Einfluss auf die MIE-Ergebnisse haben würde.

Die aus den relativen Abweichungen berechneten Werte wurden für die Entscheidung des Referenzwechselrichters außen vor gelassen. Grund hierfür war, dass bereits die Auswertung des „erwarteter Ertrag“-Verfahrens der Firma Skytron ergab, dass diese Größen bei einer niedrigen Produktion sehr sensibel auf kleine Abweichungen reagieren. Daher kann aus ihnen zwar Information für das Verfahren gewonnen werden aber keine allgemeine Aussage über dessen Güte getroffen werden.

Somit wurde entschieden den besten Wechselrichter anhand des normierten RMSE auszusuchen. Wie in Kapitel 4.2 erwähnt hat der RMSE die Eigenschaft große Abweichungen stärker zu gewichten. Es wurde erwägt, dass große Abweichungen für ein zuverlässiges MIE Verfahren nachteiliger sind als viele kleine Abweichung, die mit einer abschätzbaren Verteilung auftreten.

Anhand des RMSE_{norm} schnitt der Wechselrichter Nr. 222, mit einem Wert von 3,7 % am besten ab. In Abbildung 13 wurden die Häufigkeiten der Jahresdurchschnitte der monatlich aggregierten RMSE_{norm}-Werte in 0,02 % Schritten zu einem Histogramm zusammengefasst.

Hier wird deutlich, dass Wechselrichter 222 zusammen mit wenigen anderen Wechselrichtern in einer Gruppe liegt, die deutlich besser performt als der Rest. Das Histogramm untermauert zudem auch die aus Abbildung 10 gewonnene Erkenntnis, dass die meisten Wechselrichter MIE-Werte produzieren, deren $RMSE_{norm}$ kleiner als 10 % ist.

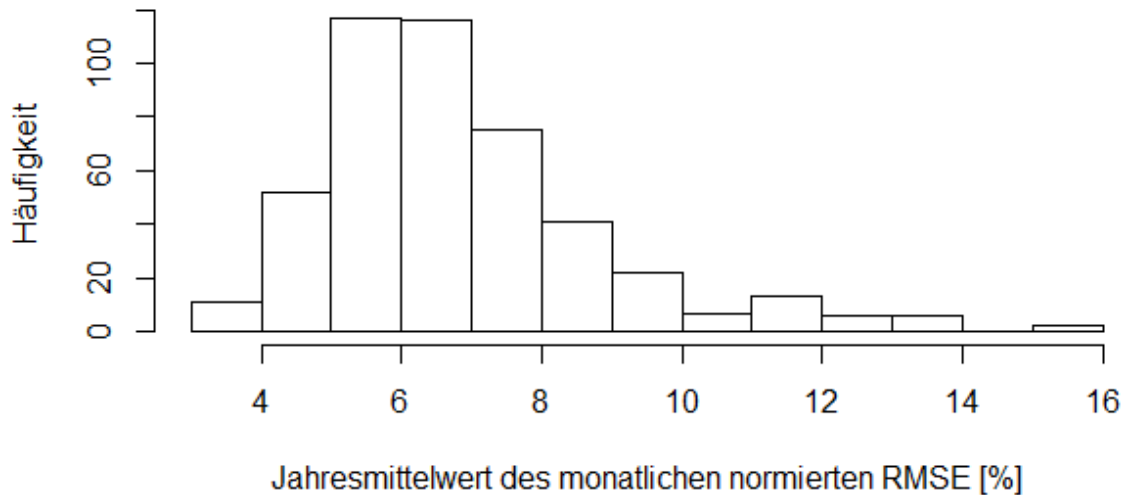


Abbildung 13: Häufigkeit der Jahresmittelwerte der monatlichen $RMSE_{norm}$ aller Wechselrichter (eigene Darstellung)

Die Auswahl des Wechselrichters 222 erfolgte auf Basis der minutenscharfen Werte. Um die Vergleichbarkeit mit dem „Erwarteter Ertrag“-Verfahren zu gewährleisten, wurden allerdings die weiterführenden Auswertungen anhand der viertelstundenscharfen Messwerte durchgeführt. Deshalb soll an diese Stelle kurz der Einfluss der zeitlichen Auflösung der zugrundeliegenden Daten auf die Analyseergebnisse anhand der monatlich aggregierten $RMSE_{norm}$ -Werte des Wechselrichters 222 dargestellt werden.

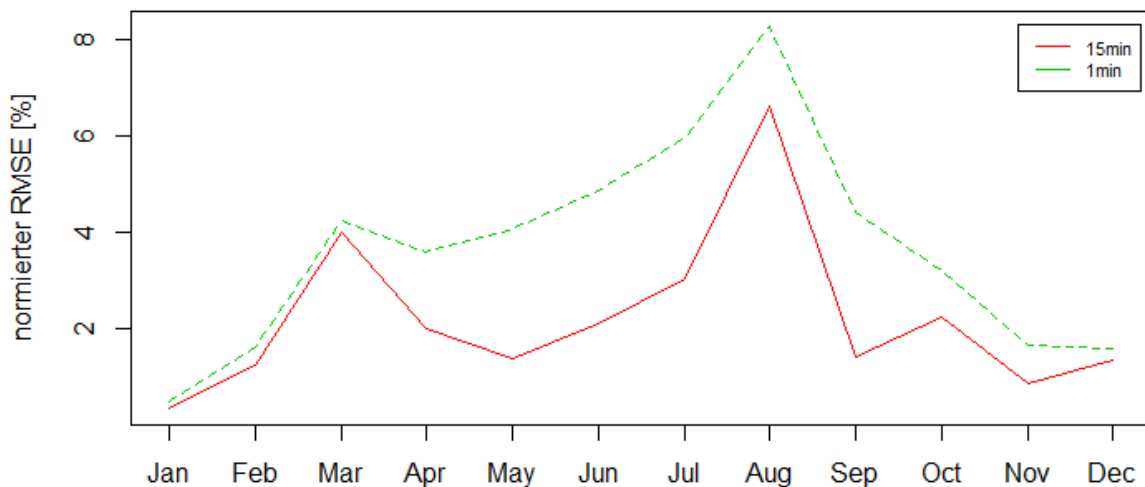


Abbildung 14: Monatliche $RMSE_{norm}$ -Werte des Wechselrichters 222 bei unterschiedlicher zeitlicher Auflösung der zugrunde liegenden Daten (eigene Darstellung)

Abbildung 14 zeigt einen ähnlichen Verlauf beider Kurven. Die Ergebnisse der viertelstündigen Werte liegen allerdings immer unterhalb der minütigen Werte. Des Weiteren ist der Jahresverlauf des $RMSE_{norm}$ auf Basis viertelstündiger Werte differenzierter als der Jahresverlauf auf Basis minutenscharfer Werte. Offensichtlich führt eine höhere zeitliche Auflösung der zugrundeliegenden Daten zu einer Verschlechterung der Ergebnisse. Es ist möglich, dass sich bei einer gröberen zeitlichen Auflösung gewisse Fehlerquellen herausmitteln, was zu besseren Ergebnissen führt.

Als nächstes wurden die Referenzanlageanteile „Halber Park“, „Drittel Park“ und „Zehntel Park“ ausgewertet, um festzustellen in wie fern die Größe der ausgewählten Referenz die Qualität der MIE-Ergebnisse beeinflusst. Hierfür wurden der normierte RMSE und der normierte BIAS eingesetzt.

In Abbildung 15 sind die aus den Viertelstunden berechneten $RMSE_{norm}$ -Werte pro Monat für alle RTs dargestellt. Es fällt auf, dass fast kein Unterschied zwischen „Drittel Park“ und „Halber Park“ zu erkennen ist. Die MIE aus einem Zehntel des Parks weist vor allem zwischen April und August einen sehr geringen Abstand zu den anderen beiden RTs. Im Vergleich ist der

RMSE des Wechselrichters 222 über das Jahr deutlich schlechter als die des halben- bzw. drittel Parks. Zwischen Dezember und Februar verhält sich der Wechselrichter 222 allerdings auffällig ähnlich wie der „Zehntel Park“. Auffällig ist auch, dass die beiden kleineren RTs deutlich besser im Frühling als im Rest des Jahres abschneiden. Auffällig ist auch, dass die beiden kleineren RTs deutlich besser in Frühling als im Rest des Jahres abschneiden.

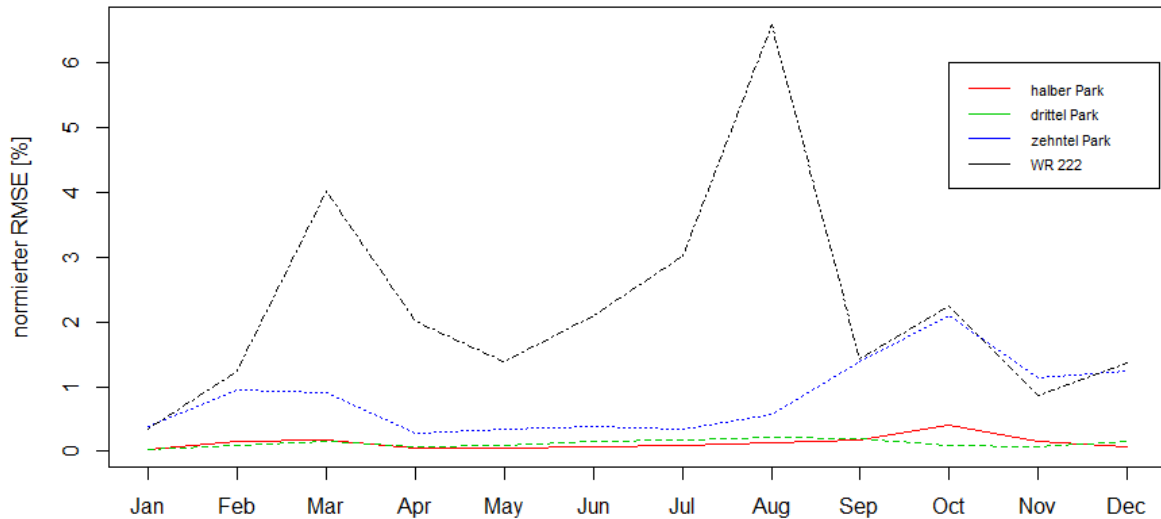


Abbildung 15: Monatliche $RMSE_{norm}$ -Werte aller RTs (eigene Darstellung)

Die Betrachtung der in Abbildung 16 dargestellten $BIAS_{norm}$ -Werte zeigt, dass alle RTs insgesamt eine geringe systematische Abweichung aufweisen. Das Hochskalierungsverfahren scheint also in dieser Hinsicht insgesamt robust zu sein. Ähnlich wie beim $RMSE_{norm}$ (s. Abbildung 15) ist kaum ein Unterschied zwischen dem „Halber Park“ und dem „Drittel Park“ zu erkennen. Wechselrichter 222 liegt zwar im August und September im selben Bereich wie „Halber Park“ und „Drittel Park“, schneidet aber in den restlichen Monaten sichtbar schlechter ab. Der RT „Zehntel Park“ ist von März bis August sehr stabil, weist aber in den restlichen Monaten wesentlich höhere Werte auf.

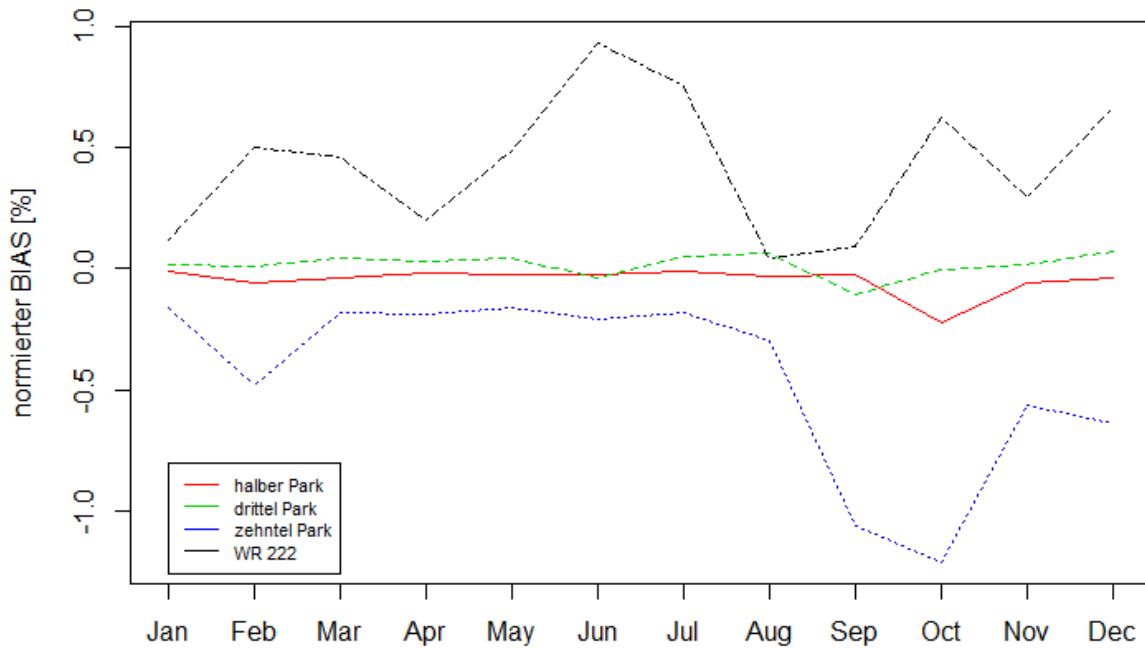


Abbildung 16: Monatliche $BIAS_{norm}$ -Werte aller RTs (eigene Darstellung)

Aus der Betrachtung beider Graphen lassen sich für den Einfluss der Größe des RT folgende Schlüsse ziehen:

- Größere RTs verkleinern die Fehler bei der MIE-Berechnung. Ab einer bestimmten Größe scheint dieser Effekt jedoch nur einen geringfügigen Einfluss zu haben.
- Größere RTs führen zu einer stabileren Qualität der MIE-Ergebnisse. Sowohl in Abbildung 15 als auch in Abbildung 16 steigt die Anzahl und Höhe der Spitzen mit abnehmender RT-Größe.

5.3 Spitzenabrechnungsverfahren nach BNetzA

Wie im Kapitel 2.3 erwähnt wurde, hat die BNetzA in ihrem „Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement“ zwei Verfahren definiert, die zur Berechnung des entgangenen Ertrages in Folge einer Einspeisemanagement Maßnahme genutzt werden können. Diese werden als „Pauschales Verfahren“ und „Spitzenabrechnungsverfahren“ bezeichnet.

Das Pauschale Verfahren wurde für Kraftwerke konzipiert, die über keine Einstrahlungsmessung verfügen oder wo keine registrierende Leistungsmessung (RLM) vorliegt (BNetzA, 2014). Dies betrifft kein Kraftwerk des Enerparc Portfolios, weshalb dieses Verfahren auch nicht in dieser Arbeit berücksichtigt wird. Beim Spitzenabrechnungsverfahren hingegen, wird vorausgesetzt, dass die Anlage über die geeignete Messtechnik verfügt, um die Ist-Leistung und Einstrahlungsleistung zu erfassen.

Zur Ermittlung der MIE werden während eines geeigneten Vergleichszeitraums (VZ) die Ist-Leistung und die Einstrahlungsleistung gemessen. Der Quotient aus den Mittelwerten dieser Messspuren, stellt den realen Wirkungsgrad der Anlage dar. Dieser wird mit der Einstrahlungsleistung, die während der Einspeisemanagement-Maßnahme gemessen wird multipliziert. Als Vergleichszeitraum definiert die BnetzA die letzte vollständig gemessene Stunde. Somit ergibt sich für die MIE zum Zeitpunkt i einer Einspeisemanagement Maßnahme folgende Formel:

$$MIE_i = \frac{P_{istVZ}}{G_{VZ}} * G_i$$

Hierbei ist:

MIE_i : Sollwert im Zeitintervall i

P_{istVZ} : Die durchschnittliche Ist-Leistung während des Vergleichszeitraums VZ

G_i : Einstrahlungsleistung zum Zeitpunkt i in kW/m^2

G_{VZ} : Durchschnittliche Einstrahlungsleistung während VZ in kW/m^2

Die hier angegebene Formel wurde aus der originalen Beschreibung der BnetzA hergeleitet (BNetzA, 2014).

Für die Auswertung des Spitzenabrechnungsverfahrens wurden viertelstündige Messwerte eingesetzt. Auf den Einsatz von minutenscharfen Werten, wie es bei reellen Einspeisemanagement-Maßnahmen üblich wäre, wurde verzichtet. Es soll hierdurch der Vergleich mit dem „Erwarteter Ertrag“-Verfahren ermöglichen. Der Einfluss einer höheren zeitlichen Auflösung der zugrundeliegenden Messwerte auf die MIE Ergebnisse wurde bereits für das Hochskallierungsverfahren diskutiert. Es wird angenommen, dass der beobachtete Effekt bei diesem Verfahren ähnlich ist, weshalb eine gesonderte Auswertung nicht durchgeführt wurde.

In der Praxis können Einspeisemanagement Maßnahmen unterschiedlich lang sein. Da dies in einer Auswertung nicht darstellbar ist, wurde die Dauer einer Maßnahme auf eine Stunde definiert. Als Vergleichszeitraum wurde die jeweils vorangegangene Stunde genutzt.

Die Auswertung des gesamten Jahres ergab einen $BIAS_{norm}$ von 0,05 % und einen $RMSE_{norm}$ von 3,01 %. Der normierte Median weicht mit einem Wert von 0,03 % nur leicht vom $BIAS$ ab. Dies deutet zum einen darauf hin, dass insgesamt Ausreißer eher positiv sind und zum anderen, dass deren Einfluss auf das Gesamtergebnis sehr gering ist. Alle Jahresergebnisse sind in folgender Tabelle dargestellt.

Tabelle 8: Jahresaggregierte Ergebnisse des Spitzenabrechnungsverfahrens (eigene Darstellung)

	Normiert [%]	Relativ [%]	Absolut [kW]
RMSE	3,01	4551	324,90
BIAS	0,05	302	5,89
MEDIAN	0,03	0,315	3,36

Analog zur Vorgehensweise im Kapitel 5.1 wurde eine Analyse der Performance des Verfahrens innerhalb der Monate durchgeführt. Hierzu wurden die normierten Abweichungen in Monate eingeteilt. Anschließend wurden die Abweichungen pro Stunde des Tages zum $BIAS_{norm}$ und $RMSE_{norm}$ aggregiert, sodass ein repräsentativer Tag pro Monat entstand.

Tabelle 9: Repräsentativer Tag pro Monat des BIAS_{norm} – Spitzenabrechnungsverfahren (eigene Darstellung)

	Januar	Februar	März	April	Mai	Juni	Juli	August	September	Oktober	November	Dezember
00:00 - 01:00												
01:00 - 02:00												
02:00 - 03:00												
03:00 - 04:00												
04:00 - 05:00						0,1%						
05:00 - 06:00				0,2%	0,2%	-0,3%	0,0%	0,1%				
06:00 - 07:00			0,1%	0,5%	0,0%	-0,6%	-0,3%	-0,1%				
07:00 - 08:00	-0,3%	0,0%	-0,3%	0,3%	-1,0%	-0,9%	-1,0%	-0,9%	0,2%	-0,5%	0,6%	-0,3%
08:00 - 09:00	-0,2%	-0,3%	-0,8%	-0,6%	-0,4%	-0,5%	-0,5%	-1,0%	-1,0%	0,0%	1,0%	-0,1%
09:00 - 10:00	-0,2%	-0,2%	-0,1%	-0,3%	0,3%	0,6%	1,1%	0,3%	-0,5%	-1,5%	-0,6%	-0,3%
10:00 - 11:00	-0,5%	-0,4%	0,1%	-0,1%	1,1%	1,9%	1,7%	1,8%	0,4%	0,1%	-0,3%	-0,4%
11:00 - 12:00	-0,1%	-1,5%	-1,2%	0,4%	1,7%	1,9%	2,8%	2,5%	1,1%	0,3%	-0,1%	0,2%
12:00 - 13:00	-0,2%	-0,6%	-0,7%	0,7%	2,1%	2,5%	2,6%	2,0%	0,9%	0,2%	0,4%	0,6%
13:00 - 14:00	0,0%	-0,3%	-1,2%	1,0%	-0,5%	0,1%	0,9%	1,8%	0,0%	-0,6%	0,7%	-0,5%
14:00 - 15:00	0,2%	0,0%	-0,9%	0,4%	-0,7%	-0,9%	-0,2%	0,1%	-0,3%	-0,3%	0,5%	0,3%
15:00 - 16:00	0,4%	0,5%	-0,3%	-1,0%	-1,0%	-1,5%	-2,3%	-0,7%	-0,5%	0,8%	0,4%	0,2%
16:00 - 17:00	0,1%	0,3%	0,2%	-0,9%	-0,5%	-1,0%	-1,9%	-1,2%	-0,3%	0,5%	0,1%	0,1%
17:00 - 18:00	0,1%	0,2%	0,4%	0,0%	-0,1%	-0,2%	-0,9%	-0,4%	0,4%	0,2%		
18:00 - 19:00			0,2%	0,3%	0,1%	0,0%	0,0%	0,3%	0,4%	0,2%		
19:00 - 20:00			0,3%	0,3%	0,3%	0,4%	0,5%	0,3%	0,2%			
20:00 - 21:00				0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,1%				
21:00 - 22:00					0,2%	0,2%	0,2%	0,1%				
22:00 - 23:00												
23:00 - 00:00												

Tabelle 9 zeigt einen deutlich erkennbaren Tagesgang des BIAS_{norm} im Frühling und Sommer. Morgens wird die Produktion durch das Verfahren unterschätzt. Zwischen 9 und 10 Uhr dreht dieser Trend und die Abweichungen werden deutlich positiv. Ab 14 Uhr fängt der BIAS_{norm} an, wieder negativ zu werden und hält sich negativ bis 17 oder 18 Uhr. Die letzten drei bis vier Stunden vor Dunkelheit sind wieder positiv.

Zum Teil lässt sich dieser Verlauf durch die Formel des Spitzenabrechnungsverfahrens erklären. Sie enthält den Quotienten aus der Ist-Leistung und der Einstrahlungsleistung im VZ. Dies stellt den reellen Wirkungsgrad der Anlage samt seiner Komponenten im VZ dar. Das Spitzenabrechnungsverfahren basiert auf der Annahme, dass dieser Wirkungsgrad für die Dauer der Einspeisemanagement-Maßnahme konstant bleibt. Diese Annahme ist allerdings falsch, da der Wirkungsgrad der Module mit steigender Modultemperatur fällt. Somit ist der Gesamtwirkungsgrad temperaturabhängig und nicht von einer Stunde auf die nächste konstant. In Abbildung 17 ist der Tagesgang der durchschnittlichen Modultemperatur für den 19. Juni 2013 dargestellt.

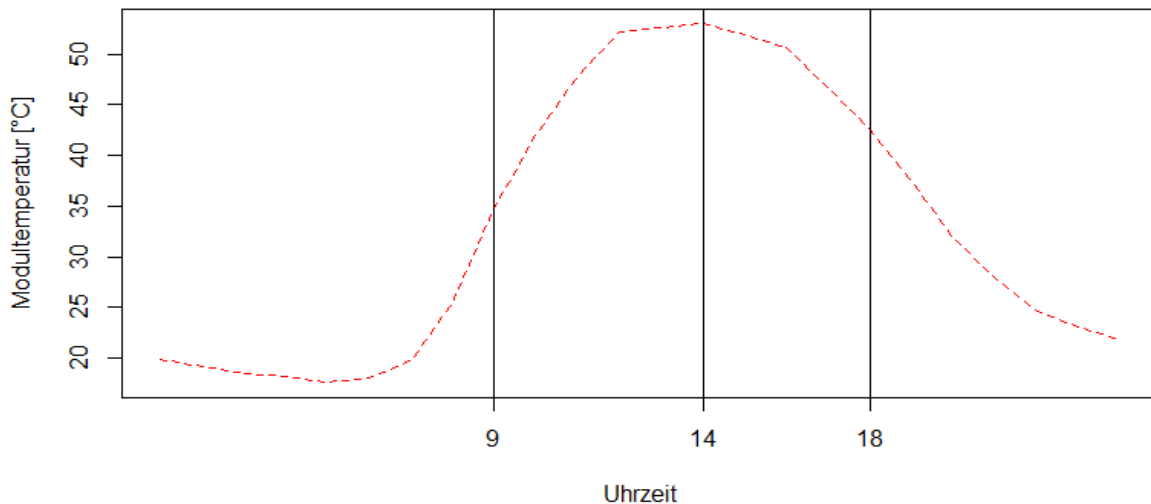


Abbildung 17: Verlauf der durchschnittlichen Modultemperatur am 19. Juni 2013 (eigene Darstellung)

Es ist deutlich zu sehen, dass bis 14 Uhr die Modultemperatur steigt. In diesem Zeitbereich ist daher der Modulwirkungsgrad der aktuellen Stunde immer schlechter als der der vorangegangenen Stunde. Dies erklärt die Überschätzung der Produktion, die in diesem Zeitbereich in Tabelle 9 zu sehen ist. Ab 14 Uhr fällt die Modultemperatur wieder, sodass sich der Modulwirkungsgrad im Vergleich zur letzten Stunde verbessert. Dies erklärt wiederum die negativen $BIAS_{norm}$ -Werte, die in Tabelle 9 ab 14 Uhr zu sehen sind. Es ist zu erwarten, dass mit zunehmender Länge der Einspeisemanagement-Maßnahme dieser Effekt stärker ausgeprägt ist.

Alle monatlichen aggregierten Ergebnisse dieses Verfahrens sind im Anhang E zu finden.

6 Vergleich und Diskussion

Nachdem im Kapitel 5 die drei MIE Verfahren vorgestellt und einzeln ausgewertet wurden, werden in diesem Kapitel die Ergebnisse verglichen.

Im Kapitel 5.2 wurde das „Hochskalierungsverfahren“ anhand vier verschiedenen RTs ausgewertet. Für den Vergleich mit den übrigen MIE-Berechnungsverfahren wurde die

Auswahl an RTs verkleinert. Da im Kapitel 5.2 gezeigt wurde, dass die RTs „Drittel Park“ und „Halber Park“ sehr ähnliche MIE-Ergebnisse produzieren, wurde der RT „Halber Park“ von dem Vergleich ausgeschlossen. Der RT „Drittel Park“ wurde vorgezogen, weil bei Anlagen, die über zwei Parkregler verfügen, die installierte Leistung meistens nicht gleichmäßig auf beide Parkregler verteilt ist. Trotz der insgesamt schlechtesten Ergebnisse wurde auch der RT „Wechselrichter 222“ mit in den Vergleich aufgenommen, da er den Vorteil hat die Regelbarkeit der größtmöglichen Leistung zu gewährleisten.

Um eine Gesamtübersicht der Qualität der Verfahren zu erzielen, wurden als erstes alle Ergebnisse auf Jahresbasis verglichen. Die Ergebnisse sind in Tabelle 10 dargestellt. Um sie zu verdeutlichen, wurde eine Farbskala eingesetzt. Hierbei sind die besten Ergebnisse grün und die schlechtesten rot gefärbt.

Tabelle 10: Normierte und relative jahresaggregierte Ergebnisse aller Verfahren (eigene Darstellung)

		"Erwarteter Ertrag"	"drittel Park"	"Wechselrichter 222"	Spitzenabrechnungsverfahren
Normiert	RMSE	6,260%	0,144%	2,943%	3,014%
	Median	0,006%	0,007%	0,119%	0,031%
	BIAS	1,490%	0,017%	0,443%	0,055%
Relativ	RMSE	8779,894%	9,622%	68,428%	4550,680%
	Median	0,071%	0,137%	1,200%	0,315%
	BIAS	704,417%	0,451%	1,820%	301,620%

Aus Tabelle 10 geht eindeutig hervor, dass das Hochskalierungsverfahren mit einem Drittel der Anlage als RT die besten MIE-Ergebnisse produziert. Der „Erwarteter Ertrag“ der Firma Skytron energy GmbH schneidet in den meisten Kategorien eher schlecht ab.

Wie bereits im Kapitel 4.2 geschildert, stellt die Differenz zwischen Median und BIAS ein Indikator für Ausreißer dar. Des Weiteren wurde in Kapitel 5.1 für das „Erwarteter Ertrag“-Verfahren diskutiert, dass in Zeitintervallen mit geringer Ist-Produktion sehr große relative Abweichungen auftreten können. Tabelle 10 zeigt, dass im Hochskalierungsverfahren die Differenzen zwischen den relativen BIAS und den relativen Medianen um ein vielfaches kleiner sind als bei den anderen beiden MIE-Berechnungsverfahren. Das Hochskalierungsverfahren scheint also nicht nur robuster gegenüber Ausreißer zu sein, sondern auch eine höhere Qualität im niedrigeren Produktionsbereich aufzuweisen.

Ein weiterer Trend, der anhand der in Tabelle 10 dargestellten BIAS-Ergebnisse erkennbar wird, ist die Tendenz aller Verfahren die MIE zu überschätzen. Im Kapitel 4.2 wurde bereits darauf hingewiesen, dass Zeitintervalle, in denen keine Produktion gemessen wurde, nicht in der Analyse berücksichtigt wurden. Es wurde angenommen, dass der Einfluss dieses Filters auf die Ergebnisse gering ausfallen würde. Da allerdings alle Verfahren einen positiven BIAS aufweisen besteht die Möglichkeit, dass diese Annahme nicht zutreffend war. Um dies auszuschließen, müssten weiterführende Analysen des Datensatzes durchgeführt werden.

Die aussagekräftigste Kenngröße ist der normierte RMSE. Große Abweichungen werden durch deren Quadrieren stärker bewertet und Abweichungen mit entgegengesetztem Vorzeichen heben sich nicht gegenseitig auf. Zur detaillierteren Analyse des $RMSE_{norm}$ aller Verfahren wurden diese monatscharf in Abbildung 18 dargestellt.

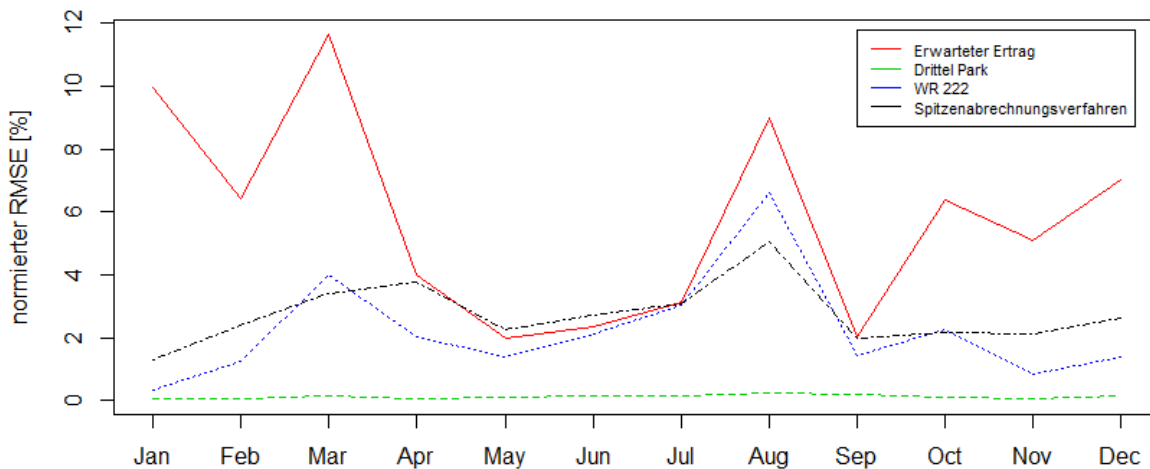


Abbildung 18: Monatliche $RMSE_{norm}$ -Werte aller Verfahren (eigene Darstellung)

Das Hochskallierungsverfahren mit einem Drittel der Anlage als RT weist auch in der monatlichen Ansicht eindeutig überlegene Ergebnisse auf. Deren monatliche Schwankungen sind auf der Skala kaum zu sehen. In den Jahresverläufen der restlichen Verfahren ist eine gewisse Ähnlichkeit zu beobachten. Auffällig ist, dass die Spitze im Oktober mit unterschiedlich starker Ausprägung alle MIE-Berechnungsverfahren betrifft. Die Verläufe des „Wechselrichters 222“ und des „Erwarteter Ertrag“ haben außer im Januar dieselbe Form. Das Spitzenabrechnungsverfahren zeigt sich über das ganze Jahr relativ stabil mit $RMSE_{norm}$ -

Werten in einem Bereich zwischen 2 und 4 %. Zwischen Mai und September liegen die Verläufe aller Ergebnisse, mit Ausnahme des „Drittel Park“ sehr dicht beieinander. Vor allem im Juli und September ist kaum ein Unterschied zu erkennen. Im Herbst und im Winter spielt also die Wahl des MIE-Verfahrens eine erheblich wichtigere Rolle als im Sommer und Frühling, wo ähnliche Fehler bei alle Verfahren erwartet werden können.

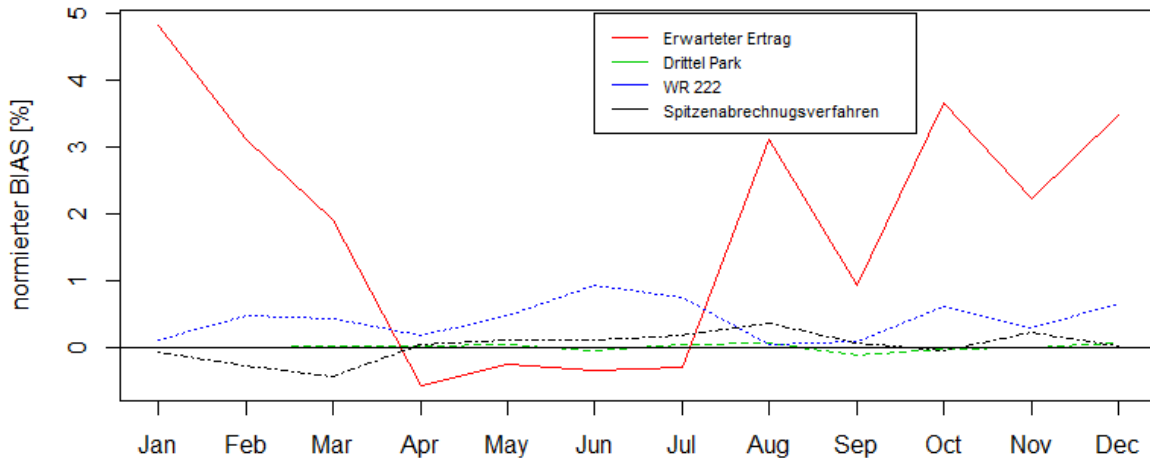


Abbildung 19: Monatliche $BIAS_{norm}$ -Werte aller Verfahren (eigene Darstellung)

Die in Abbildung 19 dargestellten monatlich aggregierten Ergebnisse des $BIAS_{norm}$ bestätigen, dass die MIE durch alle Verfahren meistens überschätzt wird. Vor allem der „Erwarteter Ertrag“ weist in den meisten Monaten einen wesentlich stärker ausgeprägten positiven BIAS auf als die restlichen Verfahren. Wie bereits im Kapitel 5.1 erwähnt, zeigt dieses Verfahren allerdings im Frühling einen negativen BIAS. Der BIAS des Spitzenabrechnungsverfahrens ist von Januar bis April eindeutig negativ und bleibt den Rest des Jahres leicht positiv.

Saisonale Effekte des BIAS eines Verfahrens sind für Anlagenbetreiber von großer Bedeutung. Eine systematische Unterschätzung der MIE bewirkt geringere Kompensationszahlungen als dem Anlagenbetreiber eigentlich zustünden. Zwar zeigen alle Verfahren über das Jahr einen eher positiven BIAS, es ist jedoch möglich, dass die Häufigkeit mit der Abschaltungen innerhalb bestimmter Szenarien auftreten auch saisonale Effekte aufweisen. Denkbar wäre zum Beispiel, dass Einspeisemanagement-Maßnahmen vermehrt im Frühling und Sommer auftreten, da durch die höhere Solarproduktion die vorhandenen Netze öfter an ihre Grenzen gelangen. Die

Wahl des „Erwarteter Ertrag“-Verfahrens wäre in diesem Fall nachteilig für den Anlagenbetreiber.

7 Zusammenfassung und Ausblick

Ziel dieser Arbeit war es drei MIE-Berechnungsverfahren anhand historischer Daten eines realen PV-Kraftwerks zu vergleichen, um deren Eignung für den Nachweis der entgangenen Produktion im Falle einer Abschaltung des PV-Kraftwerks zu ermitteln. Hierzu wurden drei mögliche Szenarien als Rahmenbedingung für eine Abschaltung berücksichtigt: Abschaltungen im Rahmen der Direktvermarktung zu Vermeidung von Fahrplanabweichungen, Abschaltung durch Netzbetreiber im Rahmen des Einspeisemanagement und Bereitstellung von negativer Regelleistung durch PV-Kraftwerke

Die Analyse ergab, dass das Hochskalierungsverfahren mit einem „Drittel Park“ als RT eindeutig den anderen MIE-Berechnungsverfahren überlegen ist. Die hiermit berechneten Ergebnisse hatten die kleinsten Fehler, den stabilsten Verlauf und die geringste systematische Abweichung. Nachteil des Verfahrens ist, dass ein signifikanter Teil der Anlage von Regeleingriffen ausgenommen werden müsste, um solch hochwertige MIE-Ergebnisse zu erzielen. Dies ist nicht in allen Szenarien möglich. Nachteilig ist auch, dass die meisten PV-Kraftwerke mit einem weiteren Parkregler nachgerüstet werden müssten. Es ist außerdem zu bedenken, dass bei der Bildung des RT die höchstmögliche räumliche Wechselrichterverteilung ausgewählt wurde. Dies könnte in der Praxis einen unverhältnismäßig hohen Umsetzungsaufwand bedeuten. Es ist also zu erwarten, dass bei einer realen Anlage mit zwei Parkreglern die Repräsentativität des möglichen RTs und somit auch die Ergebnisse etwas schlechter ausfallen würden. Dieser Effekt könnte durch eine realistischere Bildung der RTs in einer weiterführenden Analyse berücksichtigt werden.

Der „Erwarteter Ertrag“ der Firma Skytron energy GmbH hatte im Vergleich die größten Fehler und auch die größten systematischen Abweichungen. Es muss allerdings beachtet werden, dass der Datensatz, der dieser Analyse zugrunde liegt, nur um Zeitintervalle bereinigt wurde, in denen im gesamten Kraftwerk keine Produktion stattfand. Zeitintervalle, in denen nur einzelne Kraftwerksteile aufgrund technischer Probleme oder Schneebedeckung ausfielen sind im Datensatz enthalten. Sowohl beim Spitzenabrechnungsverfahren als auch beim

Hochskalierungsverfahren basiert die MIE-Berechnung auf Referenzen (VZ bzw. RT), die in der Lage sind die Ausfälle einzelner Kraftwerksteile zu berücksichtigen. Dies ist beim „Erwarteter Ertrag“ nicht der Fall. Die hierdurch verursachten Abweichungen wurden in dieser Arbeit als Fehler ausgewertet. Tatsächlich handelt es sich aber um entgangene Erträge, die somit eine gewisse Berechtigung haben, in der MIE enthalten zu sein. Da allerdings Abschaltungen im Rahmen der behandelten Szenarien auch parallel zu partiellen Kraftwerksausfällen stattfinden können, wurde das „Erwarteter Ertrag“-Verfahren durch die Auswertungsmethodik nicht zu Unrecht benachteiligt. Die genaue Bestimmung von Verlusten aus partiellen Kraftwerksausfällen aufgrund von Schnee oder technischen Problemen ist aber für Anlagenbetreiber von hohem Interesse. Es wird daher empfohlen dies als ein gesondertes Szenario zu betrachten, um hierfür geeignete MIE-Verfahren zu identifizieren und auszuwerten.

Das Spitzenabrechnungsverfahren schnitt in allen Kategorien etwa im Mittelfeld ab. Dieses Ergebnis ist jedoch stark durch die zugrunde gelegte Dauer der Einspeisemanagement-Maßnahmen beeinflussbar. Der VZ würde mit zunehmender Dauer der Maßnahmen an Repräsentativität verlieren, was zu schlechteren MIE-Ergebnisse führen würde. Verbesserungspotential für dieses Verfahren wurde im Kapitel 5.3 für die Auswahl des VZ identifiziert. Die aktuelle Vorgehensweise, den VZ als statisches Zeitintervall zu definieren, führt in bestimmten Jahreszeiten zu einem deutlich erkennbaren Tagesgang des BIAS. Es wird daher vorgeschlagen anstelle eines festen VZ zu definieren, diesen in Abhängigkeit der Einstrahlungs- und Temperaturbedingungen, die im Laufe der Einspeisemanagement-Maßnahme auftreten anzupassen. In diesem Zusammenhang wird Anlagenbetreibern empfohlen, den in Kapitel 5.3 beschriebene Tagesgang des BIAS hinsichtlich seiner Auswirkung auf die bisher erhaltenen Kompensationszahlungen auszuwerten.

In dieser Arbeit wurde zudem gezeigt, dass die Berechnung der MIE anhand minutenscharfer Werte zu größeren Fehlern führte als bei viertelstündigen Werten. Eine genaue Auswertung des Einflusses der zeitlichen Auflösung der zugrundeliegenden Daten auf die Qualität der MIE-Ergebnisse war nicht Ziel dieser Arbeit. Vor allem in Hinblick auf die Bereitstellung von Regelleistung durch PV-Kraftwerke wird dies aber eine wichtige Rolle spielen. Daher besteht auch hier weiterer Analysebedarf.

Zum Abschluss soll auf eine Schwäche der Datengrundlage, die in Rahmen dieser Arbeit auffiel hingewiesen werden. Mit Ausnahme des „Erwarteter Ertrag“ wurden alle Auswertungen anhand Leistungswerte durchgeführt. Bei der Historisierung der Leistungswerte, werden allerdings Mittelwerte aus einer begrenzten Anzahl von Messpunkten gebildet. So enthält ein minütlicher Leistungswert je nach Anlage ca. zwei bis vier Datenpunkte aus denen ein Mittelwert gebildet wird. Dies führte in dem betrachteten Auswertungszeitraum zu einer Abweichung von ca. - 2 % zwischen den aus den Leistungswerten errechneten Ertrag und dem Ertrag, der anhand der Wirkarbeit gemessenen wurde. Es wird daher empfohlen zukünftige Analysen auf Basis der Wirkarbeit durchzuführen.

Literaturverzeichnis

Berndt, H., Hermann, M., Kreye, H. D., Reinisch, R., Scherer, U. und Vanzetta, J., 2007. *TransmissionCode 2007: Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber.* Berlin: Verband der Netzbetreiber – VDN.

Brauns, S., Jansen, M., Jost, D., Siefert, M., Speckmann, M. und Widdel, M., 2014. *Abschlussbericht Regelernergie durch Windkraftanlagen.* Kassel: Fraunhofer IWES.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2011. *Erfahrungsbericht 2011 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz.*

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2012. *Beschlusskammer BK6-12-024 - Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiepreis-Abrechnungssystems.*

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2014. *Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement - Abschaltangfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte (Version 2.1).*

Chmielewski, J., 2014. *Integration eines Speichers in eine PV-Freiflächenanlage.* Bachelorarbeit. Hochschule für Angewandte Wissenschaften HAW Hamburg.

CONSENTEC, 2014. *Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt.* Im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Aachen.

CONSENTEC, 2013. *Physikalische und bilanzielle Auswirkungen von Einspeisemanagement-Maßnahme.* Gutachten im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Aachen.

CONSENTEC, 2010. *Gutachten zur Dimensionierung des Regelleistungsbedarfs unter dem NRV.* Im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Aachen.

Deutscher Bundestag, Drucksache 10/6071 vom 06.06.2011. *Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.*

Die Bundesregierung, 2014. *Energie-Lexikon: Übertragungsbetreiber.* [online] Verfügbar unter:

http://www.bundesregierung.de/Webs/Breg/DE/Themen/Energiewende/EnergieLexikon/_function/glossar_catalog.html?lv2=754392&lv3=772118.

[abgerufen am 24.08.2014].

Die Bundesregierung, 2014a. *Erneuerbare Energien ausbauen - EEG Novelle.* [online]

Verfügbar unter:

http://www.bundesregierung.de/Webs/Breg/DE/Themen/Energiewende/ErneuerbareEnergien/eeg_novelle/_node.html. [abgerufen am 27.08.2014].

ENSO NETZ GmbH, n.d. *Technische Mindestanforderungen der ENSO NETZ GmbH zur Umsetzung des Einspeisemanagements nach §§ 6 und 11 EEG.*

ENTSOE - European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2014.

Regional Groups. [online] Verfügbar unter: <https://www.entsoe.eu/about-entso-e/system-operations/regional-groups/Pages/default.aspx>. [abgerufen am 02.09.2014].

Klobasa, M., Ragwitz, M., Sensfuß, F., Rostankowski, A., Gerhardt, N., Holzhammer, U., Richts, C. und Lehnert, W., 2013. *Working Paper Sustainability and Innovation No. S 1/2013: Nutzenwirkung der Marktprämie.* Fraunhofer ISI.

Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, 2012. *Funktionsbeschreibung zum Netzsicherheitsmanagement (NSM) der Mitteldeutschen Netzgesellschaft Strom mbH (MITNETZ STROM).* [online] Verfügbar unter: <https://www.mitnetz-strom.de/Netzkunden-Center/Download-Center>. [abgerufen am 01.08.2014].

Netzentwicklungsplan, n.d. *Die Übertragungsnetzbetreiber – Verantwortung für Systemstabilität und Modernisierung.* [online] Verfügbar unter:

<http://www.netzentwicklungsplan.de/content/die-C3BCbertragungsnetzbetreiber>. [abgerufen am 12.09.2014].

netztransparenz.de, 2014. *Marktwert-/Referenzmarktwertübersicht*. [online] Verfügbar unter: <http://www.netztransparenz.de/de/Referenzmarktwerte.htm>. [abgerufen am 01.08.2014].

regelleistung.net, 2014. *Ausschreibungsübersicht*. [online] Verfügbar unter: <https://www.regelleistung.net/ip/action/ausschreibung/public>. [abgerufen am 22.08.2014].

regelleistung.net, 2014a. *FAQ für Internet-Plattform*. [online] Verfügbar unter: <https://www.regelleistung.net/ip/action/static/faq>. [abgerufen am 03.09.2014].

regelleistung.net, 2014b. *Modell zur Berechnung des regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreises (reBAP) unter Beachtung des Beschlusses BK6-12-024 der Bundesnetzagentur vom 25.10.2012*. [online] Verfügbar unter: <https://www.regelleistung.net/ip/action/static/chargesys>. [abgerufen am 22.08.2014].

Spicker, J., 2010. Formen des OTC-Handels. In: H. P. Schwintowski, ed. 2010. *Handbuch Energiehandel*. Berlin: Erich Schmidt Verlag.

TENNET, 2013. *Bilanzkreise*. [online] Verfügbar unter: <http://www.tennet.eu/de/kunden/bilanzkreise.html>. [abgerufen am 28.08.2014].

TENNET, 2014. *Marktkopplung*. [online] Verfügbar unter: <http://www.tennet.eu/de/ueber-tennet/strom/marktkopplung.html>. [abgerufen am 22.08.2014].

Anhang

Anhang A:

Ausschnitt aus Direktvermarktungsvertrag der Sunnic Lighthouse GmbH

5 Vergütung

(1) Grundlage der Vergütung nach diesem Vertrag ist die Nutzung der Marktprämie gemäß § 33g EEG durch den Kunden. Die Marktprämie („MP“) wird monatlich vom zuständigen Netzbetreiber an den Kunden gezahlt und ermittelt sich monatlich als Differenz zwischen der EEG-Einspeisevergütung einer Erzeugungsanlage und deren energieträgerspezifischem Referenzmarktwert („RW“).

$$\text{MP} = \text{EEG-Einspeisevergütung} - \text{RW}$$

(2) Der energieträgerspezifische Referenzmarktwert („RW“) wird gemäß EEG Anlage 4 Ziffer 2 durch die Übertragungsnetzbetreiber bis zum 10. Werktag eines Monats für den Vormonat ermittelt und gemäß EEG Anlage 4 Ziffer 3 f.) veröffentlicht. Er ist daher für den Kunden transparent.

(3) Die durch SUNNIC gemäß §2 (2) abgerufene und durch den Kunden gelieferte elektrische Wirkarbeit vergütet die SUNNIC zum Vertragspreis („VP“). Der Vertragspreis entspricht dem monatlichen energieträger-spezifischen Referenzmarktwert („RW“).

$$\text{VP} = \text{RW}$$

(4) Für die gesamte Energiemenge, die der Kunde im Vertragszeitraum am Zählpunkt eingespeist hat, zahlt die SUNNIC dem Kunden einen Vermarktungszuschlag in Höhe von ■■■■ Cent/kWh für die im Jahr 2012 und ■■■■ Cent/kWh für die im Jahr 2013 eingespeiste Energiemenge, unabhängig davon, ob die SUNNIC die Energiemengen gemäß §2 (2) abrufen oder nicht. Die Ansprüche aus Absatz 3 und diesem Absatz 4 werden nicht aufeinander angerechnet.

Anhang B:

C++ Skript zur Formatierung der in CSV Format vorhandenen Messdaten aus PV-Guard. Exemplarisch für viertelstündige Werte.

```
// PVGuardExportConverter.cpp : Definiert den Einstiegspunkt für die Konsolenanwendung.
//

#include "stdafx.h"
#include <iostream>
#include <fstream>
#include <sstream>
#include <iomanip>
#include <vector>
#include <math.h>
#include <iterator>
#include <algorithm>
#include <stdexcept>
#include <string>

using namespace std;

int _tmain(int argc, _TCHAR* argv[])
{
    int Jahr = 2012;
    int Zeitlaufzahl = 8;
    int Monat = 9;
    string Parkkuerzel;
    int Zieldateilaufzahl = 1;
    int DurchlaufeneDateien = 0;

    cout << "Parkkuerzel: ";
    cin >> Parkkuerzel;
    cout << endl;

    while (Jahr<2014)
    {

        //Zeitlaufzahl = 8;

        while (Zeitlaufzahl <= 12)
        {
            cout << Jahr << "-" << Zeitlaufzahl << endl;
            vector <vector <string> > data;

            string strJahr = to_string(Jahr);
            string strZeitlaufzahl = to_string(Zeitlaufzahl);
            //string strMonat = to_string(Monat);
            string Datei =
"C:\\Users\\mhahler\\Desktop\\AC_Wirkleistung_15min\\AC_Wirkleistung_15min_" + strJahr
+ "_" + strZeitlaufzahl + ".csv";
            ifstream infile(Datei);
```

```

while (infile)
{
    string s;
    if (!getline(infile, s)) break;

    istringstream ss(s);
    vector <string> record;

    while (ss)
    {
        string s;
        if (!getline(ss, s, ';')) break;
        record.push_back(s);
    }

    data.push_back(record);
}
if (!infile.eof())
{
    cerr << "Foey!\n";
}

if (DurchlaufeneDateien % 4 == 0)
{
    Zieldateilaufzahl++;
}

string strZieldateilaufzahl = to_string(Zieldateilaufzahl);
string zieldatei = Parkkuerzel + strZieldateilaufzahl +
"_15min.txt";

ofstream file(zieldatei, ios::app | ios::out);

for (unsigned int i = 1; i<data.size(); i++)
{
    for (unsigned int b = 1; b<data[i].size(); b++)
    {
        string Wechselrichter_Nummer = data[0][b].substr(9,
3);
        //string gemessene_groesse =
data[0][b].substr(8,30);
        string Einheit = data[0][b].substr(40, 1);

        file << data[i][0] << ";" << Parkkuerzel << ";" <<
Wechselrichter_Nummer << ";" << Einheit << ";" << data[i][b] << endl;
    }
}
file.close();
Zeitlaufzahl++;
DurchlaufeneDateien++;
}
Zeitlaufzahl = 1;
Jahr++;
}
return 0;
}

```

Anhang C:

Monatlich aggregierte Ergebnisse des „Erwarteter Ertrag“-Verfahrens

Tabelle C1: Monatlich aggregierte RMSE-Werte – „Erwarteter Ertrag“

Monat	RMSE _{norm} [%]	RMSE _{rel} [%]	RMSE [kWh]
Jan	9,938	21422,998	268,04
Feb	6,436	17430,168	173,58
Mar	11,631	18428,409	313,71
Apr	4,016	290,804	108,32
Mai	1,989	933,700	53,65
Jun	2,366	145,734	63,82
Jul	3,142	174,375	84,75
Aug	8,992	135,596	242,54
Sep	2,034	197,912	54,85
Okt	6,370	4974,721	171,82
Nov	5,097	903,804	137,48
Dez	7,035	2907,771	189,74

Tabelle C2: Monatlich aggregierte Median-Werte – „Erwarteter Ertrag“

Monat	Median _{norm} [%]	Median _{rel} [%]	Median [kWh]
Jan	1,370	673,70	36,96
Feb	0,813	29,64	21,94
Mar	-0,003	-0,07	-0,09
Apr	-0,757	-5,46	-20,41
Mai	-0,593	-3,61	-16,00
Jun	-0,658	-3,61	-17,75
Jul	-0,762	-2,81	-20,55
Aug	0,793	2,15	21,38
Sep	0,609	4,28	16,42
Okt	0,779	10,95	21,02
Nov	-0,007	-0,45	-0,20
Dez	0,512	22,55	13,82

Tabelle C3: Monatlich aggregierte BIAS-Werte - „Erwarteter Ertrag“

Monat	BIAS _{norm} [%]	BIAS _{rel} [%]	BIAS [kWh]
Jan	4,821	4532,566	130,04
Feb	3,114	2626,034	83,99
Mar	1,911	2252,539	51,54
Apr	-0,560	22,764	- 15,10
Mai	-0,242	29,397	- 6,52
Jun	-0,325	-7,951	- 8,77
Jul	-0,292	-5,141	- 7,87
Aug	3,121	6,915	84,19
Sep	0,937	25,054	25,26
Okt	3,667	522,755	98,89
Nov	2,239	92,743	60,39
Dez	3,485	567,804	93,99

Anhang D:

R-Skript zum Auslesen und Verarbeiten der minutenscharfen Werte pro Wechselrichter (exemplarisch für den RMSE)

```
mydb <- dbConnect(MySQL(), user='root', password='*****', dbname='bachelorarbeit',
host='localhost')
i <- 1
total <- 6
rmse_einzel_Wr_Monat <- data.frame(Monat=1:12 )
rmse_einzel_Wr_Stunde <- data.frame(Stunde =0:24 )
rmse_einzel_Wr_Monat_prozent <- data.frame(Monat=1:12 )
rmse_einzel_Wr_Stunde_prozent<- data.frame(Stunde =0:24 )
pb <- tkProgressBar(title = "Fortschritt", min = 0, max = total, width = 300)
ptm <- proc.time();

while (i<=total)
{ rs <- dbSendQuery(mydb ,
  paste0( "
  select
    month(einzel_WR_test.TS) as 'Monat',
    hour(einzel_WR_test.TS) as 'Stunde',
    einzel_WR_test.total as 'Ist',
    mindata.AC_Wirkleistung / wechselrichter.Anteil_an_gesamt as 'Soll',
    (mindata.AC_Wirkleistung / wechselrichter.Anteil_an_gesamt)
    einzel_WR_test.total as 'Soll-Ist'
  from (einzel_WR_test, mindata, wechselrichter)
  where mindata.WR_Park_ID = ",i, "
  and wechselrichter.WR_Park_ID = ",i, "
  and mindata.Zeitstempel <'2013-09-01 00:00:00'
  and mindata.Zeitstempel >= '2012-09-01 00:00:00'
  and mindata.Zeitstempel = einzel_WR_test.TS ");

  data <- fetch(rs, n=-1);
  nacht_bereinigt <- subset(data, data[,"Ist"] != 0 | data[,"Soll"]!= 0);
  pistnichtnull <- subset(nacht_bereinigt, nacht_bereinigt[,"Ist"] != 0);

  delta_prozent <- data.frame(Monat = pistnichtnull[,"Monat"], Stunde =
  pistnichtnull[,"Stunde"],delta_in_prozent = pistnichtnull[,"Soll-Ist"]/pistnichtnull[,"Ist"]*100);

  temp_res_monat<- aggregate(pistnichtnull[,"Soll-Ist"], list(pistnichtnull[,"Monat"]),FUN=
  "mein_rmse");
  # temp_res_stunde <- aggregate(pistnichtnull[,"Soll-Ist"], list(pistnichtnull[,"Stunde"]),FUN=
  "mein_rmse");

  temp_res_prozent_monat <-aggregate(delta_prozent[,"delta_in_prozent"],
  list(delta_prozent[,"Monat"]),FUN= "mein_rmse");
  # temp_res_prozent_stunde <- aggregate(delta_prozent[,"delta_in_prozent"],
  list(delta_prozent[,"Stunde"]),FUN= "mein_rmse");
```

```

rmse_einzel_Wr_Monat[,i+1] <- temp_res_monat[,2];
# rmse_einzel_Wr_Stunde[,i+1] <- temp_res_stunde[,2];
rmse_einzel_Wr_Monat_prozent[,i+1] <- temp_res_prozent_monat[,2];
# rmse_einzel_Wr_Stunde_prozent[,i+1] <- temp_res_prozent_stunde[,2];

rm(data);
rm(nacht_bereinigt);
rm(pistnichtnull);
rm(temp_res_monat);
rm(delta_prozent);
rm(temp_res_prozent_monat);

  if(i%%2 == 0)
  {
    save(rmse_einzel_Wr_Monat,
file="C:\\Users\\mhahler\\Documents\\rmse_einzel_Wr_Monat.Rda");
# save(rmse_einzel_Wr_Stunde,
file="C:\\Users\\mhahler\\Documents\\rmse_einzel_Wr_Stunde.Rda");
    save(rmse_einzel_Wr_Monat_prozent,
file="C:\\Users\\mhahler\\Documents\\rmse_einzel_Wr_Monat_prozent.Rda");
# save(rmse_einzel_Wr_Stunde_prozent,
file="C:\\Users\\mhahler\\Documents\\rmse_einzel_Wr_Stunde_prozent.Rda");

    Sys.sleep(0.1)
    setTkProgressBar(pb, i, label=paste( round(i/total*100, 0),
"% done", i," WR"));}

  i=i+1;
}

# colnames(rmse_einzel_Wr) <- c("Monat",1:468)
Dauer <-proc.time() -ptm

```


Anhang E:

Monatlich aggregierte Ergebnisse des Spitzenabrechnungsverfahrens

Tabelle E1: Monatlich aggregierte RMSE-Werte – Spitzenabrechnungsverfahren

Monat	RMSE _{norm} [%]	RMSE _{rel} [%]	RMSE [kWh]
Jan	1,30%	4997,21%	140,08
Feb	2,41%	5908,41%	259,25
Mar	3,40%	2121,51%	366,32
Apr	3,78%	2704,94%	407,41
Mai	2,25%	4372,41%	242,91
Jun	2,72%	3748,62%	293,32
Jul	3,08%	2894,32%	332,08
Aug	5,04%	2389,19%	542,94
Sep	1,99%	5505,66%	214,38
Okt	2,16%	4162,61%	233,00
Nov	2,10%	7245,11%	226,46
Dez	2,64%	8553,33%	285,00

Tabelle E2: Monatlich aggregierte Median-Werte – Spitzenabrechnungsverfahren

Monat	BIAS _{norm} [%]	BIAS _{rel} [%]	BIAS [kWh]
Jan	-0,06%	647,57%	-6,74
Feb	-0,27%	526,85%	-29,48
Mar	-0,42%	192,94%	-45,16
Apr	0,05%	188,29%	5,60
Mai	0,12%	249,41%	12,87
Jun	0,12%	238,86%	12,74
Jul	0,19%	153,58%	20,05
Aug	0,37%	181,47%	39,47
Sep	0,07%	300,66%	7,91
Okt	-0,04%	262,86%	-3,87
Nov	0,23%	535,36%	24,62
Dez	0,03%	627,20%	3,65

Tabelle E3: Monatlich aggregierte BIAS-Werte – Spitzenabrechnungsverfahren

Monat	Median _{norm} [%]	Median _{rel} [%]	Median [kWh]
Jan	-0,01%	-1,64%	-1,46
Feb	-0,09%	-1,70%	-9,37
Mar	-0,03%	-0,24%	-3,31
Apr	0,11%	0,78%	11,99
Mai	0,09%	0,73%	9,97
Jun	0,06%	0,49%	6,51
Jul	0,13%	0,74%	13,52
Aug	0,11%	0,75%	11,57
Sep	0,13%	0,46%	14,22
Okt	0,01%	0,09%	1,20
Nov	0,03%	0,65%	2,72
Dez	-0,03%	-1,17%	-3,15