

Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg
Fakultät Life Sciences

Der Marktwertfaktor von Photovoltaikanlagen: Ein Vergleich von süd und ost-west ausgerichteten
Anlagen in Deutschland

Bachelorarbeit

Umwelttechnik

vorgelegt von

Tom, Brauner

■■■■■

Hamburg

am 08 Dezember 2023

Gutachter: Prof.-Dr.-Ing.

Sebastian, Timmerberg (HAW Hamburg)

Gutachter: Dipl.-Volksw.

Nils, Kompe (Firma PNE AG)

Die Abschlussarbeit wurde betreut und erstellt in Zusammenarbeit mit der
Firma PNE AG

Zusammenfassung

Aufgrund des zunehmenden Ausbaus von variablen regenerativen Energien und deren niedriger Grenzkosten, wird der Spotmarktpreis für Strom zunehmend von der eingespeisten Leistung von Photovoltaik- und Windkraftanlagen bestimmt. Durch die zeitlich ähnliche Einspeisung von Photovoltaikanlagen innerhalb Deutschlands wird der Strompreis am Spotmarkt zusätzlich gedrückt. Das Verhältnis des erzielten Spotmarktpreises zum durchschnittlichen Spotmarktpreis (base price) wird Marktwertfaktor genannt und beschreibt die Wertigkeit des erzeugten Stroms. Die Stromerzeugung von einer Photovoltaikanlage hängt von ihrer Ausrichtung ab und kann über den Tag und das Jahr stark variieren. Die meisten Photovoltaikanlagen in Deutschland werden nach Süden ausgerichtet, da mit dieser Ausrichtung am meisten Energie pro installierter Leistung produziert wird. Eine Veränderung der Ausrichtung nach Osten und Westen führt nicht unbedingt zu einem höheren Marktwertfaktor im Vergleich zu einer südlich ausgerichteten Anlage. Der Marktwertfaktor einer Ost-West ausgerichteten Anlage kann sogar schlechter sein, da diese Anlagen im Winter, bei hohen Spotmarktpreisen, eine deutlich geringere Stromerzeugung haben.

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	IV
Abbildungsverzeichnis	V
Tabellenverzeichnis	VII
1 Einleitung	1
2 Hintergrund	3
2.1 Die Physik einer Solarzelle	3
2.1 Photovoltaik Anlagenplanung	4
2.1.1 Ausrichtung.....	4
2.2.2 Reihenabstand.....	5
2.2.3 Performance Ratio	6
2.3 Photovoltaik in Deutschland	6
2.3.1 Historische Entwicklung.....	6
2.4 Stromhandel in Deutschland	9
2.5 Merit-Order-Effekt und Kannibalisierung	12
2.6 Marktwertfaktor PV	12
3 Methodik	14
3.1 Aufbau der Simulation	14
3.2 Ertragssimulation	15
3.2.1 Bauteile und Dimensionierung	16
3.2.2 Fläche und Topografie	18
3.2.3 Süd-Ausrichtung	19
3.2.4 Ost-West-Ausrichtung	20
4 Rahmenbedingungen	22
4.1 Spotpreisprognose	22
4.1.1 AFRY-Spotpreisprognose.....	22
4.1.2 enervis-Spotpreisprognose.....	24
4.2 Wetterdaten	26
5 Ergebnisse	28
5.1 Sensitivitätsanalyse	34

6 Diskussion	38
6.1 Ergebnisdiskussion.....	38
6.2 Literaturvergleich.....	41
7 Zusammenfassung	43
7.1 Ausblick	44
Literaturverzeichnis.....	45
Anhang	48
Eigenständigkeitserklärung	54

Abkürzungsverzeichnis

EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EnBW	Energie Baden-Württemberg
EU	Europäische Union
IWES	Institut für Windenergie und Energiesysteme
GCR	Ground Coverage Ratio
LCOE	Levelized Cost of Energy
MCP	Market Clearing Price
MPP	Maximum Power Point
MWF	Marktwertfaktor
OTC	Over the Counter
PR	Performance Ratio
PV	Photovoltaik
RWE	Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk AG
STC	Standard Test Conditions
TMY	Typical Meteorological Year
VRE	variable regenerative Energien

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Gitterstruktur und Bändermodell von reinem Silizium	3
Abbildung 2: Azimut Ausrichtung von Photovoltaikmodulen	4
Abbildung 3: Ost-West und Süd-Ausrichtung	5
Abbildung 4: Reihenabstand von Modulen	5
Abbildung 5: Installierte Leistung aus Photovoltaikanlagen	8
Abbildung 6: Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromproduktion in Deutschland	9
Abbildung 7: Base und Peak Produkte	10
Abbildung 8: Struktur der deutschen Merit-Order	11
Abbildung 9: Merit-Order-Effekt	12
Abbildung 10: Input-Tabelle für die Simulation	14
Abbildung 11: berechnete jährliche Ergebnisse	15
Abbildung 12: Solarmodul LONGi LR5-72HBD 555M	16
Abbildung 13: Wechselrichter SUN2000-330KTL-H1	17
Abbildung 14: Beispielhaftes Montagegestell einer Freiflächenanlage	17
Abbildung 15: Lage der Fläche	18
Abbildung 16: Detailansicht der Fläche	19
Abbildung 17: Layout der Photovoltaikanlage mit einem Azimut von 180° und einen Tilt von 35° ...	19
Abbildung 18: Layout der Ost-West Ausgerichteten Anlage	20
Abbildung 19: Jährlicher durchschnittlicher Spotmarktpreis	23
Abbildung 20: Durchschnittliche monatliche Spotmarktpreise	23
Abbildung 21: Durchschnittlicher stündlicher AFRY-Spotmarktpreis	24
Abbildung 22: Durchschnittlicher jährlicher Spotmarktpreis	25
Abbildung 23: durchschnittliche monatliche Spotpreise	25
Abbildung 24: Durchschnittlicher stündlicher enervis-Spotmarktpreise	26
Abbildung 25: Direkte und diffuse Strahlung in Niedersachsen	27
Abbildung 26: Gemitteltes Einspeiseprofil	28
Abbildung 27: Normiertes gemitteltes Einspeiseprofil	29
Abbildung 28: Saisonales gemitteltes Einspeiseprofil	29
Abbildung 29: Stündliche Spotpreisprognose und Einspeiseprofil eines durchschnittlichen Tages im Sommer	30
Abbildung 30: Stündliche Spotpreisprognose und Einspeiseprofil eines durchschnittlichen Tages im Winter	31
Abbildung 31: Marktwertfaktor auf Grundlage der AFRY-Spotpreisprognose	32
Abbildung 32: Marktwertfaktor auf Grundlage der enervis-Spotpreisprognose	33
Abbildung 33: Monatlicher Marktwertfaktor	34
Abbildung 34: AFRY Central Sensitivitätsanalyse Marktwertfaktor der Süd-Ausrichtung	35

Abbildung 35: AFRY Central Differenzbetrachtung des Marktwertfaktors	37
Abbildung 36: Realer Marktwertfaktor-PV.....	39
Abbildung 37: Jährlicher Marktwertfaktor.....	40
Abbildung 38: Value factors of wind and PV in Germany decline over time.....	41
Abbildung 39: Verlust des Marktwertfaktors bei steigendem Marktanteil von Photovoltaikanlagen ..	42

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Szenarien der Sensitivitätsanalyse.....	35
Tabelle 2: Auswertung Sensitivitätsanalyse.....	37

1 Einleitung

Eine Mehrheit des weltweiten Energiebedarfs wird seit der industriellen Revolution aus Kohle und später aus Mineralöl bereitgestellt (Mertens, 2022, S. 9-10). Nach Verbrauch des Energieträgers steht dieser nicht mehr zur Verfügung und ein Großteil der fossilen Energie wurde bereits in den letzten 100 Jahren verbraucht (Mertens, 2022, S. 35; Quaschnig, 2019, S.24). Bei einer gleichbleibenden Nutzung von fossilen Energieträgern sind die ökonomisch erschließbaren Vorkommen von Erdöl und -gas bis zum Ende des 21. Jahrhunderts aufgebraucht. Zudem würden auch die Steinkohle vorkommen bis Mitte des 22. Jahrhunderts aufgebraucht sein (Quaschnig, 2019, S.24).

Schon heute sind durch die Zunahme von Wetterextremen, das Abschmelzen von Gletschern und die Meeresspiegelerhöhung die Auswirkungen des anthropogenen Treibhauseffektes sichtbar (Mertens, 2022, S. 19). Der Ausstoß von CO₂ aufgrund Verbrennung fossiler Energieträger hat daran mit 74 % einen großen Anteil (Quaschnig, 2019, S.26). Die Folgen davon sind in Teilen nicht mehr rückgängig zu machen. Aufgrund des dringenden Handlungsbedarfes wurde 2005 das Pariser Klimaabkommen global geschlossen (Quaschnig, 2019, S. 30). Die Staaten haben sich dabei verpflichtet die Erderwärmung auf weit unter 2 °C am besten auf 1,5 °C zu begrenzen (Konstantin & Konstantin, 2023, S.554). Die Reduzierung der CO₂ Emissionen in der Stromerzeugung ist elementar, um diese Klimaziele zu erreichen. Fossile Energieträger können dazu in der Stromerzeugung vollständig durch regenerative Energien ersetzt werden (Wawer, 2022, S. 4).

In Deutschland wurde im Jahre 2000 das Erneuerbare – Energien - Gesetz (EEG) eingeführt, um den Ausbau von regenerativen Energien zu fördern (Mertens, 2022, S. 334). Mithilfe dieses Gesetzes ist es gelungen, den Anteil der regenerativen Energien an der deutschen Stromerzeugung kontinuierlich zu steigern (Wesslak et al., 2012, S. 14). Im Jahr 2022 lag der Anteil der regenerativen Stromerzeugung bei 46 % (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2023). In der neusten Version des EEG wurde dafür das Ziel festgelegt, bis 2030 einen Anteil der regenerativen Energien an der deutschen Stromversorgung von 80 % zu erreichen (EEG 2023, § 1, Abs. 2).

In einem Stromsystem müssen sowohl die erzeugte als auch die nachgefragte Last immer gleich sein, damit das Netz nicht zusammenbricht (Wawer, 2022, S. 111). Ein hoher Anteil von regenerativen Energien, die eine starke Volatilität in der Stromerzeugung haben, wie bspw. Photovoltaikanlagen, stellen dabei große Herausforderungen für die Netzintegration dar (Wesselak & Voswinkel, 2016, S. 112). Damit die erzeugte Last immer der nachgefragten Last angepasst werden kann, besteht zusätzlich ein Bedarf an Kraftwerken, die ihre Produktion schnell hoch oder runter regeln können (Wawer, 2022, S. 112).

Am Spotmarkt wird Strom gehandelt, der zeitnah geliefert wird. Er ist daher ausschlaggebend für die Koordinierung des Kraftwerkseinsatzes und die Netzstabilität (Wawer, 2022, S. 131). Die Angebotsfunktion der Kraftwerke, aus der sich der Strompreis bildet, wird Merit-Order genannt (Löschel et al., 2020, S. 335). Photovoltaikanlagen haben Grenzkosten nahe Null, wodurch sie bei der Produktion fast immer zum Einsatz kommen. Aufgrund einer zunehmenden installierten Leistung von regenerativen Energien, verdrängen diese zunehmend teurere Kraftwerke aus dem Strommarkt, wodurch der Strompreis fällt (Zipp, 2017, S. 3).

Die Gestehungskosten von variablen regenerativen Energien, z.B. von Photovoltaik, berücksichtigen nicht die zeitliche Einspeisung und den damit verbundenen Spotmarktpreis, wodurch die Erlöse über- oder unterschätzt werden können (Jaskow, 2011, S. 239). Aufgrund dessen beschreiben die Gestehungskosten eines Kraftwerks die Wirtschaftlichkeit unzureichend (Wawer, 2022, S. 59). Gerade weil während sonniger Stunden die Produktion von Strom aus Photovoltaikanlagen zusätzlich zum

Preisverfall beiträgt, wird der Strom dieser Anlagen oft unterhalb des durchschnittlichen Spotmarktpreises verkauft (Prol et al., 2020, S. 1). Um die Wertigkeit des erzeugten Stroms von variablen regenerativen Energien besser zu beschreiben, wird der Marktwertfaktor verwendet. Der Marktwertfaktor definiert sich durch das Verhältnis des erzielten Spotmarktpreises zum durchschnittlichen Spotmarktpreis (Hirth, 2013, S. 2-3).

Die Solarmodule von Photovoltaikanlagen in Deutschland sind meist nach Süden ausgerichtet (Quaschnig, 2019, S. 100). Ost-West ausgerichtete Photovoltaikanlagen produzieren, aufgrund ihrer Ausrichtung, in den Morgen und Abend Stunden mehr Energie als nach Süden ausgerichtete Anlagen. In dieser Bachelorarbeit werden die prognostizierten Marktwertfaktoren beispielhaft an einer Süd und Ost-West ausgerichteten Anlage bis zum Jahr 2050 untersucht und miteinander verglichen.

2 Hintergrund

2.1 Die Physik einer Solarzelle

Photovoltaikmodule bestehen aus in Reihe geschalteten Photovoltaikzellen (Wesslak et al., 2013, S. 231). Diese Photovoltaikzellen wandeln Sonnenlicht in Elektrizität um und bestehen meist aus Halbleitermaterialien, wie Silizium (Wagner, 2015, S. 45). Die Einteilung von Materialien in Leiter, Halbleiter und Isolatoren geschieht nach dem Bändermodell. Die Bänder haben festgelegte Energieniveaus und das Band mit dem höchsten Energieniveau, das vollständig mit Elektronen besetzt ist, wird Valenzband genannt. Das Band mit dem nächsthöheren Energieniveau wird Leitungsband genannt und kann entweder teilweise mit Elektronen gefüllt oder leer sein. Nichtleitende Materialien haben ein voll aufgefülltes Valenzband und keine Elektronen im Leitungsband. Es wird viel Energie benötigt, um ein Elektron eines Isolators in das Leitungsband zu befördern, wodurch die Leitfähigkeit des Materials sehr gering ist (Mertens, 2022, S. 68 – 70).

Bei leitenden Materialien sind freie Elektronen im Leitungsband oder die Energieniveaus von Valenzband und Leitungsband überschneiden sich, wodurch der Elektronentransport ermöglicht wird.

Halbleiter Materialien haben ein unbesetztes Leitungsband. Die benötigte Energie, um ein Elektron in das Leitungsband zu befördern, ist jedoch ≥ 5 eV. Bei Silizium beträgt die Energie, die benötigt wird, um ein Elektron aus dem Valenzband in das Leitungsband zu befördern, 1,107 eV, wodurch Elektronen z.B. durch Strahlung in das Leitungsband angehoben werden können (Quaschnig, 2019, S. 192-193).

Für Photovoltaikzellen wird meist kristallines Silizium verwendet. Silizium hat vier Valenzelektronen und die Atome ordnen sich in einer räumlichen Struktur, die auch Diamantgitter genannt wird, an, siehe Abbildung 1 (Wesselak et al., 2013, S. 196). Damit Silizium Strom leitet, muss ein Valenzelektron abgespalten werden. Das Valenzelektron geht dann aus dem Valenzband in das Leitungsband über, um als freier Ladungsträger vorzuliegen. Um die Bandlücke zwischen Valenz- und Leitungsband zu überwinden, wird Energie benötigt, bspw. durch Wärme oder Strahlungsenergie, siehe Abbildung 1. Die Lücke, die das Elektron dabei im Diamantgitter verursacht, wird auch als Loch bezeichnet (Wesselak & Voswinckel, 2016, S. 30-31).

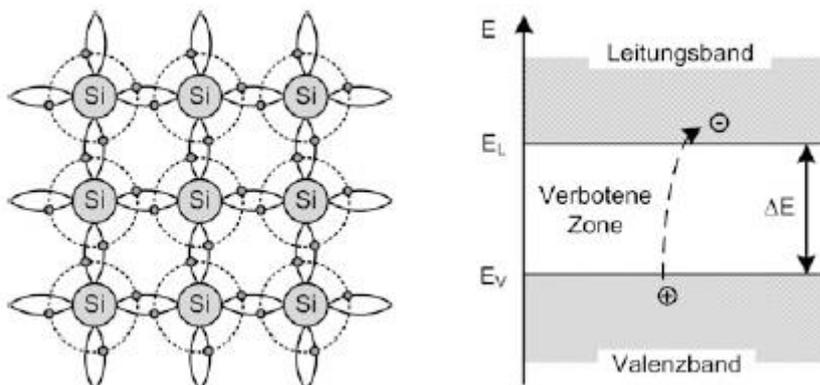


Abbildung 1: Gitterstruktur und Bändermodell von reinem Silizium

Quelle: Wesselak & Voswinckel, 2016, S. 31

Solarzellen bestehen aus zwei unterschiedlich dotierten Siliziumschichten, welche übereinandergelegt werden. Der Übergang von der einen zur anderen Siliziumschicht wird Grenzschicht genannt (Wesselak & Voswinckel, 2016, S. 37).

In der n-dotierten Siliziumschicht werden Phosphoratome in das vierbindige Kristallgitter eingebaut. Phosphor hat fünf Valenzelektronen und durch steht ein Valenzelektron als freier Ladungsträger zur Verfügung (Watter, 2019, S. 16).

In der p-dotierten Siliziumschicht wird in das Kristallgitter ein Boratom eingebaut. Bor hat drei Valenzelektronen und durch das fehlende vierte Valenzelektron entsteht ein Loch im Kristallgitter. Bei der unbeleuchteten Solarzelle entsteht eine Raumladungszone. In dieser diffundieren an der Grenzschicht die freien Elektronen aus der n-dotierten Schicht zu den Löchern in der p-dotierten Schicht, sodass die Boratome vier Valenzelektronen aufweisen. Die Raumladungszone ist auf der n-dotierten Seite durch das Wegdiffundieren der freien Elektronen positiv geladen und auf der p-dotierten Seite durch die hinzudiffundierten Elektronen negativ geladen. Aufgrund der Ladungstrennung baut sich ein elektrisches Feld in der Raumladungszone auf, welches der Elektronendiffusion entgegenwirkt. Es stellt sich ein Gleichgewicht ein (Wesselak & Voswinckel, 2016, S. 37-38).

Damit die Solarzelle Strom leiten kann, werden an das Ende der p- und der n-dotierten Schicht Kontakte angebracht und mittels eines Leiters verbunden. Wenn ein Photon auf die Grenzschicht trifft und absorbiert wird, reicht die Energie aus, um das Elektron aus dem Boratom vom Valenzband in das Leitungsband zu befördern. Das freie Elektron diffundiert aufgrund der positiven Ladung zurück in die n-dotierte Schicht und das Loch in die p-dotierte Schicht. Das Elektron kann nun nicht mehr durch die Raumladungszone und, um das Gleichgewicht wieder herzustellen, fließt es über die Kontakte und den Leiter zurück in die p-dotierte Schicht (Watter, 2019, S. 17; Wesselak & Voswinckel, 2016, S. 37 – 38). Wenn nun ein Verbraucher zwischen den Kontakten angeschlossen ist, wird der Strom nutzbar.

2.1 Photovoltaik Anlagenplanung

Für einen hohen Energieertrag von Photovoltaikanlagen gibt es einige Aspekte, die bei der Planung zu berücksichtigen sind. Diese werden in den folgenden drei Unterkapiteln erläutert.

2.1.1 Ausrichtung

Die Leistung eines Solarmoduls ist von der Bestrahlungsstärke der Sonne abhängig (Mertens, 2022, S. 54-55). Eine Solarzelle kann die direkte Strahlung des Sonnenlichtes am effizientesten in Strom umwandeln, wenn die Solarzelle im Lot dazu ausgerichtet ist (Konstantin & Konstantin, 2023, S. 252). Die Orientierung der Photovoltaikmodule wird in Grad angegeben und als Azimut bezeichnet, siehe Abbildung 2 (Wagner, 2015, S. 28). Ein maximaler Energieertrag auf der Nordhalbkugel wird durch eine Ausrichtung von 180° ($N=0^\circ$) erreicht (Linow, 2019, S. 394-395).

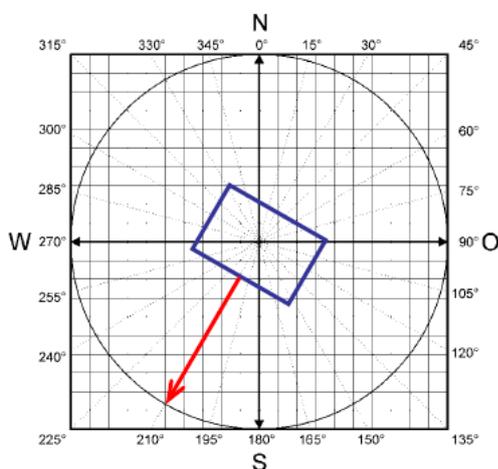


Abbildung 2: Azimut Ausrichtung von Photovoltaikmodulen
Quelle: Wagner, 2015, S. 28

Ebenfalls wichtig im Zusammenhang mit dem Azimut ist die Neigung der Photovoltaikmodule. Die direkte Bestrahlungsstärke ist am größten, wenn die Fläche im Lot zu der Bestrahlung steht (Quaschnig, 2019, S. 89). Dies limitiert den Energieertrag festaufgestellter Photovoltaikmodule, da sich die Position der Sonne im Laufe des Tages verändert. Der optimale Aufstellwinkel für einen maximalen Energieertrag, bei fest aufgestellten Anlagen mit einer Süd-Ausrichtung in Deutschland, wird in Quaschnig (2019, S. 90-91 & S. 101) mit $30^\circ - 37^\circ$ angegeben, in Linow (2019, S. 395) und Quaschnig (2020, S. 154) mit 35° angegeben.

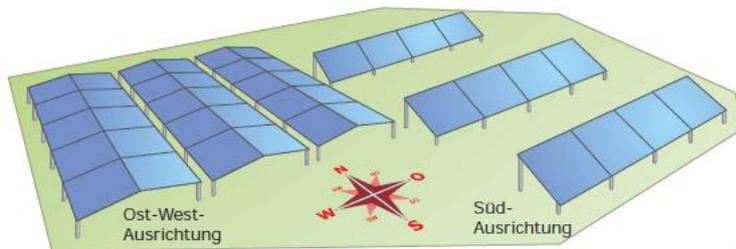


Abbildung 3: Ost-West und Süd-Ausrichtung
Quelle: Quaschnig, 2019, S. 101

Eine andere relevante Orientierung von Photovoltaikanlagen ist die Ost-West-Ausrichtung, wie in Abbildung 3 dargestellt. Die Module werden dabei entweder mit einem Azimut von 90° oder 270° ($N=0^\circ$) ausgerichtet und mit 10° aufgestellt. Die Bestrahlungsstärke auf die Module ist dabei geringer als bei Süd ausgerichteten Photovoltaikanlagen, jedoch hat diese Aufstellung einen Vorteil, der im nachfolgenden Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** erläutert wird (Quaschnig, 2019, S. 101).

2.2.2 Reihenabstand

Um einen hohen Energieertrag bei Freiflächenphotovoltaikanlagen zu realisieren, sollten die Module, wie im vorherigen Kapitel beschrieben, aufgestellt werden. Der sich daraus ergebende Nachteil, ist die gegenseitige Verschattung der Module, wenn diese in mehreren Reihen hintereinanderstehen. In Abbildung 4 wird die Verschattung schematisch dargestellt. Um die Verschattungsverluste zu minimieren, sollte daher ein ausreichender Abstand zwischen den Modulreihen eingehalten werden (Wesselak & Voswinckel, 2016, S. 93- 95).

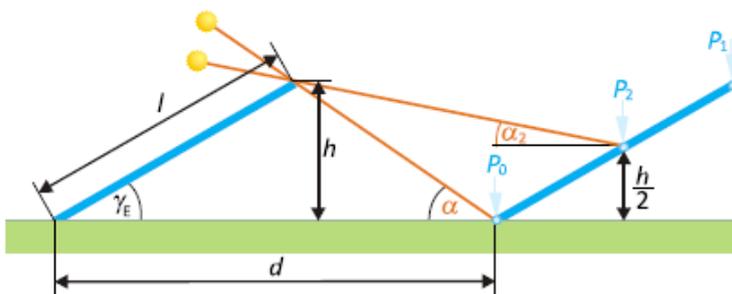


Abbildung 4: Reihenabstand von Modulen
Quelle: Quaschnig, 2019, S. 97

Ein guter Orientierungspunkt, um einen ausreichenden Reihenabstand zu ermitteln, bildet die Modulunterkante bei südlich ausgerichteten Photovoltaikanlagen. Der Reihenabstand wird so gewählt, dass, wenn zur Wintersonnenwende die Sonne im Zenit steht, die Modulunterkante gerade noch von der Sonne beschienen wird (Quaschnig, 2019, S. 98).

Durch diese Aufstellung wird sichergestellt, dass die Module zu den Uhrzeiten, an denen die direkte Strahlung der Sonne am stärksten ist, nicht verschattet werden. Der Reihenabstand d wird dabei nach Wesselak und Voswinckel (2019, S. 84) wie folgt berechnet:

$$(1) \quad d = \frac{l \cdot \sin(180^\circ - \gamma_E - \alpha)}{\sin(\alpha)}$$

Die Modullänge wird als l angegeben, γ_E ist der Aufstellwinkel und α der Sonnenhöhenwinkel zur Wintersonnenwende.

Aus dem Reihenabstand d und der Modullänge l lässt sich der Flächennutzungsgrad oder „ground-coverage ratio“ (GCR) nach Quaschnig (2019, S. 97) berechnen:

$$(2) \quad f = \frac{l}{d}$$

Der Flächennutzungsgrad f beschreibt, wie viel der zur Verfügung stehenden Fläche mit Photovoltaikmodulen belegt ist. Bei Süd-Ausrichtung von Photovoltaikanalgen lässt sich ab einem Flächennutzungsgrad $f < 0,33$ keine ausschlaggebende Verbesserung des Energieertrags pro Leistung verzeichnen. Ost-West ausgerichtete Photovoltaikanalgen können einen Flächennutzungsgrad von fast 100% erreichen, ohne nennenswerte Verschattungen. Durch den größeren Flächennutzungsgrad kann bei Ost-West ausgerichteten Photovoltaikanlagen mehr Leistung pro Quadratmeter installiert werden (Quaschnig, 2019, S. 100).

2.2.3 Performance Ratio

Der Systemwirkungsgrad von Photovoltaikanlagen wird auch Performance Ratio (PR) genannt. Die Performance Ratio ist definiert als realer Ertrag, welcher durch den theoretisch möglichen Ertrag geteilt wird. Die Performance Ratio berechnet sich nach Wesselak und Voswinckel (2016, S. 96) wie folgt:

$$(3) \quad PR = \frac{\text{realer Anlagenertrag} \cdot}{\text{Globalstrahlung} \cdot \text{Modulfläche} \cdot \eta_{\text{Modul}}}$$

Photovoltaikanlagen mit einer PR größer als 85 % haben einen sehr hohen Systemwirkungsgrad. Photovoltaikanlagen, die eine PR kleiner als 60 % haben, haben einen schlechten Systemwirkungsgrad, da meist viel Verschattung, eine schlechte Auslegung oder Defekte vorliegen (Quaschnig, 2020, S. 155; Wesselak & Voswinckel, 2016, S. 97).

2.3 Photovoltaik in Deutschland

Die Bundesregierung hat sich 2019 das Ziel gesetzt, die Klimaneutralität Deutschlands bis 2050 zu erreichen. Die Energiewende, der Umstieg von fossiler Energie auf erneuerbare Energien, wie Windkraft und Photovoltaik, ist dabei ein entscheidender Faktor (Hook, 2019, S.124). Um dieses Ziel zu erreichen, wurden politische Rahmenbedingungen mit spezifischen Ausbauzielen festgelegt. In diesem Rahmen entstand am 01.04.2000 das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Auch vor der Verabschiedung des EEG existierten bereits gesetzliche Regelungen zum Ausbau und zur Umsetzung erneuerbarer Energien (Konstantin & Konstantin, 2023, S. 533). Der Erfolg der erneuerbaren Energien in Deutschland hängt auch von den politischen Rahmenbedingungen ab (Hook, 2019, S. 142; Löschel et al., 2020, S. 283-288).

2.3.1 Historische Entwicklung

Anfang der neunziger Jahre war es allen Unternehmen, außer den vier großen Energieversorgern EnBW, RWE, Vattenfall und E.ON, nur schwer möglich Strom in das Übertragungsnetz einzuspeisen (Hook, 2019, S. 142). Um Netzbetreiber zu verpflichten Strom aus erneuerbaren Energien

einzuspeisen, trat 1991 das Stromeinspeisungsgesetz in Kraft, welches die Einspeisung von erneuerbaren Energien verbindlich regelte (§3 StrEG).

Als im Jahr 2000 das EEG in Kraft trat, löste dies einen ersten Aufschwung in der Photovoltaikbranche aus (Hook, 2019, S. 142). Entscheidend war es, Strom aus erneuerbaren Energien vorrangig in das Stromnetz einzuspeisen und den gesamten Strom aus den Anlagen abzunehmen (§3 Abs. 1 EEG 2000). Zudem wurde die Vergütung, welche Betreiber für den eingespeisten Strom erhielten, deutlich erhöht. Wenn eine Anlage vor dem Jahr 2002 an das Stromnetz angeschlossen wurde und eingespeist hat, dann wurde der Höchstsatz von $99 \frac{Pf}{kWh}$, das entspricht $51 \frac{Cent}{kWh}$, gezahlt (§8 Abs. 1 EEG 2000).

Das EEG wurde 2004 überarbeitet und die wesentlichen Änderungen bestanden in der Höhe der Fördersätze, die leicht herabgesetzt wurden (§11 Abs. 1 und 2 EEG 2004).

In der überarbeiteten Fassung von 2009 wurde das Ziel, dass die deutsche Stromversorgung bis 2020 zu 30% aus erneuerbaren Energien bestehen soll, festgelegt (§1 Abs. 2 EEG 2009). Zudem wurde eine Degression eingeführt, welche die Vergütung für die Anlagen, die in den Folgejahren in Betrieb gehen, stärker senkt (§20 Abs. 2 EEG 2009). Dies wurde implementiert, da seit der Einführung des EEG im Jahre 2000 immer mehr Leistung installiert wurde und die Planung und Realisierung von Photovoltaikanlagen schneller voran ging. Darüber hinaus wurde im EEG 2009 erstmals eine Direktvermarktung von Photovoltaikanlagen eingeführt (§17 EEG 2009). Bei der Direktvermarktung wird Strom an Dritte verkauft oder selbst genutzt (Konstantin & Konstantin, 2023, S. 539). Durch das Verkaufen des Stroms entfällt der Anspruch auf einen festen Fördersatz (§17 Abs. 1 EEG 2009). Durch die Direktvermarktung können so in Abhängigkeit des Strompreises theoretisch auch höhere Einnahmen erzielt werden als über einen festen Einspeisetarif.

Das EEG in der überarbeiteten Version von 2012 und die Photovoltaik Novelle 2012 sahen neue Ausbauziele vor. Der Anteil der erneuerbaren Energien im Stromnetz sollte bis 2020 35 % betragen und bis 2050 auf 80 % steigen (§1 Abs. 2 EEG 2012). Darüber hinaus wurden die Einspeisetarife im EEG 2012 deutlich gesenkt. Zudem wird bei Photovoltaikanlagen, die größer als 10 MW sind, nur der Anteil bis 10 MW mit einem Einspeisetarif vergütet. Der Anteil der über den 10 MW ist, wird direkt vermarktet (§20a Abs. 5 EEG 2012). Darüber hinaus wurde ein Gesamtausbauziel von 52 GW festgelegt. Ab einer installierten Leistung von 52 GW werden die Photovoltaikanlagen, die danach gebaut werden, nicht gefördert (§20b Abs. 9a EEG 2012). Die deutliche Senkung der Einspeisetarife, aber auch die Deckelung zur Förderung von Photovoltaikanlagen, führte zu einem Einbruch des deutschen Photovoltaikmarktes.

In Abbildung 5 ist die installierte Leistung von Photovoltaikanlagen in Deutschland aufgeführt. Bis 2008 wurde in Deutschland eine Leistung von circa 6,1 GW durch Photovoltaikanlagen installiert. Zwischen den Jahren 2008 und 2012 nahm das Wachstum stark zu und bis zum Jahr 2012 wurde in Deutschland, wie in Abbildung 5 zu sehen ist, eine Leistung von 34,1 GW installiert. Aufgrund der Gesetzesänderung im Jahre 2012 ist der Zubau von Photovoltaikanlagen stark zurückgegangen und der Markt für Photovoltaikanlagen fast eingebrochen. Das Wachstum an installierter Photovoltaikleistung ist bis 2017, wie in Abbildung 5 dargestellt, stark zurück gegangen. Im Jahre 2016 wurden 1,6 GW neu installiert.

Sowohl in Deutschland als auch in Japan und den USA wurden Photovoltaikmodule hergestellt. Anfang der 2010er Jahre stieg zudem die Produktion von Photovoltaikmodulen in China (Quaschnig, 2020, S. 164-165). Auch heute wird noch ein Großteil der Solarmodule in China produziert.

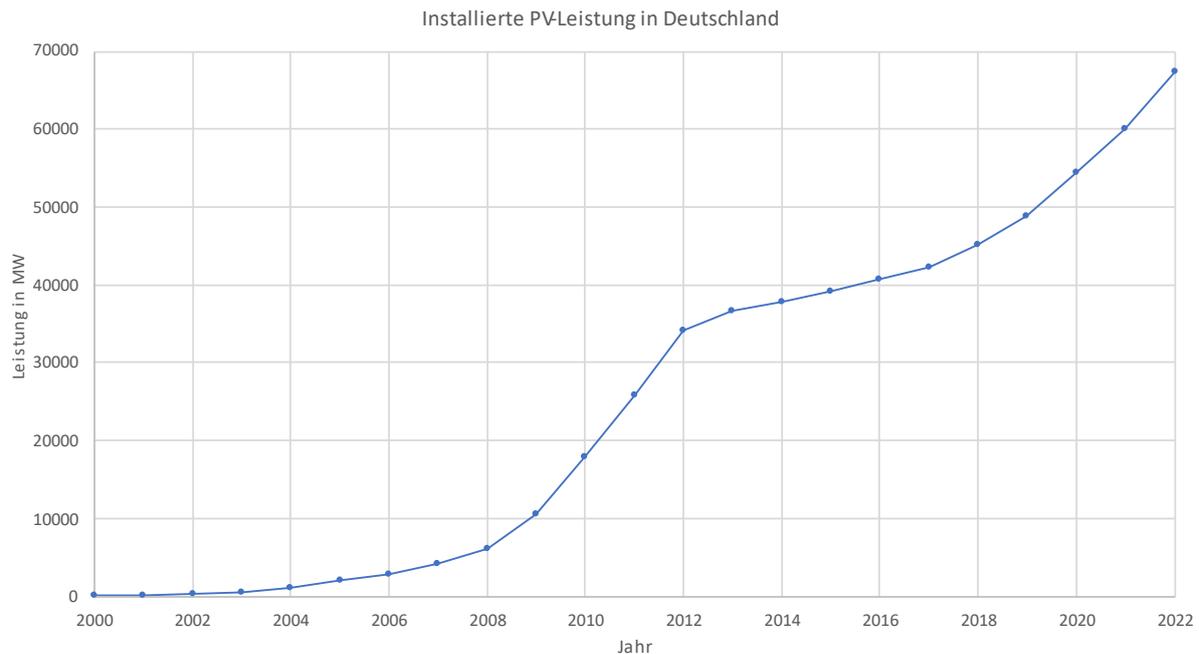


Abbildung 5: Installierte Leistung aus Photovoltaikanlagen
 Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2023

Im EEG 2012 wurde ebenfalls die Kostenwälzung eingeführt, welche die EEG-Umlage an die Verbraucher weitergeben soll, sodass die Vergütung ohne staatliche Hilfe funktioniert. Die EEG-Umlage ist dabei die Differenz von Stromerlösen an der Börse und der Einspeisevergütung. Sie wird an die Endverbraucher weitergegeben und es wird dabei zwischen privilegierten Endkunden (Industrie), die eine reduzierte EEG-Umlage zahlen und „normalen“ Endkunden (Haushalte), die die volle EEG-Umlage zahlen, unterschieden (Konstantin & Konstantin, 2023, S. 534).

Das Wachstum nahm mit dem EEG 2017 wieder zu. Das EEG 2017 sah nach § 39i Absatz 1 eine Ausschreibung für Solaranlagen vor, bei der Gebote abgegeben werden, zu deren Preis der Strom in das Netz einspeist wird. Das Gebot mit dem niedrigsten Preis, bekommt den Zuschlag. Alle Photovoltaikanlagen, die größer als 750 kWp, müssen an der Ausschreibung teilnehmen (§22 Abs. 3 EEG 2017). Ziel der Ausschreibung ist es, Strom aus Photovoltaikanlagen kosteneffizienter zu erzeugen und diese damit wettbewerbsfähig zu machen (§2 Abs. 4 EEG 2017). Ebenfalls entscheidend für den wieder steigenden Ausbau ist ein stark sinkender Preis der Photovoltaikmodule, die einen Großteil der Investitionskosten ausmachen. Die Kosten für die Photovoltaikmodule machen ungefähr die Hälfte der Investitionskosten aus (Quaschnig, 2020, S. 159). Zwischen 2010 und 2020 sind die Kosten für Photovoltaikmodule um 90% gesunken (Wirth, 2023, S. 7). Es ist weiter davon auszugehen, dass bei einer steigenden Menge von produzierten Photovoltaikmodulen, der Preis sinkt (Wesselak & Voswinckel, 2016, S. 104).

Aus Abbildung 6 geht hervor, dass im Jahre 2022 circa 46% des Stroms in Deutschland aus regenerativen Energien stammten. Photovoltaikanlagen hatten an der Stromerzeugung einen Anteil von 23,9 % (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2023). Das Ausbauziel aus dem EEG 2012 legt einen 30%igen Anteil regenerativer Energien an der gesamtdeutschen Stromerzeugung bis 2020 fest. Dieses Ziel wurde mit einem Anteil von 45% übertroffen.

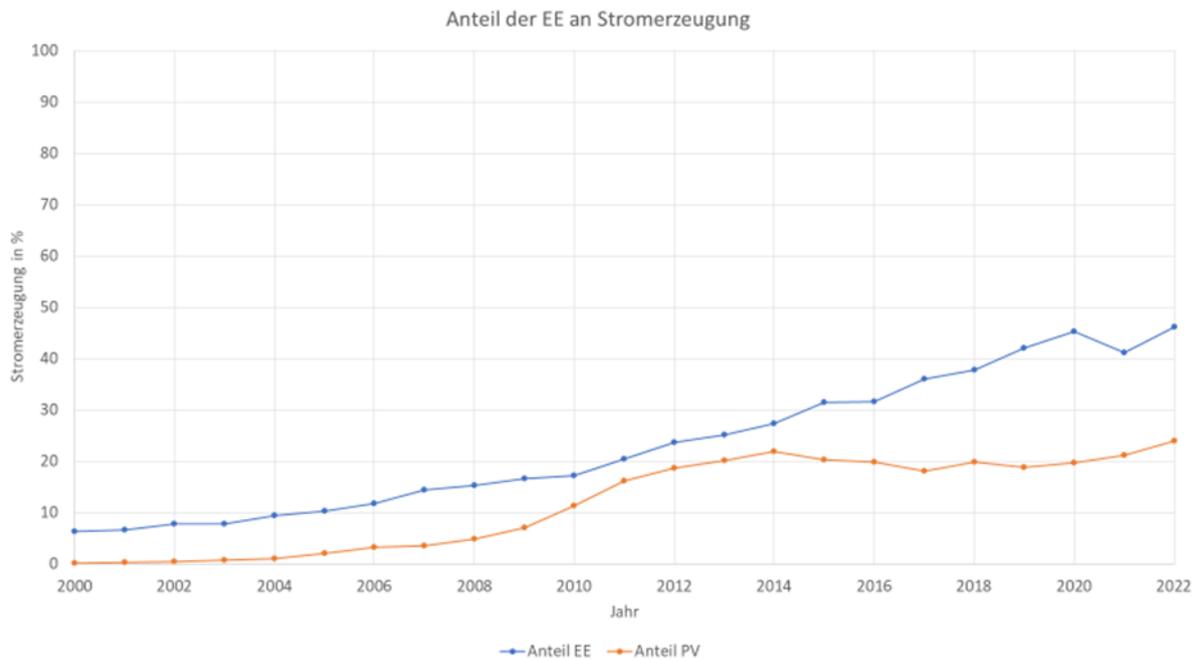


Abbildung 6: Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromproduktion in Deutschland
 Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2023

2.4 Stromhandel in Deutschland

Strom kann auf verschiedene Arten gehandelt werden. Auf dem Energiehandelsmarkt kann Strom gekauft und verkauft werden. Der Strom wird dann von den Erzeugern über das Stromnetz zu den Verbrauchern transportiert. Strom kann dabei über die Börse oder mit Hilfe privater Verträge „Over the Counter“ (OTC) gehandelt werden (Wawer, 2022, S. 133). Beim OTC-Handel wird der Vertrag über die Menge und den Preis bilateral zwischen Erzeuger und Verbraucher festgelegt. Der Strom aus Photovoltaikanlagen, die nach 2017 an das Netz angeschlossen wurden und größer als 750 kWp sind, unterliegen der Direktvermarktung oder erhalten eine Vergütung entsprechend der Ausschreibung. Strom von Photovoltaikanlagen, der über das EEG vergütet wird, muss an der Börse am Day-Ahead Spotmarkt gehandelt werden (Wirth, 2023, S. 11.)

Beim Handel mit Strom gibt es jedoch einige politische und physikalische Besonderheiten, die Einfluss auf den Handel haben. Auf der Höchstspannungsebene (< 220 kV) ist das europäische Verbundnetz (Wawer, 2022, S. 72). Der in diesem Netz erzeugte Strom ist daran gebunden und lässt sich nur sehr bedingt über das Netz hinaus transportieren. Dieses Netz ist ein natürliches Monopol, da es deutlich günstiger ist, ein Stromnetz zu betreiben als mehrere konkurrierende Netze. Da die Monopolstellung leicht ausgenutzt werden kann, z.B. durch den Ausschluss von Anbietern, ist eine politische Regulierung nötig, um die Netzbetreiber zu verpflichten Netznutzern Zugang zu verschaffen (Konstantin & Konstantin, 2023, S. 476).

Eine weitere Besonderheit des Gutes ist, dass Strom nicht in großen Mengen speicherbar ist. Dies hat zur Folge, dass dem Stromnetz genauso viel Strom hinzugefügt werden muss, wie dem Netz entnommen wird, um Netzzusammenbrüche zu verhindern (Löschel et al., 2020, S.309).

In den 1990er Jahren wurde der Energiemarkt in Deutschland liberalisiert, damit Strom durch mehr Wettbewerb günstiger wird. Die Liberalisierung wurde auf europäischer Ebene in der EU-Binnenmarkttrichtlinie beschlossen und sie bildet die Grundlage für das heutige europäische Verbundnetz (Löschel et al., 2020, S. 312 – 313). Konkret bedeutet die Liberalisierung, dass

Stromproduzenten miteinander im Wettbewerb stehen und ihren Strom an Lieferanten, die die Verträge mit Endkunden abschließen, verkaufen können. Die Endkunden haben dabei die freie Wahl, bei wem sie einen Stromvertrag abschließen (Wawer, 2022, S. 6). Die Rahmenbedingungen für die Handelsbeziehungen, sind im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) geregelt. Das Energiewirtschaftsgesetz ist dabei in Übereinstimmung mit der EU-Energiepolitik eingeführt worden. Im Gesetz sind die drei Ziele Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit festgelegt. Aus den drei Bereichen setzt sich das Zieldreieck der Energiepolitik zusammen. Die einzelnen Akteure des Marktes bewegen sich ausschließlich in diesem Spannungsdreieck (Löschel et al. 2020, S. 18-19).

Der Handel mit Strom findet in Deutschland an der Börse und außerbörslich statt. Strom in Deutschland wird hauptsächlich am European Energy Exchange (EEX) gehandelt und dieser befindet sich in Leipzig. Beim Stromhandel an der Börse wird zwischen dem Terminmarkt und dem Spotmarkt unterschieden (Wawer, 2022, S. 135).

Am Terminmarkt werden Lieferverträge für die Zukunft gehandelt. Es wird dabei für einen späteren Zeitpunkt der Preis und die Liefermenge festgelegt. Der Liefertermin kann zwischen einer Woche und sechs Jahre nach dem Vertragsabschluss stattfinden. Diese Verträge werden auch Future-Kontrakte genannt. Ihr Grund ist die langfristige Absicherung gegen Preisrisiken. Käufer können sich auf diese Weise gegen steigende und Verkäufer sich gegen fallende Strompreise absichern (Konstantin & Konstantin, 2023, S. 486).

Der Strom kann am Terminmarkt als Base- oder Peak-Kontrakt gehandelt werden. Typischerweise werden Base-Kontrakte mit einer minimalen Leistung von 1 MW über 24 Stunden gehandelt. Peak-Kontrakte können nur in der Peak Zeit zwischen 8 Uhr und 20 Uhr an den Tagen montags bis freitags gehandelt werden. Die kürzeste Zeiteinheit, die dabei gehandelt werden kann, ist die Viertelstunde (Löschel et al., 2020, S. 394). Base- und Peak-Produkte können an der Börse und außerbörslich gehandelt werden. In Abbildung 7 ist jeweils ein Base- und Peak-Terminprodukt dargestellt. Die schwarze Line stellt einen fiktiven Lastgang dar. Die Terminprodukte, die oberhalb des Lastganges sind und „zu viel“ gekauft wurden, müssen nun am Spotmarkt verkauft werden. Die Teile unterhalb des Lastganges, die nicht durch Terminprodukte gedeckt sind, müssen am Spotmarkt hinzugekauft werden (Wawer, 2022, S. 214-215).

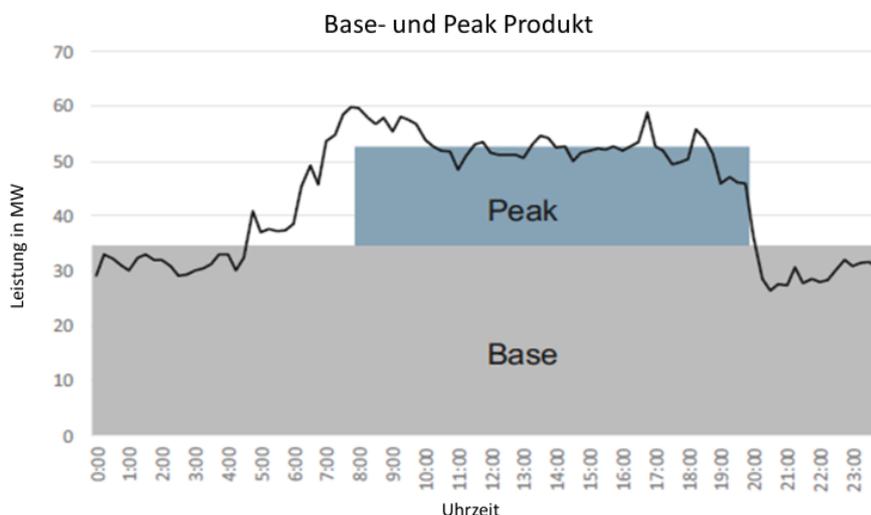


Abbildung 7: Base und Peak Produkte

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an (Wawer, 2022, S. 214)

Am Spotmarkt wird Strom kurzfristig gehandelt. Die physische Lieferung ist dabei sehr wichtig für die Netzstabilität, damit so viel Strom dem Netz hinzugefügt wird, wie dem Netz entnommen wird (Wawer, 2022, S. 131). Am Spotmarkt wird zwischen Intraday-Handel und Day-Ahead-Handel unterschieden. Die Geschäfte, die am Intraday-Markt abgeschlossen werden, werden am gleichen Tag geliefert. Die Mengen werden dabei im Viertelstundentakt gehandelt und können bis zu 30 Minuten vor der Erfüllung abgeschlossen werden. Am Day-Ahead-Markt wird nach dem gleichem Prinzip Strom für den Folgetag gehandelt (Wawer, 2022, S. 135).

Die Preisbildung am Spotmarkt findet dabei nach dem Merit-Order-Modell statt (Wawer, 2022, S. 136). Die Grenzkosten der Kraftwerke, zu denen sie ihren Strom verkaufen würden, werden dabei in aufsteigender Reihenfolge geordnet (Hook, 2019, S. 144-145). Wie in Abbildung 8 zu sehen ist, wird auf der x-Achse die kumulierte Leistung der Kraftwerke dargestellt. Auf der y-Achse werden die Grenzkosten der Kraftwerke angegeben. Grenzkosten sind die variablen Kosten, bspw. für Kohle, die ein Kraftwerk aufwenden muss, um Strom zu produzieren (Wawer, 2022, S. 137).

Aus diesem Grund stehen regenerative Energien in der Merit-Order links, da keine zusätzlichen Kosten aufgewendet werden müssen, um Strom zu produzieren. Rechts werden die Ölkraftwerke abgebildet, da diese Kraftwerke die höchsten Grenzkosten haben. Links im negativen Bereich in der Merit-Order gibt es die must-run Kapazitäten. Must-run Kapazitäten ergeben sich aus Kraftwerken, die ihre Produktion vielleicht drosseln können, aber zu hohe Anlaufkosten haben, um sie vom Netz zu nehmen (Löschel et al., 2020, S. 355). Die Grenzkosten der kumulierten Kraftwerke bilden dann eine treppenförmige Angebotskurve. Der Preis ermittelt sich aus der Menge der nachgefragten Leistung und den höchsten Grenzkosten des Kraftwerks, um die nachgefragte Leistung in das Stromnetz einzuspeisen (Löschel et al., 2020, S. 337).

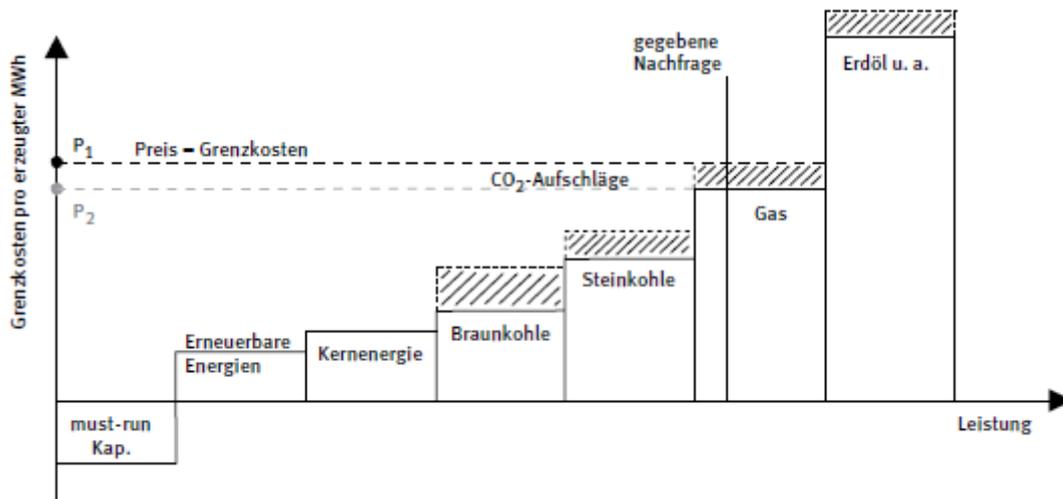


Abbildung 8: Struktur der deutschen Merit-Order
Quelle: Löschel et al., 2020, S. 336

Ein Großteil des Stroms, 75 - 80%, wird in Deutschland nicht über die Börse, sondern über bilaterale Verträge zwischen Erzeugern und Großverbrauchern oder Stromhändlern gehandelt. Der Preis orientiert sich dabei am Börsenstrompreis. Beim OTC-Handel können ebenfalls Base- und Peak-Produkte gehandelt werden. Die Vertragsdetails, wie Menge und Laufzeit, sind dabei frei verhandelbar. Es gibt jedoch typische Rahmenverträge (Konstantin & Konstantin, 2023, S. 492-493). Ein großer Vorteil des OTC-Handels ist es, dass vertraglich geregelt wird, ob Sicherheiten hinterlegt werden müssen, wodurch es auch kleineren Unternehmen möglich ist, Handel zu treiben, die diese Sicherheiten nicht aufbringen können (Löschel et al., 2020, S. 384).

2.5 Merit-Order-Effekt und Kannibalisierung

Wie im vorherigen Kapitel erwähnt, ermittelt sich der Preis im Merit-Order Modell aus der Menge der nachgefragten Leistung und den höchsten Grenzkosten des Kraftwerks, um die nachgefragte Leistung in das Stromnetz einzuspeisen. Die Angebotskurve kann sich, je nach Erzeugungskapazitäten von fossilen oder erneuerbaren Energieträgern, nach links oder rechts verschieben (Wawer, 2020, S. 139). In Stromsystemen mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien, wie es in Deutschland der Fall ist, haben diese einen großen Einfluss auf die Angebotskurve in der Merit-Order (Hook, 2019, S. 145; Wawer, 2022, S. 154). Der Merit-Order-Effekt wird schon seit längerem erforscht und es wird probiert zu quantifizieren, wie groß der Einfluss von regenerativen Energien bei steigendem Marktanteil auf den Strompreis ist (Zipp, 2017, S. 14 – 19). Es gibt auch andere Länder mit einer Merit-Order, wie Italien oder Spanien, in denen es ebenfalls zu diesem Effekt kommt (Clò et al., 2015, S. 87; De Miera et al., 2008, S. 3358).

In Abbildung 9 ist der steigende Einfluss von variablen regenerativen Energien durch die blaue Kapazität dargestellt. Bei einer steigenden Stromerzeugung aus regenerativen Energien werden teurere Kraftwerke aus der Merit-Order verdrängt und der Gleichgewichtspreis, auch Market Clearing Price (MCP) genannt, fällt. Wegen der geringen Grenzkosten von regenerativen Energien und deren steigenden Marktanteil kommt es durch die Merit-Order zu einer signifikanten Verringerung des Preises für Strom an der Börse (Hook, 2019, S. 148).

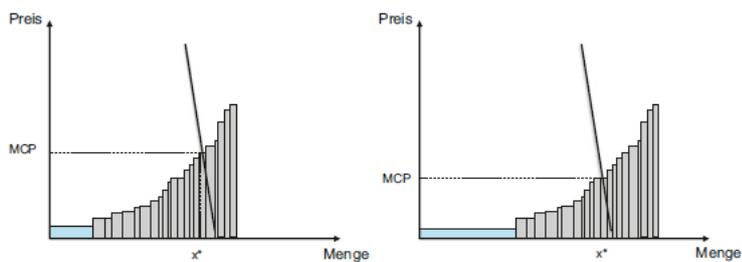


Abbildung 9: Merit-Order-Effekt
Quelle: Wawer, 2022, S. 154)

Eine andere Auswirkung, die sich aus dem Merit-Order Effekt ableiten lässt und ebenfalls zur Preisminderung am Spotmarkt durch Strom aus variablen regenerativen Energien (VRE) beiträgt, ist die Kannibalisierung. Variable regenerative Energien, sind in diesem Fall vor allem Windkraft- und Photovoltaikanlagen. Die Stromerzeugung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen ist vor allem vom Wetter abhängig und wird von täglichen und jährlichen Schwankungen bestimmt (Löschel et al., 2020, S. 291 – 292). Durch eine zeitgleiche Einspeisung von vielen Windkraft- oder Photovoltaikanlagen werden teurere Kraftwerke verdrängt und der Gleichgewichtspreis verringert sich, wie in Abbildung 9 ersichtlich. Je größer die installierte Kapazität VRE ist, desto stärker wird der Effekt. Die zeitgleiche Einspeisung und das dadurch größer werdende Angebot von günstigem Strom trägt damit während der Einspeisungszeit zum Preisverfall bei. Die Anlagen verkaufen ihren produzierten Strom deshalb oft unterhalb des durchschnittlichen Spotmarktpreises (Blume-Werry et al., 2021, S.1 – 2).

2.6 Marktwertfaktor PV

Stromgestehungskosten oder „Levelized Cost of Electricity“ (LCOE) geben die durchschnittlichen Erzeugungskosten für eine Stückmenge Strom an. Die Stromgestehungskosten sind für Investitionsrechnungen von Kraftwerken maßgeblich (Wesselak et al., 2013, S.89). Bei dem Vergleich verschiedener Erzeugungstechnologien können die Stromgestehungskosten irreführend sein, vor allem wenn man regelbare und nicht regelbare Kraftwerke miteinander vergleicht (Wawer, 2022, S. 59). Die Gestehungskosten berücksichtigen weder den Zeitpunkt und Standort der Stromeinspeisung, an dem

der Strom produziert wird, noch Prognosefehler der Stromerzeugung (Zipp, 2017, S. 5). Bei einer wirtschaftlichen Betrachtung ist aufgrund des fluktuierenden Strompreises der Zeitpunkt der Einspeisung wichtig (Jaskow, 2011, S. 239). Dieser Aspekt wird durch den Marktwertfaktor (MWF) ausgedrückt, da dieser die Wertigkeit des produzierten Stroms angibt. Der Marktwertfaktor wird nach Hirth (2013, S. 10 – 11) als durchschnittlicher Spotmarktpreis der VRE, welcher durch den base price geteilt wird, definiert. Der base price wird als durchschnittlicher Day-Ahead Spotmarktpreis definiert:

$$(4) \quad p_{base\ price} = \frac{\sum p_h}{h}$$

p_h ist dabei der stündliche Spotmarktpreis und h ist die Anzahl der Stunden. Der Marktwert des Kraftwerks errechnet sich durch den erzielten Erlös am Spotmarkt geteilt durch die produzierte Energie:

$$(5) \quad p_{marktwert} = \frac{\sum p_{Kraftwerk}}{M_{Kraftwerk}}$$

$p_{Kraftwerk}$ ist dabei der stündliche Erlös, des Kraftwerks, am Day-Ahead Spotmarkt. Wichtig ist dabei, dass dieser Preis ohne Subventionen, wie bspw. die Einspeisevergütung, berechnet wird. $M_{Kraftwerk}$ ist die produzierte Strommenge innerhalb des Betrachtungszeitraumes.

Der Marktwertfaktor beschreibt das Verhältnis zwischen dem Marktwert des Kraftwerkes und dem base price:

$$(6) \quad marktwerfaktor = \frac{p_{marktwert}}{p_{base\ price}}$$

Wenn man Formel (4) und (5) in Formel (6) einsetzt, ergibt sich daraus:

$$(7) \quad marktwerfaktor = \frac{\frac{\sum p_{Kraftwerk}}{M_{Kraftwerk}}}{\frac{\sum p_h}{h}}$$

Aus Formel (7) lässt sich der Marktwertfaktor PV ableiten, in dem die stündlichen Erlöse eines Kraftwerkes auf die stündlichen Erlöse einer Photovoltaikanlage bezogen werden und in ein Verhältnis zu der produzierten Strommenge in dem Zeitraum der PV-Anlage gesetzt werden. Daraus ergibt sich der Marktwertfaktor-PV:

$$(8) \quad marktwerfaktor - PV = \frac{\frac{\sum p_{PV}}{M_{PV}}}{\frac{\sum p_h}{h}}$$

p_{PV} ist der stündlich erzielte Day-Ahead Spotmarktpreis der Photovoltaikanlage und M_{PV} ist die erzeugte Energie der Photovoltaikanlage.

Wie aus Formel (5) hervorgeht, lassen sich auch Kraftwerke unterschiedlicher Leistung miteinander vergleichen, da der Marktwert immer den durchschnittlich erzielten Spotmarktpreis pro MWh angibt. Auch Kraftwerke unterschiedlicher Erzeugungstechnologien, wie z.B. Windkraft und Photovoltaik, lassen sich miteinander vergleichen, da sich bei beiden Erzeugungstechnologien die Erlöse durch den Spotmarktpreis ergeben. Daraus ist zu schließen, dass auch der Marktwertfaktor von Anlagen unterschiedlicher Leistung sowie Technologien miteinander vergleichbar sind (Hirth, 2015, S.5).

3 Methodik

Im Rahmen dieser Bachelorarbeit wird der Marktwertfaktor von Photovoltaikanlagen nach der Methode von Linow (2019, S. 20) analysiert. Die Frage dieser Bachelorarbeit ist, ob eine Süd- oder eine Ost-West-Ausrichtung von Photovoltaikanlagen einen besseren Marktwertfaktor hat. Dafür soll der Marktwertfaktor, von einer Süd und einer Ost-West ausgerichteten Anlage prognostiziert und verglichen werden. Dazu wird mithilfe einer Simulation die Marktwertfaktoren beider Anlagen berechnet.

Für die Simulation wird eine Spotmarktpreisprognose benötigt, auf die im Kapitel 4.1 genauer eingegangen wird. Zudem wird eine Ertragsprognose für zwei fiktive Photovoltaikanlagen erstellt. Für Investitionsrechnungen von Photovoltaikanlagen wird meist einen Zeitraum von 20 Jahren angegeben (Quaschnig, 2020; S. 160; Wesselak & Voswinckel, 2016, S. 65). Die Lebensdauer von Solarmodulen beträgt circa 20 – 30 Jahre (Quaschnig, 2020, S. 159).

Die Spotmarktpreisprognose von AFRY wird ab 2045 in 5 Jahresintervallen angegeben, siehe Kapitel 4.1.1. Aufgrund dessen wird die Prognose des Marktwertfaktors bis 2050 betrachtet und es damit eine Anlagenlaufdauer von 26 Jahren angenommen. Die Berechnung des Marktwertfaktors wird in Excel durchgeführt. Dieser wird in jährlichen und monatlichen Intervallen berechnet.

3.1 Aufbau der Simulation

Die Simulation basiert auf verschiedenen Spotmarktpreisprognosen und zwei Ertragssimulationen von Photovoltaikanlagen, die in einer Input-Tabelle zusammengefasst werden. Die Input-Tabelle ist in Abbildung 10 dargestellt und in diesem Unterkapitel 3.1 wird auf die einzelnen Parameter eingegangen.

	A	B	C	D	E	F	G
1	AFRY WY 2012 Central			SUED		O-W	
2	day	hour	Spot	P in MWh Euro		P in MWh Euro	
3	01.01.2024	1	10,7	0	0	0	0
4	01.01.2024	2	7,7	0	0	0	0
5	01.01.2024	3	1,3	0	0	0	0
6	01.01.2024	4	0,0	0	0	0	0
7	01.01.2024	5	0,0	0	0	0	0
8	01.01.2024	6	0,0	0	0	0	0
9	01.01.2024	7	0,0	0	0	0	0
10	01.01.2024	8	0,0	0	0	0	0
11	01.01.2024	9	0,0	0	0	0	0
12	01.01.2024	10	0,0	0,1	0	0,1	0
13	01.01.2024	11	0,0	0,2	0	0,5	0
14	01.01.2024	12	0,0	0,6	0	1	0
15	01.01.2024	13	0,0	1,4	0	2,1	0
16	01.01.2024	14	0,0	0,4	0	0,8	0
17	01.01.2024	15	0,0	0,2	0	0,5	0
18	01.01.2024	16	0,0	0,1	0,001	0,1	0,001
19	01.01.2024	17	1,8	0	0	0	0
20	01.01.2024	18	14,7	0	0	0	0
	•	•	•	•	•	•	•
	•	•	•	•	•	•	•
	•	•	•	•	•	•	•
210231	31.12.2060	13	0,01	6,4	0,064	4,9	0,049
210232	31.12.2060	14	0,01	6,1	0,061	4,5	0,045
210233	31.12.2060	15	0,01	4,2	0,042	2,9	0,029
210234	31.12.2060	16	0,01	0,3	0,003	0,4	0,004
210235	31.12.2060	17	0,01	0	0	0	0
210236	31.12.2060	18	0,01	0	0	0	0
210237	31.12.2060	19	0,01	0	0	0	0
210238	31.12.2060	20	0,01	0	0	0	0
210239	31.12.2060	21	0,01	0	0	0	0
210240	31.12.2060	22	0,01	0	0	0	0
210241	31.12.2060	23	0,01	0	0	0	0
210242	31.12.2060	24	0,01	0	0	0	0

Abbildung 10: Input-Tabelle für die Simulation
Quelle: Eigene Darstellung

In Zelle A1 wird die verwendete Spotpreisprognose angegeben. Die Spalten A bis C beinhalten die Spotpreise zu den einzelnen Uhrzeiten des Tages bis 2050. Die Spotpreisprognose liefert stündliche Spotpreiswerte zu den einzelnen Tagen. Spalte A beinhaltet den Tag, Spalte B die Stunde des Tages und in Spalte C ist der prognostizierte Day-Ahead Spotmarktpreis in $\frac{\text{Euro}}{\text{MWh}}$ angegeben. Spalte D bis G beziehen sich auf die Ertragsprognosen der Photovoltaikanlagen. Die produzierte Strommenge der verschiedenen Ausrichtungen sind stündlich aufgelöst und beziehen sich auf den gleichen Tag und die gleiche Uhrzeit wie die Day-Ahead Spotmarktpreise.

In Abbildung 11 beziehen sich Spalte D und E auf die nach Süden ausgerichtete Photovoltaikanlage. Spalte D beinhaltet die stündliche produzierte Strommenge. In Spalte E wird der erzielte Erlös nach der Formel (9)

$$(9) \quad \text{Erlös} = \text{produzierte Menge} \cdot \text{Spotmarktpreis}$$

berechnet. Aus der Input-Tabelle lässt sich der Marktwertfaktor berechnen und in Abbildung 11 sind die Ergebnisse beispielhaft dargestellt.

I	J	K	L	M	N
Makro					
Datum	Spot	Spot Sued	Spot O-w	MwF Sued	MwF O-w
2024	150,240	113,012	109,813	0,752	0,731
2025	153,099	108,039	103,899	0,706	0,679
2026	150,383	97,799	93,020	0,650	0,619
2027	152,114	94,221	88,820	0,619	0,584
2028	134,892	85,486	81,088	0,634	0,601
2029	120,415	74,959	71,287	0,623	0,592
2030	107,624	67,328	64,762	0,626	0,602
2031	100,399	63,928	61,477	0,637	0,612
2032	96,186	62,464	59,903	0,649	0,623
2033	88,475	57,683	55,302	0,652	0,625

Abbildung 11: berechnete jährliche Ergebnisse
Quelle: Eigene Darstellung

In Spalte I ist jeweils das zugehörige Jahr angegeben. In Spalte J wird der base price, nach Formel (4), der Spotpreisprognose berechnet. Die Spalten K und L beinhalten den Marktwert, berechnet nach Formel (5), der jeweiligen Photovoltaikanlage. In den Spalten M und N wird der Marktwertfaktor, nach Formel (8), für die jeweilige Anlage berechnet.

3.2 Ertragssimulation

Für die Marktwertfaktorberechnung, wie im Kapitel 3 beschrieben, wird eine Ertragssimulation der zu untersuchenden Photovoltaikanlagen benötigt. Die Stromerzeugung der Photovoltaikanlagen wird stündlich aufgelöst. Die Software, die für die Simulation verwendet worden ist, heißt pvDesign und ist von RatedPower programmiert. pvDesign ist eine neue Software für die Projektierung und Ertragssimulationen von Photovoltaikanlagen. RatedPower hat die Ertragssimulation im Vergleich zu pvSyst mit Black & Veath, einem Ingenieurs- und Beratungsunternehmen, untersuchen lassen. Die Ertragsgutachten wurden in vier unterschiedlichen Simulationen untersucht. Bei jeder dieser Simulationen hat pvDesign im Vergleich zu pvSyst eine höhere Jahresenergieproduktion berechnet. Die Abweichungen betragen dabei 0,07 % - 1,08 % (Black & Veath, 2021, S. 7). Die Anlagendimensionierung und die verwendeten Bauteile werden im folgenden Unterkapitel beschrieben.

3.2.1 Bauteile und Dimensionierung

In diesem Kapitel wird auf die Bauteile eingegangen, die in den erstellten Ertragssimulationen gleichbleiben. Dazu zählen die Solarmodule, die Wechselrichter, die Kabel sowie das Montagegestell.

Die Solarmodule, die verwendet werden, sind vom Hersteller LONGi und es wird das Model LR5-72HBD 555M verwendet, siehe Abbildung 12. Die Solarzellen sind aus mono-kristallinem Silizium gefertigt. Nach IEC 61215 werden Solarmodule auf ihre Langlebigkeit getestet (Quaschnig; 2019; S. 210). Die Solarmodule wurden laut dem Hersteller nach diesem Verfahren getestet. Die Nachfolgenden Angaben beziehen sich auf STC-Bedingungen. Die maximale Leistung der Solarmodule beträgt 555 W. Die maximale Spannung beläuft sich auf 49,95 V und die maximale Stromstärke liegt bei 14,05 A. Der Modulwirkungsgrad wird als 21,5% angegeben. Die Lebensdauer von Solarmodulen wird in Quaschnig (2020, S. 159) mit 20 – 30 Jahren angegeben.

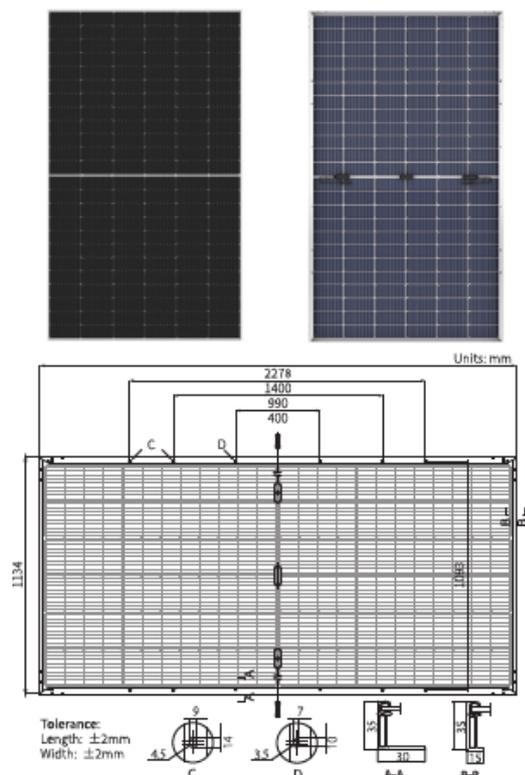


Abbildung 12: Solarmodul LONGi LR5-72HBD 555M

Quelle: Longi Green Energy Technology, 2023

Es werden Wechselrichter des Typs SUN2000-330KTL-H1 des Herstellers Huawei verwendet, siehe Abbildung 13. Die nachfolgenden Angaben sind Herstellerangaben und sind dem Datenblatt entnommen worden. Die maximale Eingangsspannung beträgt 1500 V. Der MPP Tracking Betriebsspannungsbereich wird mit 500 V bis 1500 V angegeben. Der Volllastbereich beträgt 930 V bis 1500 V. Der europäische Wirkungsgrad liegt bei $\geq 98,8\%$ angegeben.



Abbildung 13: Wechselrichter SUN2000-330KTL-H1
Quelle: Huawei, 2023

Die verwendeten Strangkabel haben einen Querschnitt von 4 mm^2 und bestehen aus Kupfer. Die Niederspannungskabel vom Wechselrichter zur Transformatorstation haben einen Querschnitt von 185 mm^2 und bestehen aus Aluminium. Die Mittelspannungskabel von der Transformatorstation zum Umspannwerk haben einen Querschnitt von 150 mm^2 oder 240 mm^2 und bestehen ebenfalls aus Kupfer.

Das Montagegestell, auf dem die Solarmodule fixiert werden, ist von dem Hersteller Generic. Das Montagegestell ist für bifaciale Solarmodule geeignet und wird immer mit zwei Pfosten aufgestellt, siehe Abbildung 14. Bei der Tischkonfiguration werden immer zwei Module vertikal übereinander montiert.



Abbildung 14: Beispielhaftes Montagegestell einer Freiflächenanlage
Quelle: Mertens, 2022, S. 196

Die Höhe der Unterkante der Module beträgt $0,8 \text{ m}$. Pro Tisch werden jeweils 54 Solarmodule montiert. Zwischen den Modulen wird jeweils 3 cm Platz gelassen. Auf einem Tisch werden 27 Module miteinander verschaltet, wodurch sich jeweils zwei Strings pro Tisch ergeben. Die unteren Solarmodule werden zu einem ersten String und die oberen Solarmodule zu einem zweiten String verschaltet. In den frühen Morgen- und Abendstunden treten Verschattungen bei Photovoltaikfreiflächenanlagen auf. Davon sind vor allem die unteren Module betroffen. Durch die in der Ertragsberechnung simulierte Trennung des oberen und unteren Strings, wird die Leistung der oberen Module nicht von der Verschattung der unteren Module beeinflusst (Mertens, 2022, S. 182-184).

3.2.2 Fläche und Topografie

Die im Ertragsgutachten verwendete Fläche von 26,94 ha, wurde mit Google Earth Pro modelliert. Sie befindet sich in Niedersachsen und hat die Koordinaten 53°47'48.93"N Breite und 9°12'16.97"E Länge, siehe Abbildung 15. Dieser Standort wurde wegen seiner flachen Topografie und geringen Steigung gewählt. In Süd- und Mitteldeutschland gibt es häufig mehr Gefälle, weswegen die Ausrichtung der Photovoltaikanlagen oft im Lot zur Steigung gewählt wird.



Abbildung 15: Lage der Fläche
Quelle: Google Earth Pro

Die Höhendifferenz in der Nord-Süd-Richtung beträgt bis zu 2 m mit einer maximalen Steigung von 10,6%. Die Höhendifferenz in Ost-West-Richtung beträgt bis zu 3 m mit einer maximalen Steigung von 12,3%. Wie in Abbildung 16 sichtbar, treten die maximalen Steigungen vor allem am Übergang von dem „beigen Feld“ zum „grünen Feld“ auf. Die Steigungen überschreiten an keinem Punkt einen Wert von 15%.



Abbildung 16: Detailansicht der Fläche
Quelle: Google Earth Pro

3.2.3 Süd-Ausrichtung

Die Photovoltaikanlage der Simulation hat eine installierte Leistung von 14,4 MW. Die Nennleistung beträgt 12,7 MW und daraus ergibt sich ein DC/AC-Verhältnis von 1,13. Der Azimut der Solarmodule beträgt 180° ($N=0^\circ$) und der Aufstellwinkel wird mit 35° simuliert, wie in Abbildung 17 einsehbar. Die PR der Photovoltaikanlage wird für das erste Jahr mit 91% berechnet und soll nach 20 Jahren 85,9% betragen.

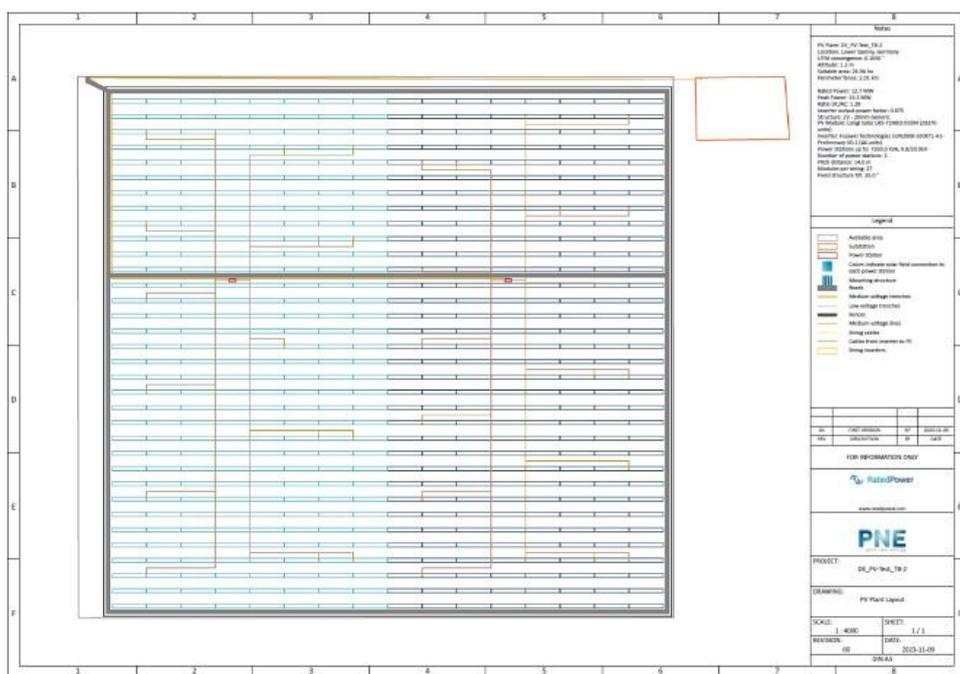


Abbildung 17: Layout der Photovoltaikanlage mit einem Azimut von 180° und einen Tilt von 35°
Quelle: Eigene Darstellung automatisch von pvDesign basierend auf dem Ertragsgutachten erstellt

Die Länge l des Tisches berechnet sich aus:

$$l = \text{Länge}_{\text{Solarmodul}} \cdot \text{Anzahl} + \text{Abstand} = 2,278 \text{ m} \cdot 2 + 0,03 \text{ m} = 4,586 \text{ m}$$

Der Tischabstand d berechnet sich aus Formel 1 und die Länge l beträgt 4,586 m. Der Modulneigungswinkel γ_E beträgt 35° und der Höhenwinkel α der Sonne ist am 21. Dezember um 12:21 $12,8^\circ$ (sonnenverlauf, 2023). Daraus ergibt sich der Tischabstand d :

$$d = \frac{l \cdot \sin(180^\circ - \gamma_E - \alpha)}{\sin(\alpha)} = \frac{4,586 \text{ m} \cdot \sin(180^\circ - 35^\circ - 12,8^\circ)}{\sin(12,8^\circ)} = 15,3 \text{ m}$$

Für die Wintermonate wurde zur Minimierung der Verschattung der Module, kurz vor und nach dem Sonnenhöchststand, ein zusätzlicher Aufschlag von 0,5 m berücksichtigt. Der Reihenabstand wurde in der Ertragsberechnung dementsprechend 1 mit 15,8 m eingestellt.

3.2.4 Ost-West-Ausrichtung

Die Ost-West ausgerichtete Photovoltaikanlage hat eine simulierte Leistung von 29,7 MW und eine Nennleistung von 25,4 MW. Daraus ergibt sich ein DC/AC-Verhältnis von 1,17. Die nach Osten ausgerichteten Photovoltaikmodule haben einen Azimut von 90° ($N=0^\circ$) und die nach Westen ausgerichteten Photovoltaikmodule haben einen Azimut 270° ($N=0^\circ$), wie in Abbildung 17 dargestellt. Der Neigungswinkel der Module beträgt 10° . Die PR der Photovoltaikanlage wird für das erste Jahr mit 90,4% berechnet und soll nach 20 Jahren 85,2% betragen.

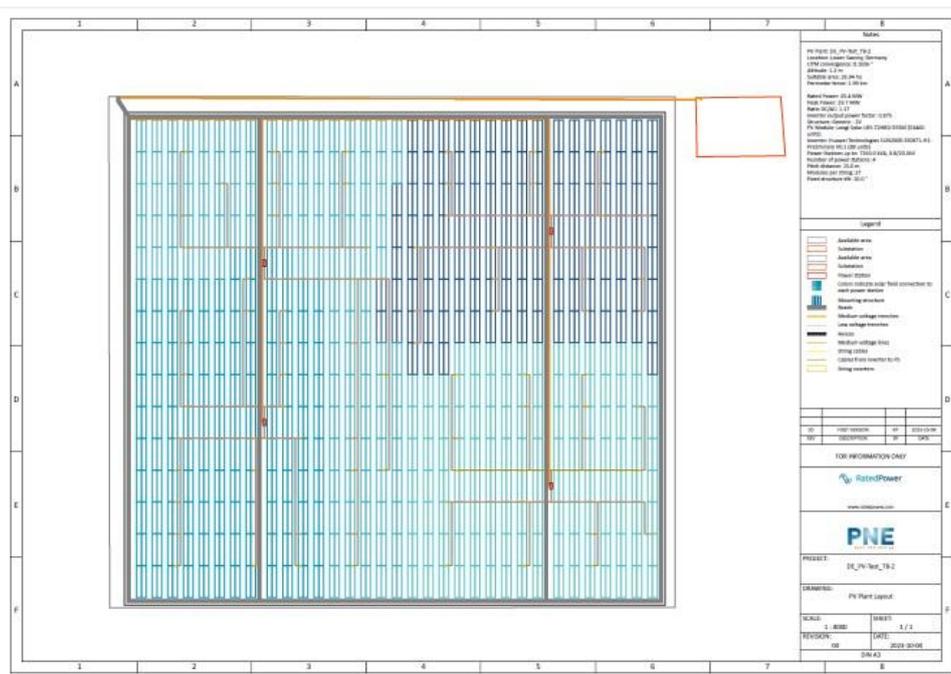


Abbildung 18: Layout der Ost-West Ausgerichteten Anlage

Quelle Eigene Darstellung automatisch von pvDesign basierend auf dem Ertragsgutachten erstellt

Der Reihenabstand d wird in der Ertragsberechnung auf 15 m festgelegt. Die Länge b des Tisches beträgt:

$$b_{\text{Ost-Ausrichtung}} = \text{Länge}_{\text{Solarmodul}} \cdot \text{Anzahl} + \text{Abstand} = 2,278 \text{ m} \cdot 2 + 0,03 \text{ m} = 4,586 \text{ m}$$

$$b_{\text{West-Ausrichtung}} = \text{Länge}_{\text{Solarmodul}} \cdot \text{Anzahl} + \text{Abstand} = 2,278 \text{ m} \cdot 2 + 0,03 \text{ m} = 4,586 \text{ m}$$

$$b_{\text{Gesamt}} = b_{\text{Ost-Ausrichtung}} + b_{\text{West-Ausrichtung}} = 4,586 \text{ m} + 4,586 \text{ m} = 9,172 \text{ m}$$

Der Flächennutzungsgrad f beträgt:

$$f = \frac{b_{Gesamt}}{d} = \frac{9,172 \text{ m}}{15 \text{ m}} = 0,61$$

Ein Flächennutzungsgrad von 61 % ist deutlich unter 100 % und daher kann man im Rahmen der Simulation nicht von einer signifikanten Verschattung der Module auszugehen.

4 Rahmenbedingungen

Für die Simulation werden, neben der Software für Ertragsgutachten, Daten verwendet, die von externen Dienstleistern bereitgestellt worden sind. Dazu gehören die Spotpreisprognosen sowie die Wetterdaten, die in der Ertragssimulation verwendet werden.

4.1 Spotpreisprognose

Die Spotpreisprognosen, die für die Marktwertfaktor-Berechnung verwendet werden, sind von den Unternehmen enervis und AFRY bereitgestellt. Diese haben jeweils ein eigenes Fundamentalmodell zur Prognose des Spotmarktpreises. Die zur Verfügung gestellten Spotmarktpreise, beziehen sich auf den Day-Ahead Markt. Sie werden dabei in einer stündlichen Auflösung angegeben.

4.1.1 AFRY-Spotpreisprognose

Die AFRY-Spotmarktpreisprognose beinhaltet drei verschiedene Szenarien. Im Rahmen dieser Szenarien werden basierend auf den Wetterjahren 2012, 2014, 2015, 2017 und 2018 jeweils fünf Spotpreiszeitreihen prognostiziert. In den Abbildungen 19 bis 21 sind die Spotpreiszeitreihen aller Wetterjahre eines Szenarios gemittelt dargestellt. Für die drei Szenarien High, Central und Low werden jeweils unterschiedliche Annahmen getroffen, die im Folgenden beschrieben werden.

Das High Szenario erwartet einen starken Anstieg der CO_2 -Preise und ein starkes globales Wirtschaftswachstum. Demzufolge steigen die Gas-, Öl- und Kohlepreise. 2030 stabilisieren sich die Gaspreise und nach 2045 wird ein Rückgang des Preises prognostiziert. Die Ölpreise steigen bis 2030 und fallen danach aufgrund starker Bemühungen zur Dekarbonisierung des Strommarktes. Die Kohlepreise fallen ab 2040. Für den Stromverbrauch wird ein starker Anstieg vermutet, da eine hohe Elektrifizierung des Verkehrs und Haushalts angenommen wird. Für On- sowie Off-Shore Windkraftanlagen wird ebenfalls ein starker Zubau dargestellt. Nach 2040 soll der Marktanteil von Windkraftanlagen zu Stoßzeiten bei über 70 % liegen. Für Photovoltaikanlagen wird ebenfalls ein starker Zubau angenommen und die Marktdurchdringung wird nach 2040 teilweise bei über 70 % liegen.

Im Central Szenario wird ein Anstieg der CO_2 -Preise erwartet, welcher sich nach 2030 noch einmal erhöht. Dies führt zu einer vollständigen Dekarbonisierung bis 2050. Der Gaspreis und Ölpreis ist bis 2040 stabil und sinkt danach, da aufgrund der Dekarbonisierung ihr Verbrauch sinkt. Aufgrund der Dekarbonisierung wird für den Kohlepreis ein stetig sinkendes Preisniveau angenommen. Die Stromnachfrage wird aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors, als moderat steigend dargestellt. Für On- und Off-Shore Windkraftanlagen sowie Photovoltaikanlagen wird ebenfalls eine wachsende installierte Leistung angenommen. Ihre Größenordnung ist nicht genauer definiert.

Für das Low Szenario wird, aufgrund einer langsam wachsenden Stromnachfrage und geringer Ambitionen bei der Dekarbonisierung, ein schwacher Anstieg des CO_2 -Preises angenommen. Bis 2050 sinken die Emissionen um 90 % und es besteht ein geringes Weltwirtschaftswachstum. Aufgrund einer geringen Stromnachfrage sind die Preise von Gas, Öl und Kohle bis 2040 niedrig und fallen ab diesem Zeitpunkt aufgrund der fortschreitenden Dekarbonisierung. Die Stromnachfrage stagniert bis 2030 und steigt ab diesem Zeitpunkt, aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung. Für On- und Off-Shore Windkraftanlagen wird eine langsam wachsende installierte Leistung erwartet, die installierte Leistung von Photovoltaikanlagen wird im Gegensatz zu den Windkraftanlagen als weiter stark steigend angenommen.

In Abbildung 19 sind die durchschnittlichen Spotmarktpreise pro Jahr bis 2050 dargestellt. Ab dem Jahr 2043 werden die Spotmarktpreise im Fünfjahresrhythmus bereitgestellt, beginnend mit dem Jahr

2045. Danach wird in fünf Jahresschritten prognostiziert. Bei allen drei Szenarien fallen die Spotmarktpreise bis Mitte der 2030 Jahre und bleiben danach auf einem relativ konstanten Niveau.

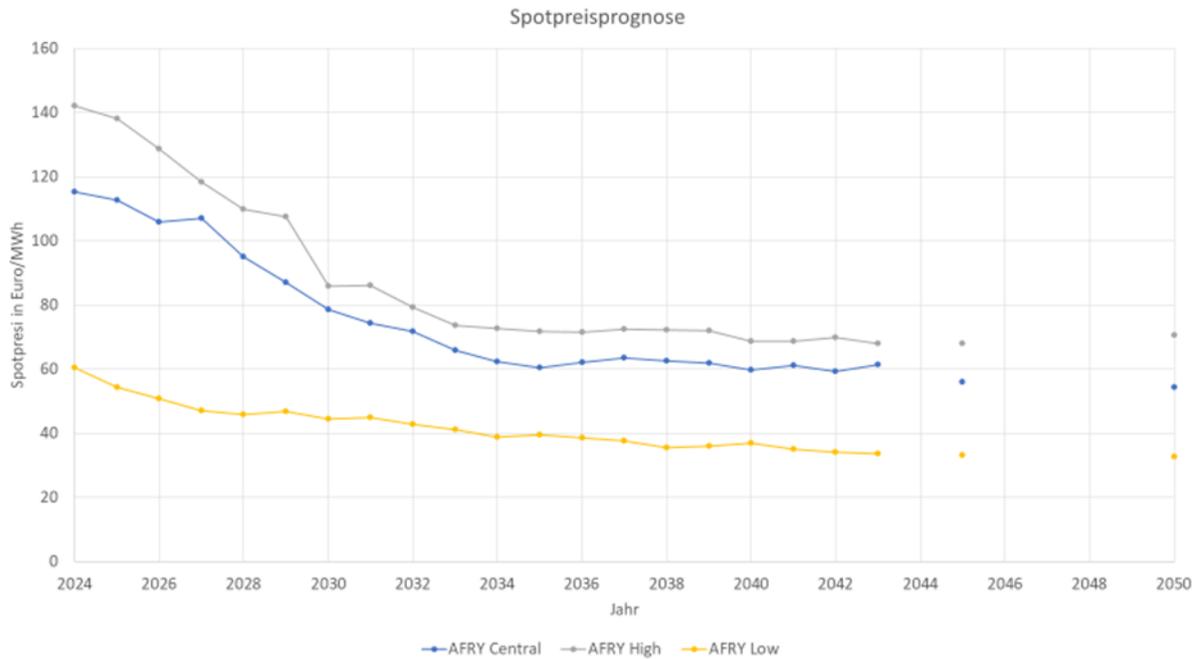


Abbildung 19: Jährlicher durchschnittlicher Spotmarktpreis
Quelle: Eigene Darstellung

Für eine detaillierte Betrachtung werden in Abbildung 20 die durchschnittlichen monatlichen Spotmarktpreise dargestellt. In der monatlichen Ansicht ist die starke Schwankung des Spotmarktpreises zwischen den einzelnen Monaten zu erkennen. Ebenfalls ist zu erkennen, dass in dem High Szenario die stärksten und im dem Low Szenario die geringsten Schwankungen auftreten. In allen drei Szenarien treten die Preisspitzen im Januar auf.

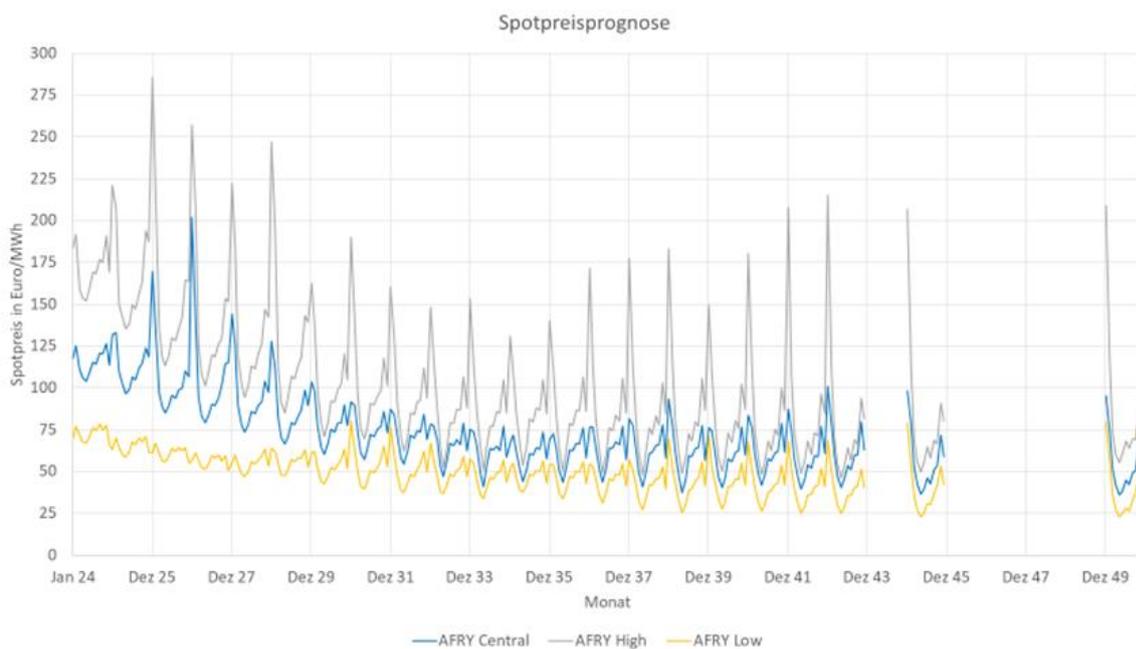


Abbildung 20: Durchschnittliche monatliche Spotmarktpreise
Quelle: Eigene Darstellung

In Abbildung 21 ist der durchschnittliche stündliche Spotmarktpreis aller Tage im Winter und Sommer der Jahre 2024 und 2050 dargestellt. Die stündlichen Spotmarktpreise sind im Jahr 2024 deutlich größer als im Jahr 2050. Die Spotmarktpreise im Sommer 2024 sind von 8 Uhr bis 21 Uhr deutlich geringer als in einem gleichgroßen Zeitraum im Winter 2024. Die Spotmarktpreise im Winter 2024 schwanken zudem deutlich mehr als die Spotmarktpreise im Sommer 2024. Vor allem der Preispeak im Winter 2024 um 19 Uhr ist sehr auffällig. Der Tagesverlauf des Spotmarktpreises im Jahr 2050 schwankt weniger, als er es im Jahr 2024 tut. Der Unterschied zwischen den Winter- und Sommermonaten ist jedoch im Jahre 2050 sehr auffällig, denn die Spotmarktpreise im Winter sind durchschnittlich fast doppelt so hoch wie die Spotmarktpreise im Sommer.

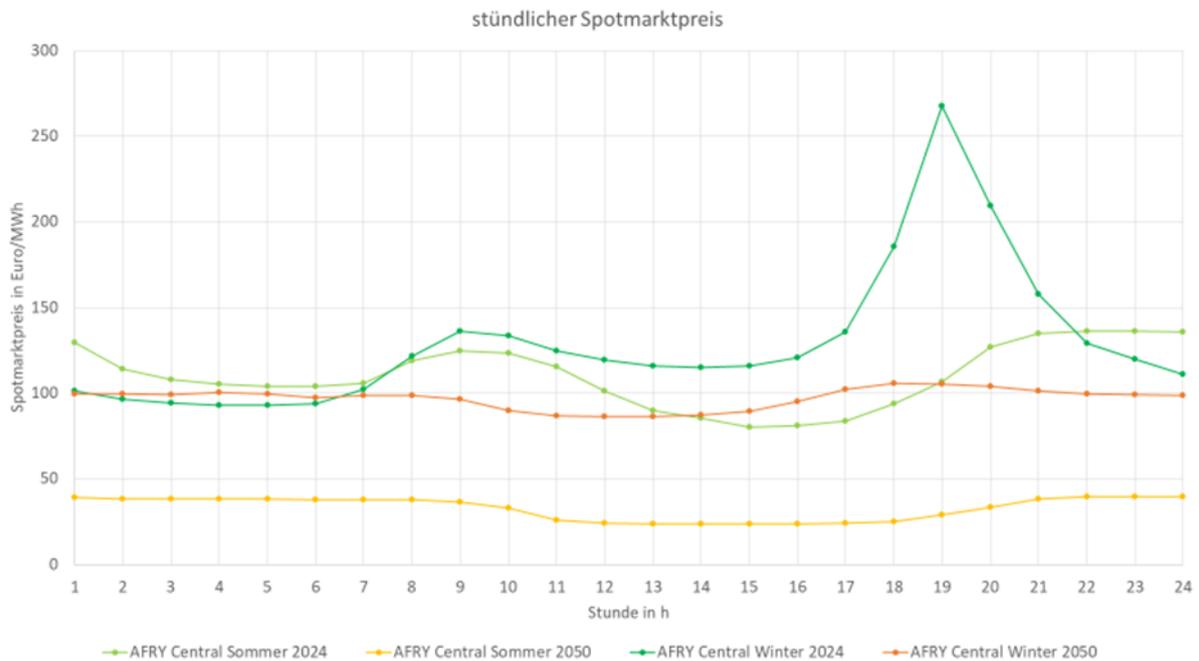


Abbildung 21: Durchschnittlicher stündlicher AFRY-Spotmarktpreis
Quelle: Eigene Darstellung

4.1.2 enervis-Spotpreisprognose

Die Spotpreisprognose von enervis entspricht dem Central Szenario der AFRY-Spotpreisprognose. Es wird angenommen, dass die CO_2 -Preise weiter steigen. Der Gaspreis orientiert sich bis 2035 an den LNG-Importen nach Europa. Zudem werden Gaskraftwerke weiterhin benötigt, um die fluktuierende Stromerzeugung aus regenerativen Energien zu kompensieren und die allgemeine schwankende Nachfrage zu bedienen. Es wird angenommen, dass der Verbrauch steigt und im Jahre 2060 881 TWh beträgt. Grund dafür ist die zunehmende Elektrifizierung des Verkehrs- und Wärmesektors sowie die steigende Nachfrage nach Power-to-Gas Technologien. Es wird ein starker Zubau von regenerativen Energien erwartet, damit bis 2050 die Gesamtstromnachfrage gedeckt werden kann.

Abbildung 22 stellt den durchschnittlichen jährlichen Spotmarktpreis dar. Bei der Spotpreiszeitreihe fallen die Preise bis 2035 stark. In den folgenden Jahren, bis 2046, bleiben die Spotmarktpreise konstant, um sich dann bis 2050 dem Preis von $60 \frac{\text{Euro}}{\text{MWh}}$ anzunähern.

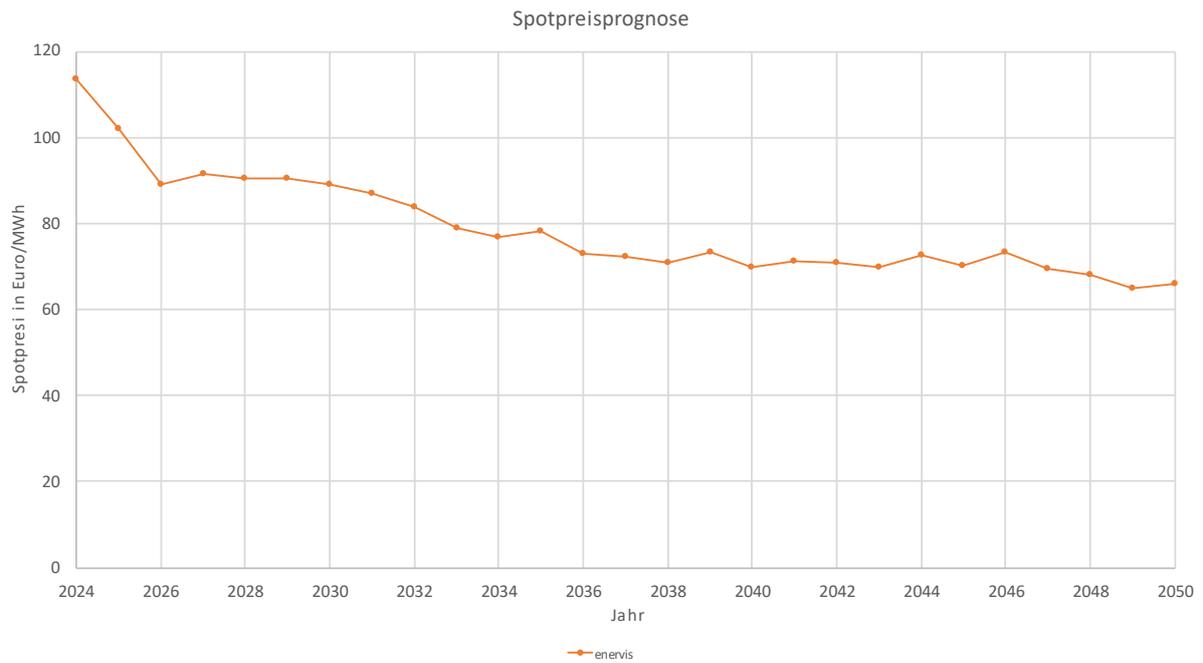


Abbildung 22: Durchschnittlicher jährlicher Spotmarktpreis
Quelle: Eigene Darstellung

Für eine detaillierte Auflösung der Spotmarktpreise werden in Abbildung 23 die durchschnittlichen monatlichen Spotmarktpreise dargestellt. In der monatlichen Ansicht lassen sich die starken Schwankungen der Spotmarktpreise gut darstellen. Dabei ist ersichtlich, dass die Preisspitzen in den Monaten Dezember und Januar auftreten. Die Monate mit den durchschnittlich geringsten Spotmarktpreisen sind August und September.

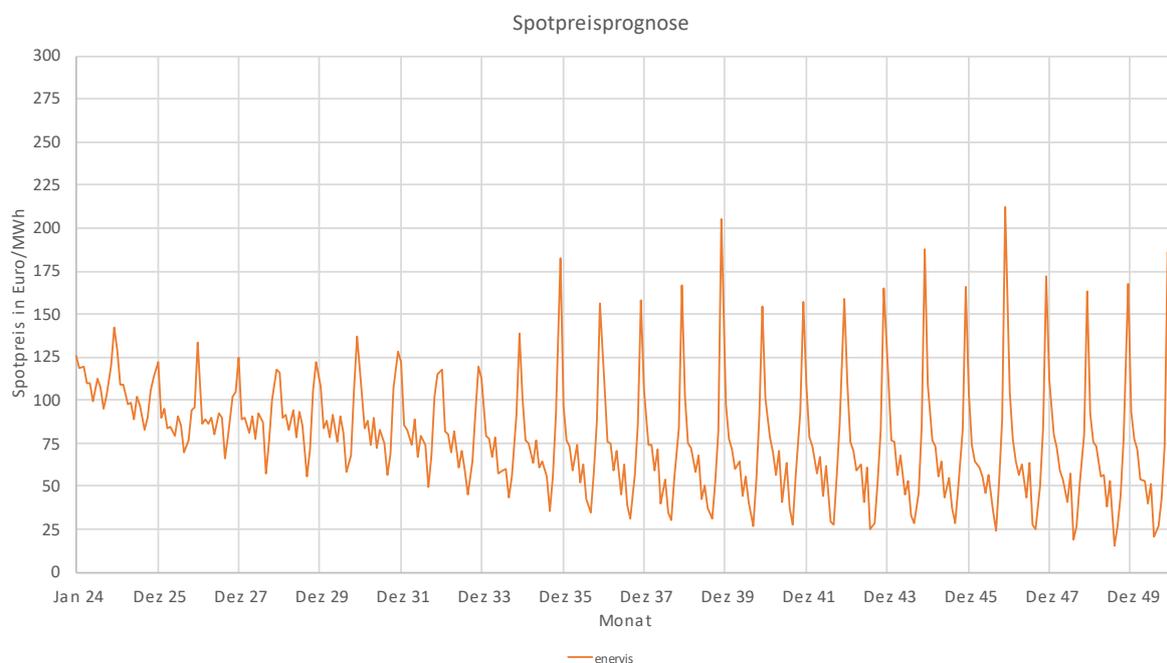


Abbildung 23: durchschnittliche monatliche Spotpreise
Quelle: Eigene Darstellung

In Abbildung 24 ist der durchschnittliche stündliche Spotmarktpreis aller Tage des Winters und des Sommers der Jahre 2024 und 2050 dargestellt. Die Spotmarktpreise im Sommer 2024 sind von 6 Uhr

bis 23 Uhr deutlich geringer als die Spotmarktpreise des gleichen Zeitraumes im Winter 2024. Vor allem im Sommer sinken die Spotmarktpreise zwischen 8 und 19 Uhr sowohl im Jahr 2024 als auch im Jahr 2050. Die Sommer-Spotmarktpreise sind 2024 im Vergleich zum Jahr 2050 doppelt so hoch. 2050 unterscheiden sich die Spotmarktpreise wie 2024 stark in den Sommer und Wintermonaten. Im Winter 2050 sind die Spotmarktpreise mehr als doppelt so hoch wie im Sommer 2050.

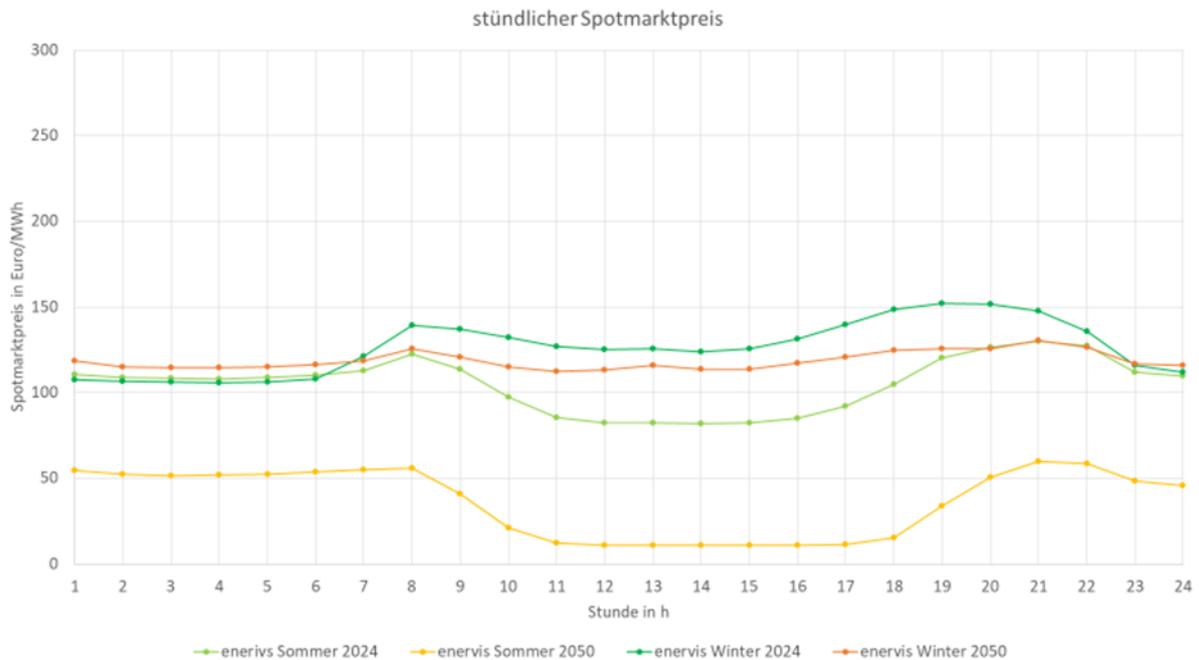


Abbildung 24: Durchschnittlicher stündlicher eneravis-Spotmarktpreise
Quelle: Eigene Darstellung

4.2 Wetterdaten

Sowohl für die Ertragssimulation als auch für die Spotpreisprognosen werden Wetterdaten benötigt. Die Spotpreisprognose von eneravis und die Ertragssimulation werden TMY-Daten (typical meteorological year) verwendet. Von welchem Anbieter oder Wettersatelliten die Wetterdaten von eneravis sind, ist nicht vermerkt.

AFRY prognostiziert die Spotmarktpreise, basierend auf einem Wetterjahr, z.B. 2012. Für alle Szenarien existieren fünf verschiedene Spotpreisprognosen. Auch bei AFRY ist nicht vermerkt, woher und von welchem Wettersatelliten die Wetterdaten kommen.

Im Rahmen der Ertragssimulation werden Wetterdaten von SolarAnywhere in einer stündlichen Auflösung verwendet. Die Monatssummen der direkten und diffusen Strahlung sind in Abbildung 25 dargestellt. Die Strahlungsdaten beziehen sich auf die Koordinaten 53°47'48.93"N Breite und 9°12'16.97"E Länge.

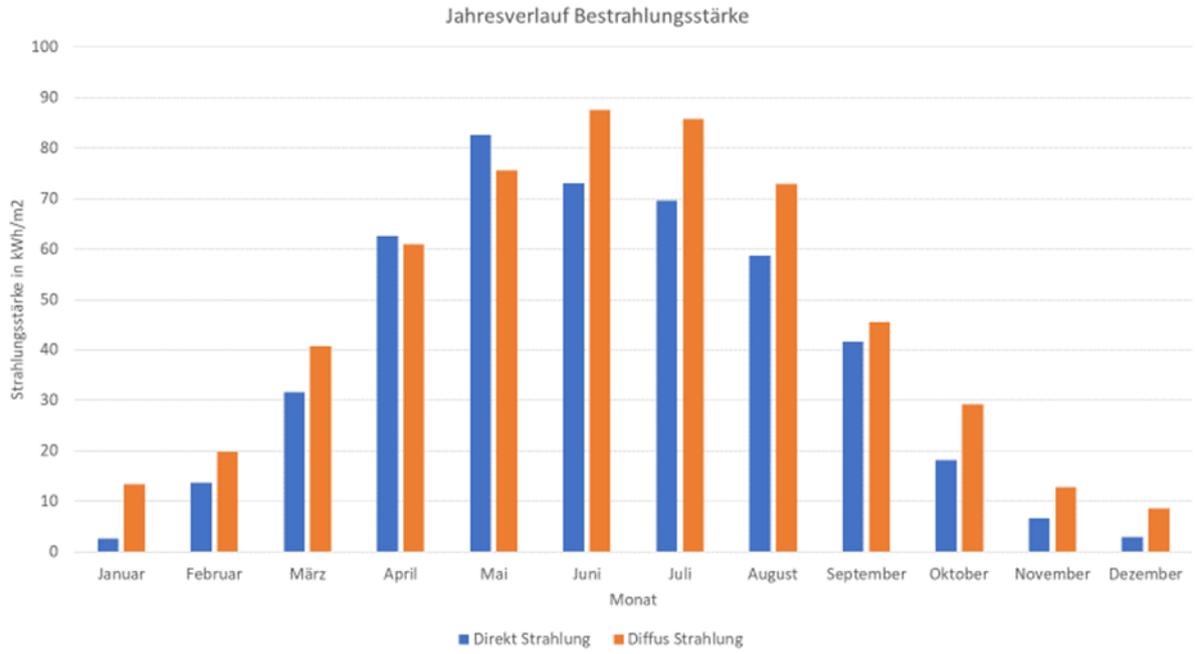


Abbildung 25: Direkte und diffuse Strahlung in Niedersachsen
 Quelle: Eigene Darstellung

5 Ergebnisse

Aus der Ertragsberechnung, die im Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** beschrieben wurde, lässt sich das Einspeiseprofil der beiden Photovoltaikanlagen darstellen, siehe Abbildung 26. Die Stromerzeugung, die in Abbildung 26 dargestellt ist, berechnet sich aus den durchschnittlichen Stundenwerten über die Anlagenlaufdauer von 26 Jahren. Zudem ist in Abbildung 26 zu erkennen, dass aufgrund der größeren installierten Leistung auf der gleichen Fläche mehr Energie mit einer Ost-West Ausrichtung der Photovoltaikmodule produziert wird als mit einer Süd-Ausrichtung.

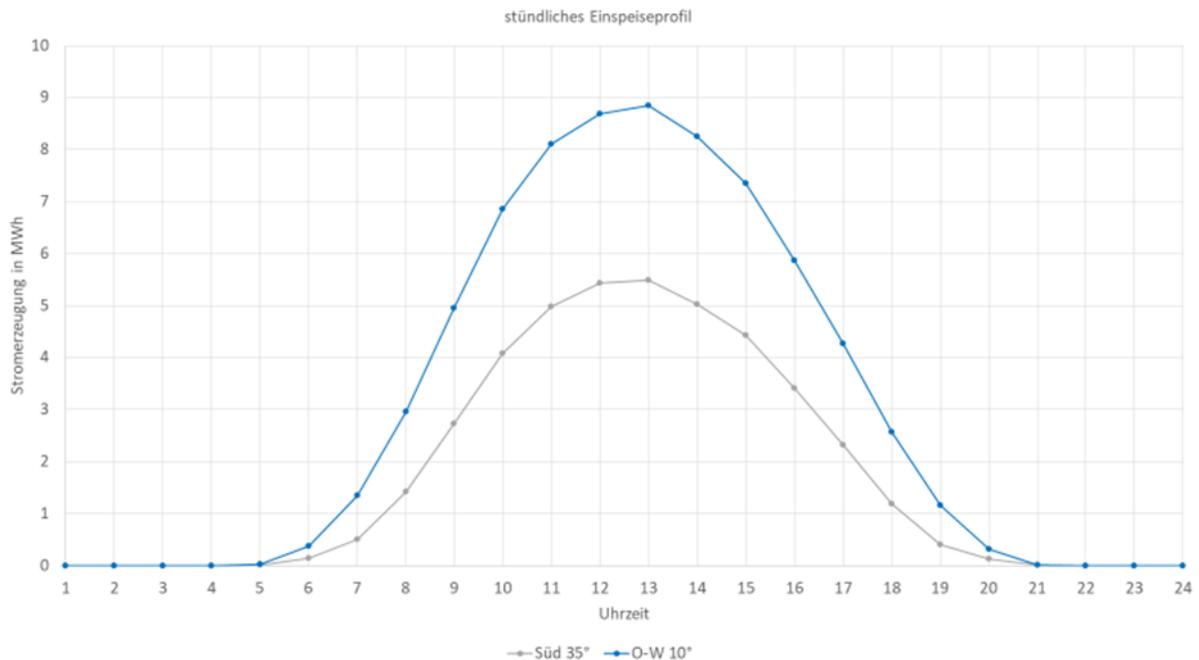


Abbildung 26: Gemitteltetes Einspeiseprofil
Quelle: Eigene Darstellung

In Abbildung 27 ist die Leistung der beiden Photovoltaikanlagen auf die erzeugte Energie pro installierter Leistung normiert, um das Stromerzeugungsprofil der beiden Anlagen besser vergleichen zu können. Bei der normierten Darstellung ist deutlich zu erkennen, dass der Energieertrag pro installierter Leistung bei Süd ausgerichteten Anlagen größer ist. Vor allem zwischen den Uhrzeiten von 9 bis 17 Uhr ist der Energieertrag der Süd ausgerichteten Anlage größer. Von 5 bis 8 Uhr und 18 bis 21 Uhr ist der Energieertrag der Ost-West ausgerichteten Anlage etwas größer.

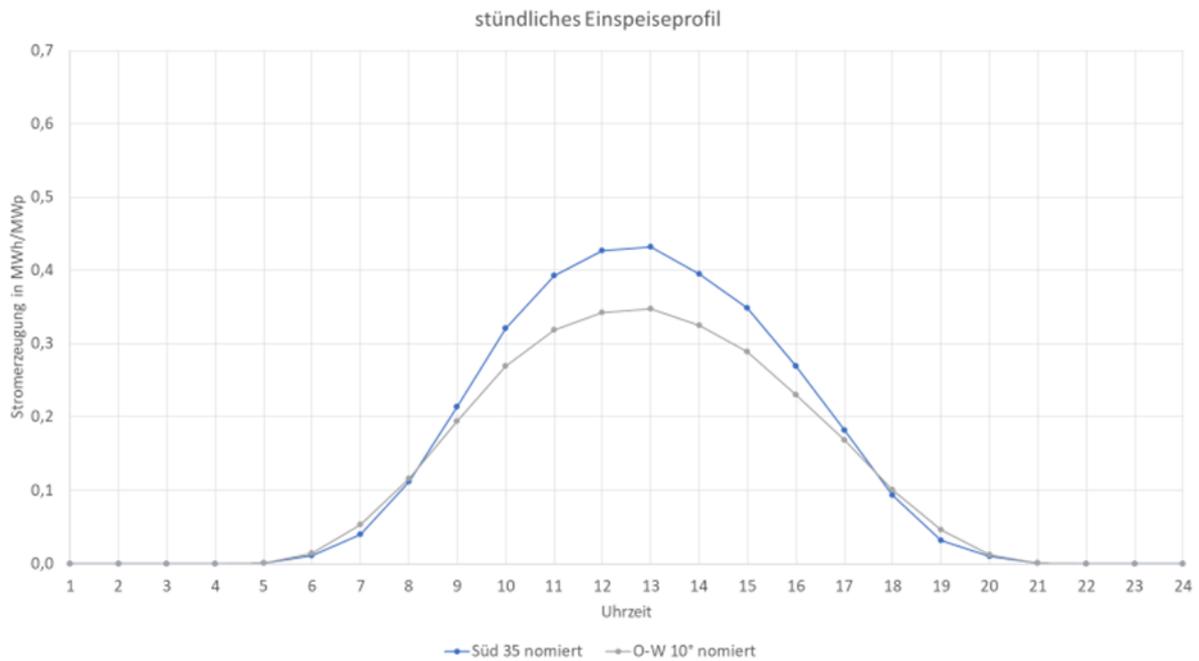


Abbildung 27: Normiertes gemittelttes Einspeiseprofil
Quelle: Eigene Darstellung

In Abbildung 28 ist das normierte stündliche Einspeiseprofil der Sommer- und Wintermonate dargestellt. In den Sommermonaten ist bei der Süd ausgerichteten Anlage im Vergleich zur Ost-West ausgerichteten Anlage ein Mehrertrag von 9 bis 17 Uhr zu erkennen. Zwischen 6 und 8 Uhr und von 18 bis 20 Uhr ist bei der Ost-West ausgerichteten Anlage in den Sommermonaten ein leichter Mehrertrag zu erkennen. In den Wintermonaten verzeichnet die Süd ausgerichtete Anlage über den ganzen Zeitraum der Einspeisung mehr Ertrag als die Ost-West ausgerichteten Anlage.

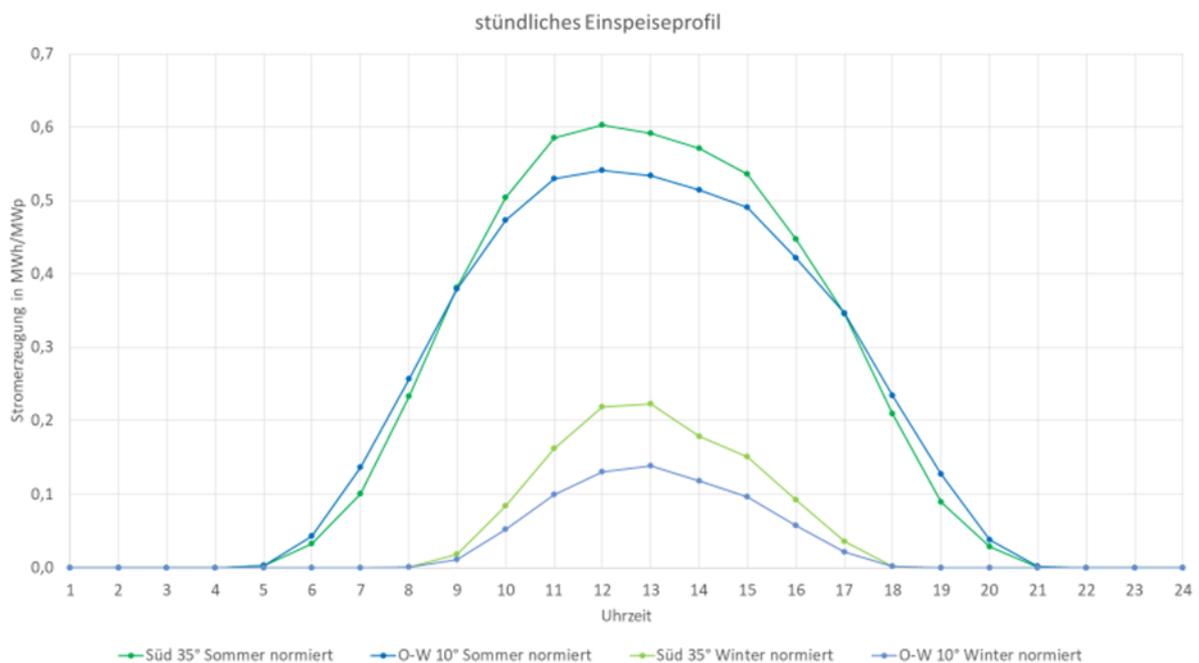


Abbildung 28: Saisonales gemittelttes Einspeiseprofil
Quelle: Eigene Darstellung

Wie in Kapitle 4.1 dargestellt, weisen die Spotmarktpreise große monatliche und saisonale Schwankungen auf. Auch das Einspeiseprofil beider PV-Anlagen unterliegt saisonalen Schwankungen. Im Folgenden wird das Einspeiseprofil der beiden Ausrichtungen und die Spotpreisprognose pro Tag dargestellt. Es werden in Abbildung 29 die durchschnittlichen täglichen Spotmarktpreise des Sommers für das Jahr 2024 und 2050 dargestellt. Der exemplarische Spotmarktpreis wird dabei mit dem normierten täglichen Einspeiseprofil der beiden Ausrichtungen verglichen. Als Referenz wird die AFRY Central Spotpreisprognose betrachtet.

Wie zuvor erwähnt, werden in Abbildung 29 die stündlich gemittelten Spotmarktpreise sowie das normierte Einspeiseprofil beider Ausrichtungen, in den Sommermonaten 2024, dargestellt. Es ist zu beobachten, dass zwischen 10 und 15 Uhr, wenn die eingespeiste Leistung beider Ausrichtungen am höchsten ist, der Spotmarktpreis fällt. Der Spotmarktpreis beginnt im Sommer 2024 um 9 Uhr zu fallen und erreicht um 15 Uhr sein Minimum, danach steigt der Spotmarktpreis bis 21 Uhr erneut an. In den Jahren 2024 und 2050 sind die Spotmarktpreise mitunter am niedrigsten in den Stunden, in denen die Süd-Ausrichtung mehr Energie pro installierter Leistung erzeugt als die Ost-West-Ausrichtung. In den Stunden, in denen die Ost-West-Ausrichtung mehr Energie pro installierte Leistung erzeugt, liegt der Spotmarktpreis zum Teil über dem Tagesmittel von circa 110 Euro/MWh im Jahr 2024. Beide Ausrichtungen produzieren im Sommer 2024 keine Energie, wenn der Spotmarktpreis am höchsten ist.

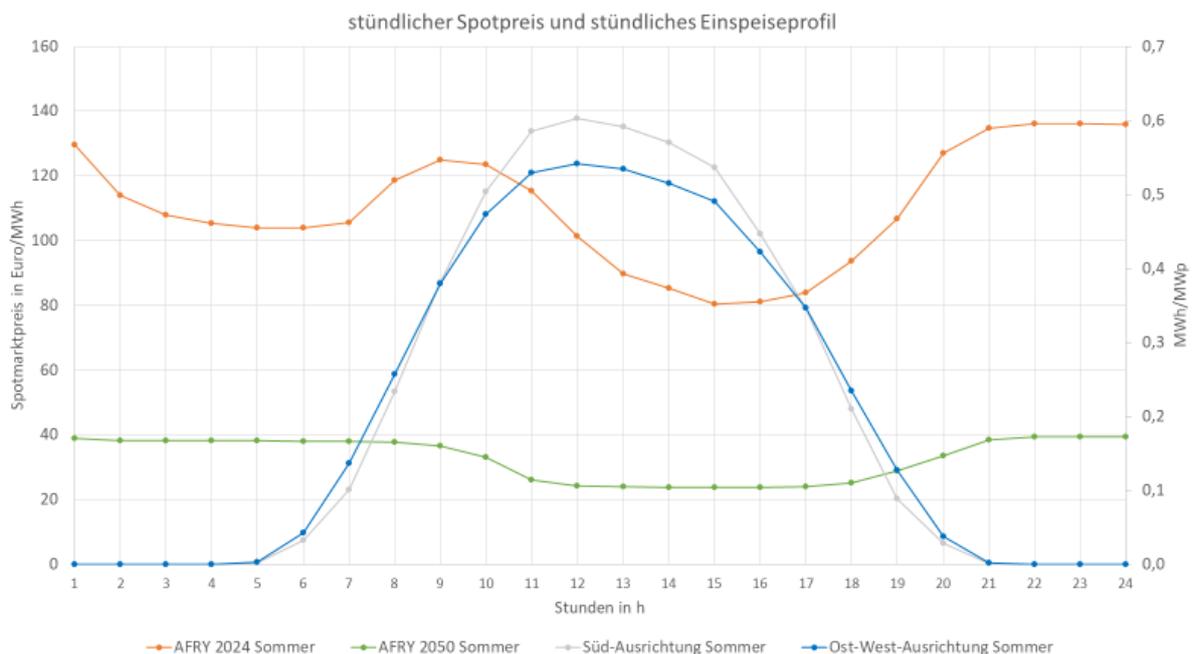


Abbildung 29: Stündliche Spotpreisprognose und Einspeiseprofil eines durchschnittlichen Tages im Sommer
Quelle: Eigene Darstellung

In Abbildung 30 sind die durchschnittlichen Preise im Winter auf dem Spotmarkt und die Einspeiseprofile beider Ausrichtungen dargestellt. Im Vergleich zu den Sommermonaten ist zu erkennen, dass der Spotmarktpreis deutlich höher und die eingespeiste Leistung deutlich geringer ist. Im Jahr 2024 produzieren die Süd- und die Ost-West-Ausrichtung nahezu ausschließlich dann Strom, wenn der Spotmarktpreis um die Mittags- und Nachmittagszeit ein lokales Minimum erreicht. Obwohl beide Ausrichtungen zu Zeiten eines lokalem Minimums Strom produzieren, sind die Spotmarktpreise zu diesen Zeiten höher als in den Sommermonaten. Sowohl im Winter 2024 als auch im Sommer 2024 erzeugen die Photovoltaikanlagen keinen Strom zu den Zeiten, in denen die Spotmarktpreise am

höchsten sind. Im Winter 2050 produzieren beide Ausrichtungen fast ausschließlich Strom zu Zeiten, in denen die Spotmarktpreise auf ein Minimum fallen. Die Spotmarktpreise im Winter 2050 werden fast doppelt so hoch wie im Sommer prognostiziert.

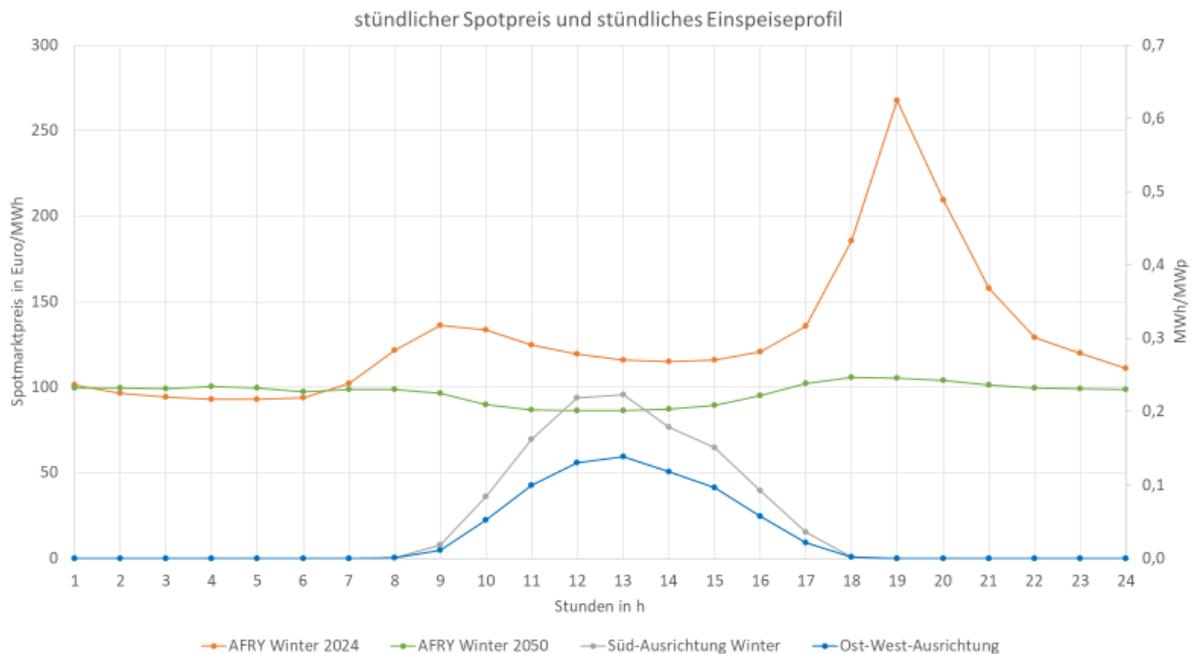


Abbildung 30: Stündliche Spotpreisprognose und Einspeiseprofil eines durchschnittlichen Tages im Winter
Quelle: Eigene Darstellung

Wie im Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** beschrieben, werden im Folgenden die Marktwertfaktoren der Süd- und Ost-West-Ausrichtungen berechnet und verglichen. Der MWF wird in den folgenden Diagrammen als Dezimalzahl angegeben.

In Abbildung 31 werden die MWF auf Basis der Spotpreisprognose von AFRY berechnet. Auffällig ist, dass der MWF bei beiden Ausrichtungen und allen drei Spotpreisszenarien, in keinem Jahr einen Wert von ≤ 1 erreicht. Dies impliziert, dass die durchschnittlichen Erlöse beider Anlagen immer unter dem durchschnittliche Day-Ahead Spotmarktpreis liegen. Es ist ebenfalls zu erkennen, dass für die Süd-Ausrichtung ein etwas höherer MWF berechnet wird, als für die Ost-West-Ausrichtung. Für alle drei Szenarien ist sowohl bei der Süd- als auch bei der Ost-West-Ausrichtung ein fallender MWF zu erkennen.

Die in Abbildung 31 dargestellten Marktwertfaktoren beider Ausrichtungen sind basierend auf den Spotpreisen des AFRY Central Szenarios berechnet. Im Jahr 2024 ist der MWF der Süd- und Ost-West-Ausrichtung nahezu identisch. Die Süd-Ausrichtung hat einen MWF von 0,868 und die Ost-West-Ausrichtung einen Wert von 0,867. Im Jahr 2050 wird für die Süd-Ausrichtung ein MWF von 0,729 und für die Ost-West-Ausrichtung ein MWF von 0,711 berechnet. Im Jahr 2050 beträgt der Unterschied zwischen den beiden Ausrichtungen nur 1,8 %. Im Vergleich zu den anderen Szenarien sind die MWF im Central Szenario für beide Ausrichtungen am höchsten.

Im Vergleich zum Central Szenario sind die MWF beider Ausrichtungen im AFRY-Low-Szenario deutlich niedriger. Der berechnete MWF der Süd-Ausrichtung liegt im Jahr 2024 im Low-Szenario 13,3 % unter dem MWF der Süd-Ausrichtung im Central-Szenario. Im Jahr 2024 beträgt der MWF der Süd-Ausrichtung 0,735 und der der Ost-West-Ausrichtung 0,736. Auch hier sind die beiden MWF 2024, wie im Central Szenario, nahezu gleich. Im Jahr 2050 hat die Süd-Ausrichtung einen

berechneten MWF von 0,552 und die Ost-West-Ausrichtung einen MWF von 0,532. Die Differenz ist auch hier mit 2 % sehr gering, wobei die Süd-Ausrichtung vor allem ab dem Jahr 2035 einen etwas höheren MWF hat.

Der MWF der nach Süden ausgerichteten Anlage ist im AFRY-High-Szenario im Jahr 2024 um 16,2 % geringer als im Central-Szenario. Im Jahr 2024 haben sowohl die nach Süden als auch die Ost-West ausgerichteten Photovoltaikanlagen einen berechneten MWF von 0,706. Im Jahr 2050 hat die nach Süden ausgerichtete Anlage einen MWF von 0,604 und die nach Ost-West ausgerichtete Anlage einen MWF von 0,59.

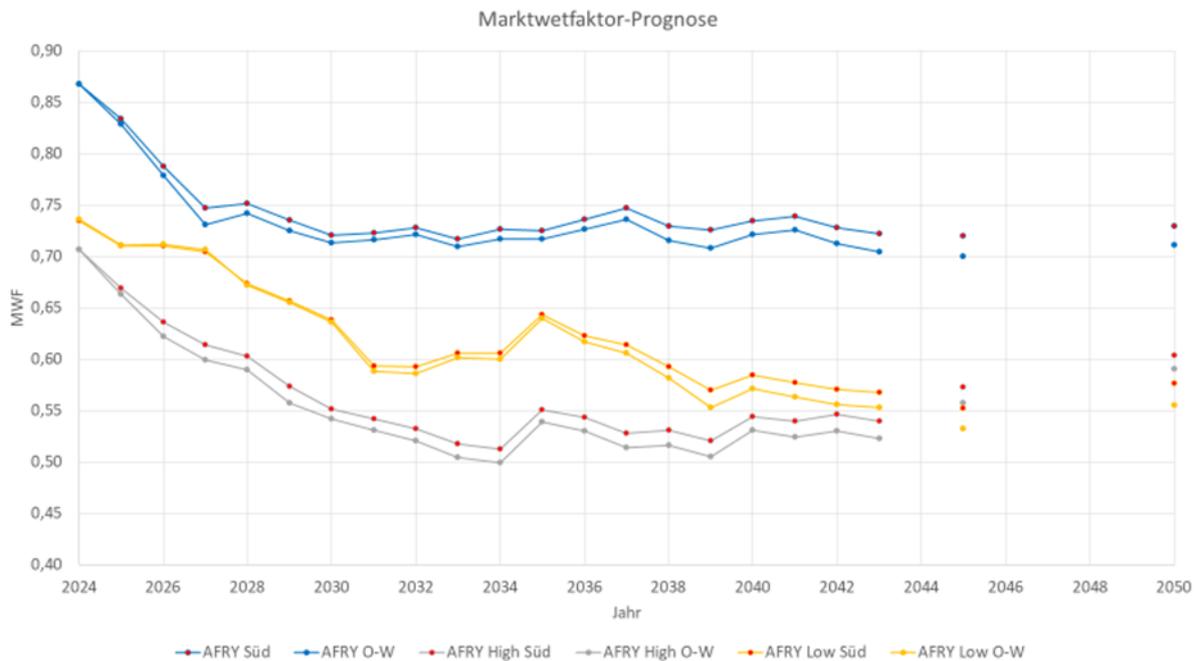


Abbildung 31: Marktwertfaktor auf Grundlage der AFRY-Spotpreisprognose
Quelle: Eigene Darstellung

In Abbildung 32 sind die durchschnittlichen jährlichen Marktwertfaktoren auf Grundlage der enervis-Spotpreisprognose dargestellt. Auch hier ist auffällig, dass für beide Ausrichtungen die Marktwertfaktoren kleiner als 1 sind und der MWF nach dem Jahr 2024 abnimmt. Der MWF der Süd-Ausrichtung hat im Jahr 2024 einen Wert von 0,887 und der der Ost-West-Ausrichtung einen Wert von 0,877. Im Jahr 2050 hat die Süd-Ausrichtung einen MWF von 0,52 und die Ost-West-Ausrichtung einen Wert von 0,494. Der Unterschied des Marktwertfaktors beträgt hier im Jahre 2050 2,6 %. Die Marktwertfaktoren der beiden Ausrichtungen liegen, wie bei der AFRY-Spotpreisprognose, nahe beieinander. Ab dem Jahr 2030 sind die MWF der nach Süden ausgerichteten Anlage etwas höher als die der Ost-West ausgerichteten Anlage

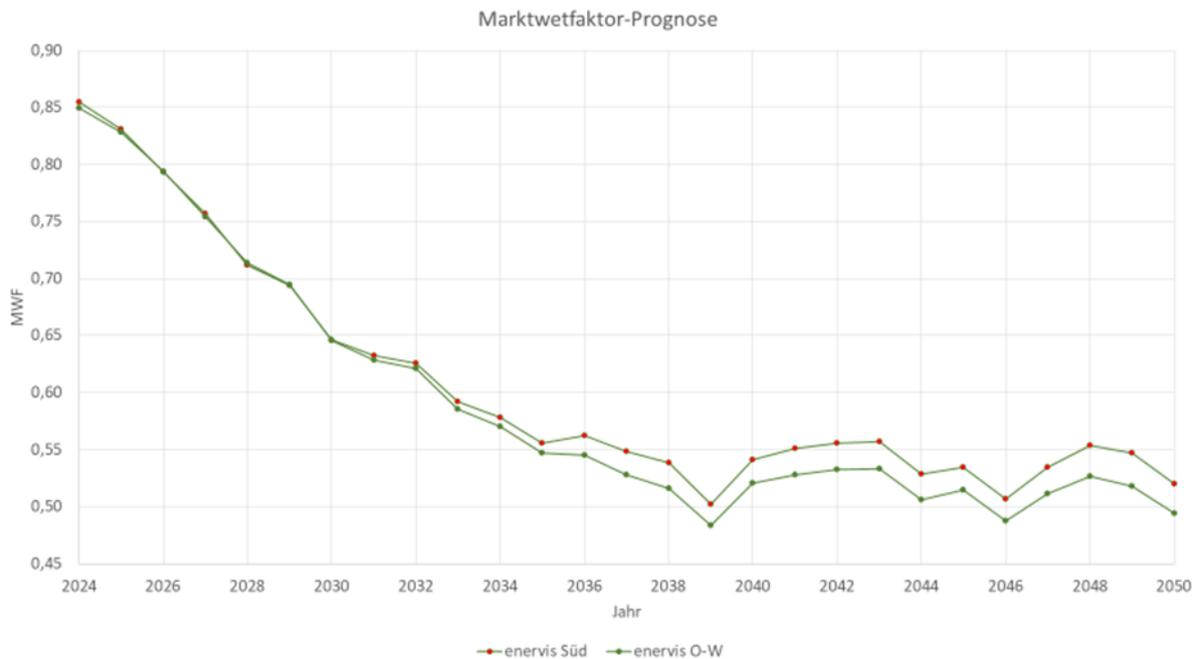


Abbildung 32: Marktwertfaktor auf Grundlage der enervis-Spotpreisprognose
Quelle: Eigene Darstellung

Im Vergleich zur AFRY-Central-Spotpreisprognose fallen die Marktwertfaktoren beider Anlagen in der Berechnung auf Basis der enervis-Spotpreisprognose deutlich schneller und schwanken ab 2038 zwischen 0,48 und 0,55.

In Abbildung 27 ist das normierte gemittelte Einspeiseprofil der Süd- und der Ost-West-Ausrichtung dargestellt. Zu Beginn wurde angenommen, dass durch das Einspeiseprofil der Ost-West-Ausrichtung, bei der mittags weniger Energie und morgens und abends mehr Energie produziert wird, im Vergleich zur Süd-Ausrichtung höhere MWF erreicht werden. Die Ergebnisse aus Abbildung 31 und Abbildung 32 implizieren jedoch, dass sich die MWF der beiden Ausrichtungen nur geringfügig unterscheiden, wobei die Süd-Ausrichtung fast immer einen etwas höheren MWF erreicht.

In Abbildung 33 werden für eine detaillierte Auswertung die MWF der beider Ausrichtungen als monatlicher Durchschnitt betrachtet. Die lokalen Minima der Marktwertfaktoren liegen sowohl bei der Süd- als auch bei der Ost-West-Ausrichtung im April und Juni. Die lokalen Maxima liegen bei beiden Ausrichtungen im Januar. Die saisonale Schwankung des Marktwertfaktors der Ost-West-Ausrichtung hat eine geringere Amplitude als die der Süd-Ausrichtung. Die lokalen Minima der nach Süden ausgerichteten Anlage sind ebenso wie die lokalen Maxima größer als bei der Ost-West ausgerichteten Anlage.

In den Anhängen 1.1 und 1.2 befinden sich die monatlich gemittelten MWF auf Basis der anderen Spotpreisprognosen. Die Ergebnisse unterscheiden sich in den absoluten Werten, jedoch treffen die Aussagen zu den Marktwertfaktoren, welche sowohl mit der AFRY-Central-Spotpreisprognose als auch mit den anderen Spotpreisprognosen berechnet worden sind, zu. Eine Ausnahme bilden die mit der enervis-Spotpreisprognose berechneten Marktwertfaktoren. Hier verschieben sich die lokalen Minima in den Zeitraum Mai bis September und die lokalen Maxima verschieben sich in den Zeitraum November bis Januar.

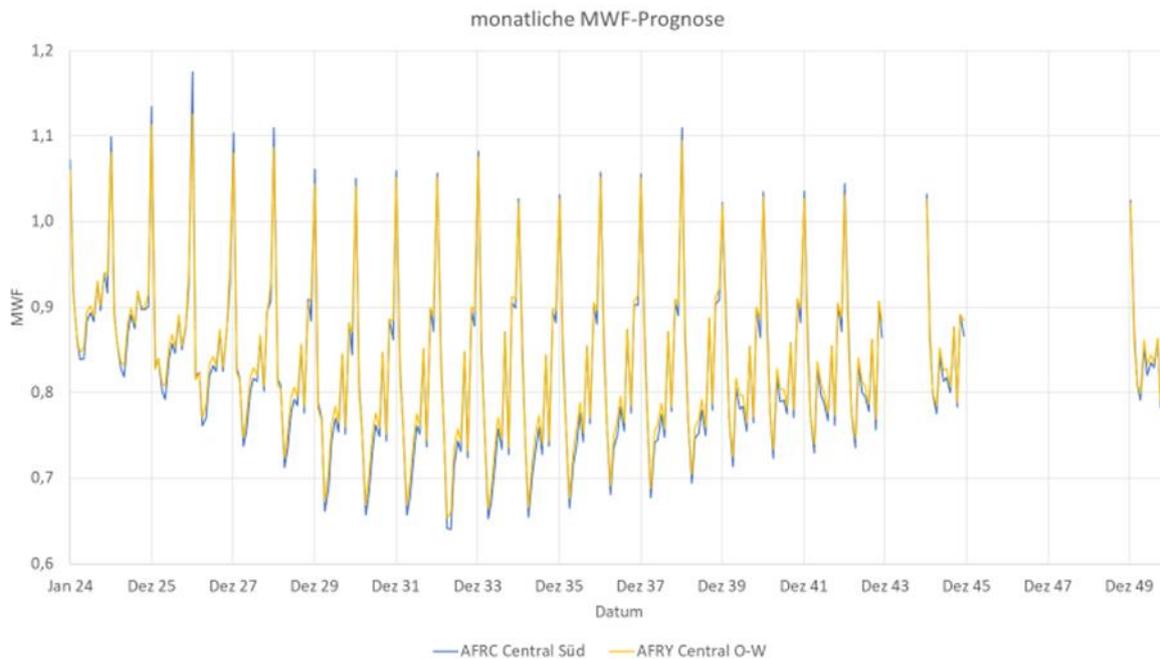


Abbildung 33: Monatlicher Marktwertfaktor
Quelle: Eigene Darstellung

Auffällig ist, dass vor allem im Januar die Marktwertfaktoren deutlich über 1 liegen. Aus diesem Grund sind die durchschnittlichen täglichen Spotmarktpreise im Januar, basierend auf der Spotmarktpreisprognose AFRY-Central, sowie das durchschnittliche tägliche Einspeiseprofil beider Ausrichtungen im Jahr 2024 in Anhang 1.3 dargestellt. Der base price im Januar 2024 beträgt 117,5 Euro/MWh. Beide Anlagen produzieren teilweise zu Zeiten, in denen die Spotmarktpreise über dem base price liegen, Strom, was zu einem MWF von über 1 führt.

5.1 Sensitivitätsanalyse

Wie im Kapitel 5 dargestellt, unterscheiden sich die Marktwertfaktoren zweier Photovoltaikanlagen mit Süd- und Ost-West-Ausrichtung nicht signifikant voneinander. Für beide Photovoltaikanlagen wurde auf Grundlage des Ertragsgutachtens und der Spotpreisprognosen berechnet, dass die Marktwertfaktoren bis 2050 deutlich sinken.

Die Ost-West ausgerichtete Anlage produziert im normierten Jahresdurchschnitt, wie in Abbildung 27 dargestellt, in den Morgen- und Abendstunden mehr und in den Mittagsstunden weniger Energie als die nach Süden ausgerichtete Anlage. Trotzdem wird für diese Photovoltaikanlage im Durchschnitt bis 2050 ein etwas geringerer jährlicher Marktwertfaktor berechnet. In Abbildung 28 ist zu erkennen, dass die Ost-West ausgerichtete Anlage vor allem im Sommer in den Morgen- und Abendstunden mehr Energie produziert als die nach Süden ausgerichtete Anlage. In den Wintermonaten produziert die nach Süden ausgerichtete Anlage zu jeder produzierenden Stunde mehr Strom als die Ost-West ausgerichtete Anlage.

Für eine differenziertere Analyse der zuvor beschriebenen Unterschiede der Marktwertfaktoren von nach Süden und Ost-West ausgerichteten Anlagen wird die Spotpreisprognose entsprechend manipuliert. Dafür werden vier unterschiedliche Szenarien erstellt.

Um die Auswirkung der Saisonalität der Spotmarktpreise auf den Marktwertfaktor zu untersuchen, werden im ersten Szenario alle stündlichen Spotmarktpreise der Wintermonate verdoppelt. Im zweiten Szenario werden alle stündlichen Spotmarktpreise der Wintermonate hingegen halbiert.

In den Szenarien drei und vier werden die Auswirkungen der täglichen Schwankungen des Spotmarktpreises auf die Marktwertfaktoren untersucht. Im dritten Szenario werden dazu alle Spotmarktpreise von 18 bis 8 Uhr verdoppelt und im vierten Szenario alle stündlichen Spotmarktpreise zwischen diesen Zeitpunkten halbiert.

Tabelle 1: Szenarien der Sensitivitätsanalyse

Kürzel	WD	WH	818D	818H
	Alle Spotmarktpreise der Wintermonate werden verdoppelt	Alle Spotmarktpreise der Wintermonate werden halbiert	Alle Spotmarktpreise zwischen 18 Uhr und 8 Uhr werden verdoppelt	Alle Spotmarktpreise zwischen 18 Uhr und 8 Uhr werden halbiert

In Abbildung 34 wird die Sensitivitätsanalyse basierend auf der AFRY-Central-Spotpreisprognose dargestellt. Lediglich der Einfluss der Sensitivitätsanalyse auf die nach Süden ausgerichtete Anlage wird in der Abbildung dargestellt. Der gelbe Graph stellt die Marktwertfaktoren der unveränderten Spotpreisprognose dar. Die Szenarien, bei denen die Spotmarktpreise im Winter und von 18 bis 8 Uhr halbiert werden, haben einen positiven Einfluss auf die Marktwertfaktoren. Besonders wenn die Spotmarktpreise zwischen 18 und 8 Uhr halbiert werden, steigen die Marktwertfaktoren der Anlage stark an. Eine Verdopplung der Spotmarktpreise im Winter und von 18 bis 8 Uhr wirkt sich negativ auf die MWF aus. Eine Manipulation der Spotmarktpreise von 18 bis 8 Uhr wirkt sich erneut stärker auf die Marktwertfaktoren aus als eine Manipulation der Spotmarktwerte im Winter.

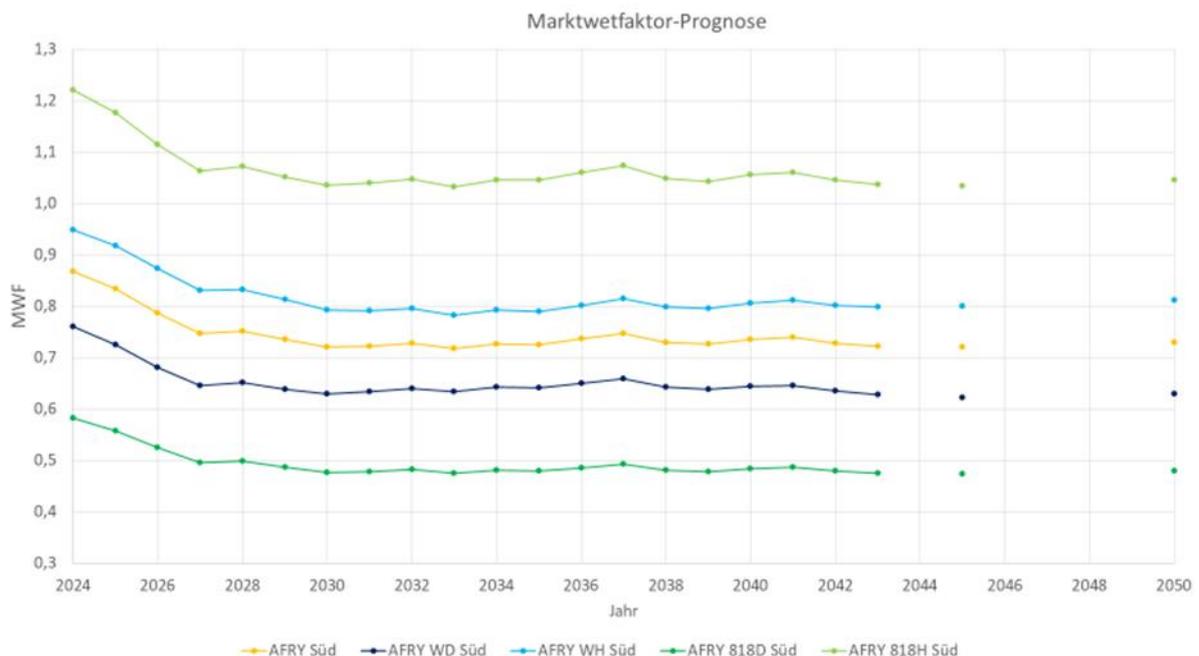


Abbildung 34: AFRY Central Sensitivitätsanalyse Marktwertfaktor der Süd-Ausrichtung
Quelle: Eigene Darstellung

Anhang 2.1 bis 2.3 zeigen, dass die Marktwertfaktoren, welche auf Grundlage der anderen Spotpreisprognosen und der Ost-West-Ausrichtung berechnet werden, sich genauso verhalten wie in Abbildung 34. Eine Halbierung der Spotmarktpreise im Winter und von 18 bis 8 Uhr wirkt sich positiv

auf die MWF und eine Verdoppelung der gleichen Preise wirkt sich negativ auf die MWF der PV-Anlagen aus.

Wie in Kapitel 5 beschrieben, ist der Unterschied der Marktwertfaktoren zwischen der nach Süden und der Ost-West ausgerichteten Anlagen nicht signifikant, aber die Süd-Ausrichtung verzeichnet tendenziell höhere Marktwertfaktoren. Zur besseren Veranschaulichung des Unterschiedes zwischen den verschiedenen Sensitivitätsanalysen auf die MWF der beiden Anlagen wird in der folgenden Abbildung 35 die Differenz der MWF gebildet.

$$(10) \quad \text{Differenz}_{MWF} = MWF_{\text{Süd-Ausrichtung}} - MWF_{\text{Ost-West-Ausrichtung}} \cdot 100\%$$

Ist die Differenz nach Formel (10) positiv ist, so ist der MWF mit einer Süd-Orientierung größer als der mit Ost-West-Orientierung. Bei negativer Differenz ist der MWF mit Ost-West-Ausrichtung größer. In der Abbildung 35 ist der positive Bereich, bei dem der MWF der Süd-Ausrichtung größer ist, gelb hinterlegt und der negative Bereich, bei dem der MWF der Ost-West-Ausrichtung größer ist, blau hinterlegt.

Die Differenz des Marktwertfaktors wird beim gelben Graphen mit unveränderten Spotmarktpreisen anhand der AFRY-Central-Spotpreiszeitreihe dargestellt. Der Graph befindet sich vollständig im gelben Diagrammbereich und zeigt, dass die Marktwertfaktoren der Süd-Ausrichtung höher sind, vgl. Abbildung 35. Der Unterschied zwischen den Marktwertfaktoren der nach Süden und Ost-West ausgerichteten Anlage ist jedoch gering und die MWF der Süd-Ausrichtung sind von 2024 bis 2050 nur um 0 – 2 % höher. Bemerkenswert ist, dass sich eine Verdoppelung der Spotmarktpreise im Winter sowie eine Halbierung der Spotmarktpreise von 18 bis 8 Uhr positiv auf die Marktwertfaktoren der nach Süden ausgerichteten im Vergleich zu der nach Ost-West ausgerichteten Anlage auswirken. Gleichzeitig wirkt sich eine Halbierung der Spotmarktpreise im Winter und eine Verdoppelung der Spotmarktpreise von 18 bis 8 Uhr positiv auf die Marktwertfaktoren der nach Ost-West ausgerichteten im Vergleich zur der nach Süden ausgerichteten Anlage aus. Auch wenn im Winter die Spotmarktpreise halbiert werden, was sich positiv auf die Differenz der Marktwertfaktoren der Ost-West-Ausrichtung auswirkt, bleiben die MWF der Süd-Ausrichtung, vor allem nach 2037, etwas größer und damit im gelben Bereich. Aus Anhang 2.4 bis 2.6 geht hervor, dass sich die oben beschriebenen Tendenzen, basierend auf den anderen Spotmarktpreis-Prognosen, genauso verhalten.

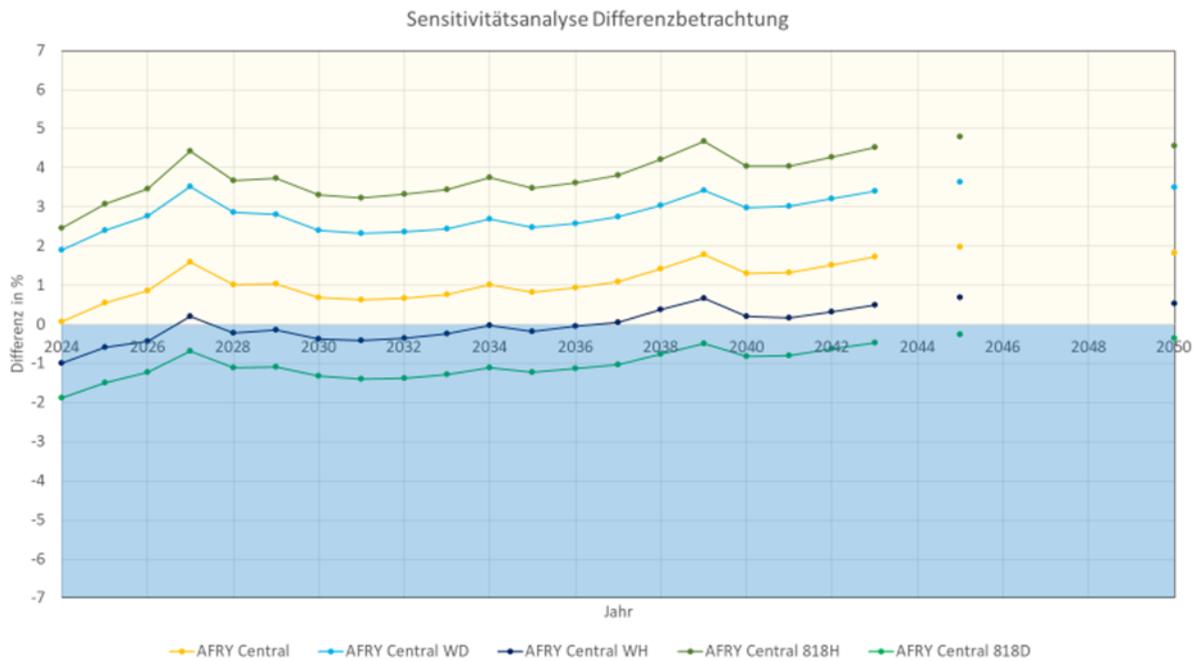


Abbildung 35: AFRY Central Differenzbetrachtung des Marktwertfaktors
Quelle: Eigene Darstellung

Es ist wichtig, zu beachten, dass, wenn sich die Spotmarktpreise von 18 bis 8 Uhr verdoppeln, sich das Verhältnis der MWF für die Ost-West-Ausrichtung im Vergleich zur Süd-Ausrichtung verbessern. Wie jedoch aus Abbildung 34 hervorgeht, sinken die MWF in absoluten Zahlen. Dagegen wirkt sich eine Halbierung der Spotmarktpreise im Winter sowohl positiv auf die Marktwertfaktoren der Ost-West-Ausrichtung im Vergleich zur Süd-Ausrichtung aus als auch auf die Marktwertfaktoren in absoluten Zahlen. Die Ergebnisse werden in Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2: Auswertung Sensitivitätsanalyse

Spotmarktpreis	MWF Süd-Ausrichtung		MWF Ost-West Ausrichtung	
	Absolut	Differenz	Absolut	Differenz
Winter halbiert	↑	↓	↑	↑
Winter verdoppelt	↓	↑	↓	↓
18-8 Uhr halbiert	↑	↑	↑	↓
18-8 Uhr verdoppelt	↓	↓	↓	↑

Für die Süd-Ausrichtung wirkt sich eine Halbierung der Spotmarktpreise im Winter positiv auf das Verhältnis der MWF im Vergleich zur Ost-West-Ausrichtung sowie auf die MWF in absoluten Zahlen aus. Eine Verdopplung des Spotmarktpreises hat zwar positive Auswirkungen auf das Verhältnis der MWF im Vergleich zur Ost-West Ausrichtung, jedoch negative Auswirkungen auf die MWF in absoluten Zahlen.

6 Diskussion

6.1 Ergebnisdiskussion

Beim Vergleich des stündlich gemittelten Spotmarktpreises mit den Einspeiseprofilen der nach Süden und Ost-West ausgerichteten Anlagen im Sommer und Winter, wird deutlich, dass zu den Uhrzeiten, an denen die eingespeiste Energie am höchsten ist, die Spotmarktpreise oftmals geringer sind als der base price oder sogar ein Minimum erreichen. Ebenfalls ist sichtbar, dass im Sommer deutlich mehr Energie von den Anlagen produziert wird als im Winter. Jedoch werden die Spotmarktpreise im Winter deutlich höher ist als im Sommer prognostiziert.

Die monatliche Ermittlung der Marktwertfaktoren zeigt eine starke Schwankung in den verschiedenen Monaten und Jahreszeiten sowohl für die nach Süden als auch für die Ost-West ausgerichtete Anlage. Das Maximum tritt meist im Januar auf, während das Minimum im April oder Mai beobachtet wird. Hierbei ist eine deutliche Periodizität festzustellen. Die Amplitude der Marktwertfaktoren der Ost-West-Ausrichtung ist etwas geringer als bei der Süd-Ausrichtung. Dies scheint plausibel bezugnehmend auf den vorhergehenden Absatz. In den Sommermonaten produzieren beide Photovoltaikanlagen den meisten Strom zu Zeiten, in denen die Spotmarktpreise gering sind. Dadurch sinkt der MWF deutlich.

Es scheint ebenfalls plausibel, dass der MWF bei einer Süd-Ausrichtung im Sommer stärker fällt als der bei einer Ost-West-Ausrichtung. Die Süd-Ausrichtung produziert zu Zeiten, in denen die Spotmarktpreise gering sind, deutlich mehr Strom als die Ost-West-Ausrichtung. Zudem produziert die Ost-West-Ausrichtung zu Zeiten, in dem die Spotmarktpreise etwas höher sind, mehr Strom. Aufgrund dieser beiden Effekte fällt der MWF der Ost-West-Ausrichtung im Sommer nicht so stark wie der MWF der Süd-Ausrichtung. Für die produktionsstarken Monate von Photovoltaikanlagen bedeutet dies, dass der erzeugte Strom meist deutlich unterhalb des base price am Spotmarkt verkauft wird.

Im Winter sind die Marktwertfaktoren meist niedriger als 1, jedoch deutlich höher als im Sommer. Der Strom beider Ausrichtungen wird zu Zeiten produziert, bei denen die Spotmarktpreise nicht so stark unter dem base price liegen wie im Sommer. Dadurch ergibt sich ein höherer MWF. Der Januar stellt eine Ausnahme dar, da der MWF beider Anlagen hier oftmals über 1 liegt. In diesem Monat sind die Spotmarktpreise, wenn Photovoltaikanlagen Strom produzieren, teilweise höher als der base price. Eine südliche Ausrichtung der Anlage führt zu höheren Erträgen im Winter und damit zu höheren Marktwertfaktoren. Dementsprechend steigt der MWF der Süd-Ausrichtung im Winter deutlich stärker an als der MWF der Ost-West-Ausrichtung.

Vergleicht man die tatsächlichen MWF-PV mit den Prognosen dieser Bachelorarbeit, bestätigen sich die zuvor beschriebenen Tendenzen. Abbildung 36 zeigt die monatlichen realen MWF-PV von Januar 2020 bis Oktober 2023, die sich auf alle in Deutschland installierten Photovoltaikanlagen beziehen, die über das EEG vermarktet werden. Die Schwankungen der Marktwertfaktoren sind auch hier sehr groß und es zeigen sich vor allem Unterschiede zwischen Sommer und Winter, denn die MWF-PV sind im Sommer niedriger als im Winter.

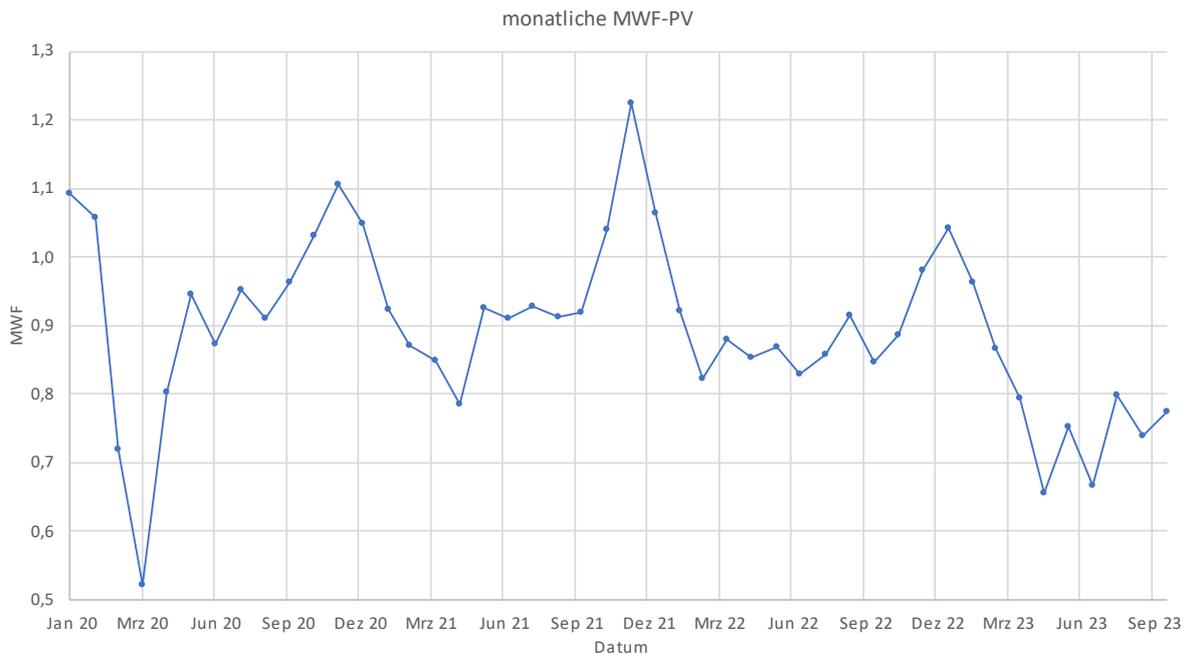


Abbildung 36: Realer Marktwertfaktor-PV
 Quelle: (Netztransparenz, 2023)

Für die jährliche Marktwertfaktorberechnung, basierend auf den AFRY-Spotpreiszeitreihen und der enervis-Spotpreiszeitreihe, ergeben sich für beide Ausrichtungen Marktwertfaktoren von unter 1. Die Marktwertfaktoren der Süd-Ausrichtung sind im Vergleich zu denen der Ost-West-Ausrichtung von 2024 bis 2050 meist größer. Alle jährlichen Marktwertfaktorprognosen weisen eine fallende Tendenz auf, wobei sich die meisten ab 2027 einem Plateau annähern, andere hingegen erst ab 2039.

Die Abbildung 37 verdeutlicht noch einmal die jährlichen Marktwertfaktoren der Süd und Ost-West ausgerichteten Anlagen, basierend auf unterschiedlichen Spotpreisprognosen. Die Unterschiede von 20 – 25 % verdeutlichen, mit welcher Unsicherheit die Prognosen behaftet sind. Die nach Süden ausgerichtete Anlage hat 2 – 3 % höhere Marktwertfaktoren, was im Vergleich zu den Unterschieden zwischen den Prognosen von AFRY und enervis sehr gering ist. Die Berechnungen der Marktwertfaktoren für die Süd- und Ost-West-Ausrichtungen wurde stets mit den gleichen Einspeiseprofilen durchgeführt. Der Unterschied der Marktwertfaktoren ergibt sich daher aus den unterschiedlichen Spotpreisprognosen. Daran wird erneut deutlich, welchen großen Einfluss der reale Spotmarktpreis auf die MWF hat und wie unterschiedlich die Prognosen von enervis und AFRY sind.

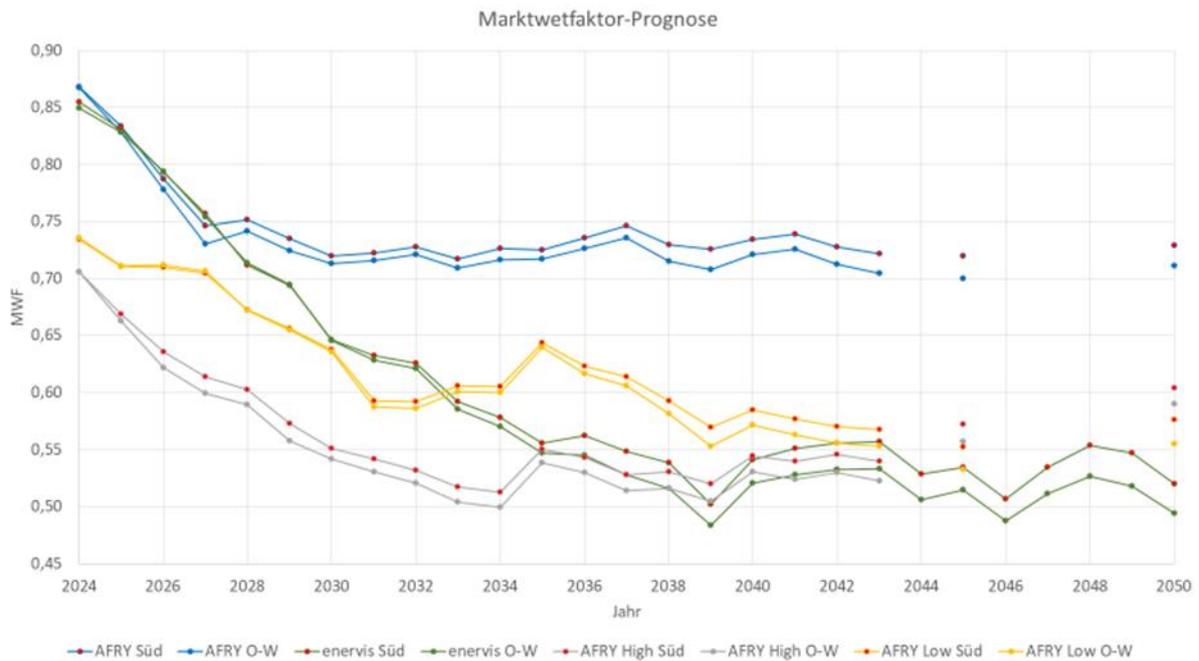


Abbildung 37: Jährlicher Marktwertfaktor
Quelle: Eigene Darstellung

Wenn man die berechneten jährlichen MWF aus dem Kapitel 5 vergleicht, dann liegt der höchste Wert der südlich ausgerichteten Anlage im Jahr 2024 bei 0,868. Dieser Wert berechnet sich auf Grundlage des AFRY-Central-Szenarios. Der niedrigste Wert liegt bei 0,706 und ist berechnet mit Hilfe des AFRY-High-Szenarios. Im Jahr 2050 liegen die Werte zwischen 0,729 (AFRY-Central-Szenario) und 0,52 (enervis-Spotpreisprognose).

Es ist zu beachten, dass die Spotmarktpreise, basierend auf den AFRY-Spotpreisprognosen für ein Szenario wie z.B. Central oder High, in den Berechnungen dieser Bachelorarbeit gemittelte Werte sind. AFRY hat für jedes Szenario fünf Prognosen auf Basis unterschiedlicher Wetterjahre erstellt.

Die Marktwertfaktoren der Süd und Ost-West ausgerichteten Anlagen wurde jeweils einzeln für diese Prognosen ausgerechnet und dann gemittelt. Je nach Wetterbedingungen können sich die jährlichen Marktwertfaktoren eines Szenarios um bis zu 15 % voneinander unterscheiden. Der tatsächliche Marktwertfaktor einer Photovoltaikanlage hängt aus diesem Grund vom realen Ertrag und dem Spotmarktpreis ab, welche durch das Wetter beeinflusst werden. Die berechneten Werte sind daher mit einer großen Unsicherheit behaftet und es wurden grobe Tendenzen berechnet, wie sich der Marktwertfaktor von Photovoltaikanlagen mit unterschiedlicher Ausrichtung auf Basis der bereitgestellten und unterschiedlich stark schwankenden Spotmarktpreise verhält. Diese Tendenzen wurden anschließend in der Sensitivitätsanalyse detailliert untersucht.

Um die täglichen und saisonalen Schwankungen der Spotmarktpreise auf die Marktwertfaktoren der beiden Ausrichtungen zu untersuchen, wurden die Spotmarktpreisprognosen manipuliert. Die Spotmarktpreise wurden dafür in den Wintermonaten oder zwischen 18 und 8 Uhr halbiert und verdoppelt. Eine Halbierung der Spotmarktpreise im Winter und zwischen 18 und 8 Uhr wirkt sich positiv auf die Marktwertfaktoren beider Anlagen aus. Im Vergleich zur Ausrichtung nach Süden hat die Ost-West-Ausrichtung einen positiveren Effekt bei einer Halbierung der Spotmarktpreise im Winter und einer Verdopplung der Spotmarktpreise zwischen 18 Uhr und 8 Uhr.

Es ist plausibel, dass der jährliche Marktwertfaktor von Photovoltaikanlagen geringer als 1 ist und dies voraussichtlich so bleiben wird. Grund dafür ist, dass Photovoltaikanlagen hauptsächlich zu Zeiten produzieren, in denen die Spotmarktpreise geringer sind als der base price. Zudem produzieren Photovoltaikanlagen im Sommer deutlich mehr Strom als im Winter, obwohl die Spotmarktpreise im Winter durchschnittlich höher sind als im Sommer.

6.2 Literaturvergleich

In Blume-Werry (2021, S. 3) wird ebenfalls der Marktwertfaktor-PV prognostiziert, wobei keine Unterscheidung zwischen Süd und Ost-West ausgerichteten Anlagen vorgenommen wird. Stattdessen werden MWF berechnet, die sich auf alle in Deutschland installierten PV-Anlagen beziehen. Die MWF-Prognose wird in Abbildung 38 dargestellt.

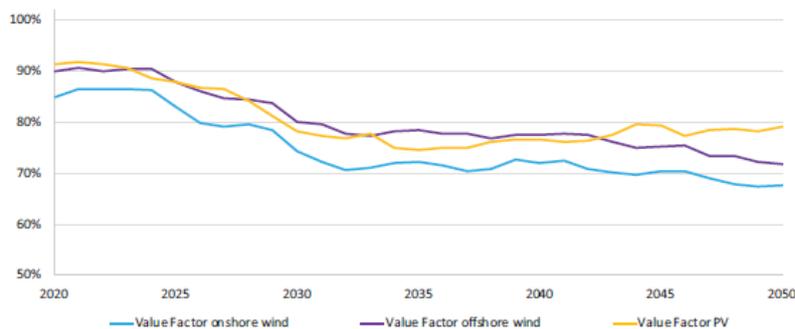


Abbildung 38: Value factors of wind and PV in Germany decline over time
Quelle: Blume-Werry et al. 2021, S. 3

Im Vergleich zur MWF-Prognose auf Basis des AFRY-Central-Szenarios, Abbildung 31, ist die MWF-PV Prognose, Abbildung 38, um circa 5 % höher. Die Kurve hat jedoch eine sehr ähnliche Form. Die MWF-Prognosen, basierend auf den anderen Spotpreiszeitreihen, sind jedoch deutlich niedriger. Allerdings muss angemerkt werden, dass die in dieser Bachelorarbeit und die von Blume-Werry (2021, S. 3) berechneten Prognosen einen starken Fall der Marktwertfaktoren-PV bis circa 2030 prognostizieren.

In einer Studie von Energie Brainpool aus dem Jahr 2015 wird ebenfalls wie in Blume-Werry (2021, S. 3) der Marktwertfaktor-PV prognostiziert. Zusätzlich zum Trend-Szenario wird im oberen Szenario von einem geringen Ausbau der regenerativen Energien und im unteren Szenario von einem hohen Ausbau der regenerativen Energien ausgegangen. Die Prognose bis 2020 zeigt, dass die Marktwertfaktoren im oberen Szenario auf 0,93, im Trend-Szenario auf 0,85 und im unteren Szenario auf 0,73 prognostiziert werden (Fernahl et al., 2015, S. 19). Interessant ist die starke Schwankung, abhängig vom Anteil der regenerativen Energien am Strommarkt.

Hirth (2015, S. 8) geht bei einem steigenden Anteil von Photovoltaikanlagen, wie in Abbildung 39 dargestellt, von einem noch stärkeren Verlust des Marktfaktors aus.

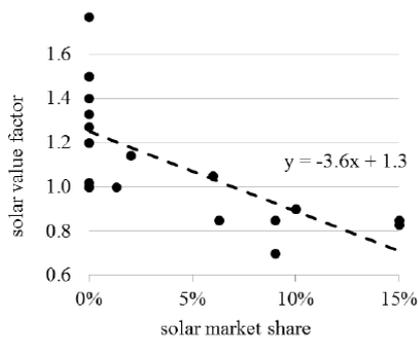


Abbildung 39: Verlust des Marktwertfaktors bei steigendem Marktanteil von Photovoltaikanlagen
 Quelle: Hirth, 2015, S. 8

Im Jahr 2022 machten Photovoltaikanlagen circa 24 % der Stromerzeugung in Deutschland aus, wie in Abbildung 6 dargestellt. Anhand der Trendfunktion in Abbildung 39 würde sich bei einem Marktanteil PV von 24 % ein MWF-PV von circa 0,4 ergeben. Es ist somit nicht unrealistisch, dass der MWF von Photovoltaikanlagen auf 0,5 fällt wie in der MWF-Berechnung, basierend auf der enervis-Spotpreisprognose.

In einer Kurzstudie von Fraunhofer ISE aus dem Jahr 2014 wurde der Marktwertfaktor von Photovoltaikanlagen für das Jahr 2030 prognostiziert. Es wurde dabei zwischen zwei Szenarien unterschieden. Im ersten Szenario, dem Trend-Szenario, wird angenommen, dass die Spotmarktpreisentwicklung und die Zubau Raten von regenerativen Energien gleichbleiben. Im zweiten Szenario wurden Photovoltaikanlagen mit Ost- oder West-Ausrichtung anstelle von Süd-Ausrichtung ausgebaut. Der Neigungswinkel aller Anlagen betrug 35°. Der MWF-PV im ersten Szenario betrug 0,87. Der MWF-PV im zweiten Szenario betrug 1,03 (Kreifels et al. 2014, S. 19).

Die Annahme, dass ein MWF im ersten Szenario im Jahr 2030 0,87 beträgt, erscheint, basierend auf den Berechnungen von Blume-Werry (2021, S.3), Hirth (2015, S. 8) und der Kurzstudie von Energie Brainpool, als zu hoch. Wenn die Anlage in Richtung Osten oder Westen in einem Neigungswinkel von 35° ausgerichtet ist, wird ein geringer Energieertrag erzielt und das solare Strahlungsangebot verringert sich auf circa 90 – 95 % (Quaschnig, 2020, S. 154). Durch einen steileren Neigungswinkel wird zu den Morgen- und Abendzeiten mehr Energie produziert, wodurch ein höherer MWF als bei einer Süd-Ausrichtung möglich ist. Da der MWF-PV im ersten Szenario eher zu hoch berechnet wurde, ist es wahrscheinlich, dass auch im zweiten Szenario der Wert zu hoch berechnet wurde.

Im Jahr 2014 verglich das Fraunhofer IWES im Rahmen einer Kurzstudie den MWF einer Photovoltaikanlage mit Süd- und einer Ost-West-Ausrichtung für das Jahr 2023. Die nach Süden ausgerichtete Anlage wurde mit einem Neigungswinkel von 30° aufgestellt, während die ost-westlich ausgerichtete Anlage einen Neigungswinkel von 15° aufwies.

Es wurden zwei verschiedene Spotmarktpreis-Prognosen für die Berechnung verwendet. In der ersten Prognose wurde angenommen, dass es keine hohen Spotmarktpreisspitzen gibt und ein flaches Profil vorliegt. In der zweiten Prognose fluktuiert der Spotmarktpreis deutlich stärker und es treten teilweise hohe Strompreisspitzen auf. Die Unterschiede des Marktwertfaktors zwischen den Ausrichtungen sind sehr gering. Der Marktwertfaktor der Ost-West-Ausrichtung ist, basierend auf dem ersten Szenario, 2023 durchschnittlich höher. Im zweiten Szenario liegt der durchschnittliche MWF der Süd-Ausrichtung höher als der der Ost-West-Ausrichtung (Gerlach & Pape, 2015, S. 16-17).

7 Zusammenfassung

Für diese Bachelorarbeit wurden die Marktwertfaktoren für eine nach Süden ausgerichtete sowie für eine Ost-West ausgerichtete Photovoltaikanlage anhand mehrerer Spotpreisprognosen untersucht. Auch zukünftig werden Marktwertfaktoren von unter 1 sowohl für die nach Süden ausgerichtete als auch für die Ost-West ausgerichtete Anlage prognostiziert. Das bedeutet, dass die erzielten Spotmarkterlöse am Day-Ahead Markt teilweise deutlich unterhalb des durchschnittlichen Spotmarktpreises liegen.

Abhängig von der verwendeten Spotpreisprognose berechnen sich für die jährlichen Marktwertfaktoren bis 2050 Werte zwischen 0,5 und 0,8. Der Marktwertfaktor wird langfristig bei allen Spotpreisprognosen für die nach Süden ausgerichtete Photovoltaikanlage 2 – 3 % höher liegen als für die Ost-West ausgerichtete Anlage.

Ursprünglich wurde angenommen, dass die Ost-West ausgerichtete Anlage höhere Marktwertfaktoren hat, da Photovoltaikanlagen mit dieser Ausrichtung in den Morgen- und Abendstunden mehr Strom produzieren und dadurch höhere Erlöse am Spotmarkt erzielen können. Eine genaue Untersuchung der Erzeugungsprofile zweier Anlagen, eine mit Süd- und eine mit Ost-West-Ausrichtung, kann dies nur teilweise bestätigen. In den Sommermonaten trifft diese Annahme zu, wenn man die produzierte Energie pro installierte Leistung vergleicht. Dadurch hat die Ost-West-Ausrichtung im Sommer in einer monatlichen MWF-Auflösung höhere Marktwertfaktoren als die Süd-Ausrichtung. Im Winter erzeugt die südlich ausgerichtete Anlage deutlich mehr Energie pro installierte Leistung und aufgrund eines anders verlaufenden täglichen Spotpreises im Winter erreicht die südlich ausgerichtete Anlage einen höheren Marktwertfaktoren als die Ost-West ausgerichtete Anlage.

Die südlich ausgerichtete Anlage kann die schlechteren Marktwertfaktoren des Sommers, im Vergleich zur Ost-West ausgerichteten Anlage nach dieser Simulation durch die höheren Marktwertfaktoren während der Wintermonate ausgleichen. Auf diese Weise hat sie jährlich einen etwas höheren Marktwertfaktor.

Die berechneten Werte sind mit einer großen Unsicherheit behaftet, da der tatsächliche Energieertrag einer Photovoltaikanlage von den meteorologischen Bedingungen abhängt. Auch der reale Spotpreis hängt von politischen und meteorologischen Faktoren ab, die oft kaum prognostizierbar sind.

Vergleicht man die Ergebnisse dieser Bachelorarbeit mit den zuvor in Kapitel 7.1 diskutierten Ergebnissen aus der Literatur, so scheint es wahrscheinlich, dass bei weiterem Zubau volatiler regenerativen Energien der MWF von Photovoltaikanlagen weiter sinken und zwischen 0,8 und 0,4 schwanken wird (Blume-Werry et al., 2021, S. 3; Hirth, 2015, S. 8).

Die Frage, ob eine Ost-West-Ausrichtung höhere Marktwertfaktoren erzielt als eine Süd-Ausrichtung, wird in der Literatur teilweise unterschiedlich bewertet. In einer Kurzstudie von Energie Brainpool aus dem Jahr 2014 wird für das Jahr 2030 bei einem starken Zubau von Anlagen mit Ost-West-Ausrichtung ein deutlich höherer MWF-PV berechnet (Fernahl et al., 2015, S. 19).

Eine Kurzstudie des Fraunhofer IWES aus dem Jahr 2015 kommt je nach verwendeter Spotpreisprognose zu einem anderen Ergebnis. Bei einem wenig fluktuierenden Spotmarktpreis wird ein höherer MWF für eine Ost-West ausgerichtete Anlage berechnet. Bei einem stärker fluktuierenden Spotmarktpreis errechnet sich für die Anlage mit Süd-Ausrichtung ein höherer MWF als für die Anlage mit Ost-West-Ausrichtung.

Es ist zu beachten, dass in beiden Studien ein steilerer Neigungswinkel der Module in Ost-West-Richtung angenommen wurde als in den Berechnungen dieser Bachelorarbeit, was zu einer höheren

Stromproduktion in den Morgen- und Abendstunden und einer geringeren Stromproduktion in den Mittagsstunden führte.

7.1 Ausblick

Basierend auf den Ergebnissen dieser Bachelorarbeit ergeben sich weitere interessante Fragestellungen.

Die beiden zuvor genannten Kurzstudien verwendeten verschiedene Neigungswinkel für Photovoltaikanlagen. Eine Veränderung des Neigungswinkels von z.B. 90°, wie bei Agri-PV, wird vermutlich zu einer Abweichung des Marktwertfaktors führen. Dies könnte daher eine interessante Fragestellung sein. Genauso könnten andere Neigungswinkel für zukünftige Untersuchung relevant sein.

Ein weiterer Aspekt, der im Rahmen dieser Bachelorarbeit nicht berücksichtigt werden konnte, ist der, dass aufgrund des höheren Flächennutzungsfaktors von Ost-West ausgerichteten Anlagen, deutlich mehr Leistung pro Quadratmeter installiert werden kann als bei südlich ausgerichteten Anlagen. Gerade in Bezug auf die Vollkostenanalyse können der Marktwertfaktor und die installierte Leistung pro Quadratmeter ausschlaggebend sein. Dies könnte ebenfalls eine Fragestellung für weitere Untersuchungen werden.

Literaturverzeichnis

Black & Veath (Hg.) (2021): Independent Review of pvDesign Software. Online verfügbar unter <https://go.ratedpower.com/reports/bv-pvsyst>, zuletzt geprüft am 06.12.2023.

Blume-Werry, Eike; Huber, Claus; Resch, Gustav; Haas, Reinhardt; Everts, Martin (2021): Value factors, capture prices and cannibalism: nightmares for renewable energy decision-makers. In: *Journal of World Energy Law & Business* (14), Artikel 4, S. 231–247. DOI: 10.1093/jwelb/jwab027.

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2023): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Online verfügbar unter https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html, zuletzt geprüft am 06.12.2023.

Clò, Stefano; Cataldi, Alessandra; Zoppoli, Pietro (2015): The merit-order effect in the Italian power market: The impact of solar and wind generation on national wholesale electricity prices. In: *Energy Policy* 77 (77), S. 79–88. DOI: 10.1016/j.enpol.2014.11.038.

EEG, vom 01.04.2000 (2000): Erneuerbare-Energien-Gesetz. Online verfügbar unter https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/2021-05/5-EEG_2000_BGBI-I-305.pdf, zuletzt geprüft am 05.12.2023.

EEG, vom 21.07.2004 (2004): Erneuerbare-Energien-Gesetz. Online verfügbar unter https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/2021-05/8-Gesetzestext_BGBI-I-2004-1918.pdf, zuletzt geprüft am 05.12.2023.

EEG, vom 25.10.2008 (2009): Erneuerbare-Energien-Gesetz. Online verfügbar unter https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/EEG_2009_Urfassung_juris_0.pdf, zuletzt geprüft am 05.12.2023.

EEG, vom 17.08.2012 (2012): Erneuerbare-Energien-Gesetz. Online verfügbar unter https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/EEG2012_juris_120817.pdf, zuletzt geprüft am 05.12.2023.

EEG, vom 22.12.2017 (2017): Erneuerbare-Energien-Gesetz. Online verfügbar unter https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/EEG_2017_161222_1.pdf, zuletzt geprüft am 05.12.2023.

EEG, vom 26.07.2023 (2023): Erneuerbare-Energien-Gesetz. Online verfügbar unter <https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/2023-10/20230726.pdf>, zuletzt geprüft am 05.12.2023.

Fernahl, Alexander; Götz, Philipp; Henkel, Johannes; Lenck, Thorsten (2015): Ermittlung des Marktwertes der deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken. Energie Brainpool. Online verfügbar unter https://www.netztransparenz.de/xsproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/erneuerbare%20energien%20und%20umlagen/eeg-umlage/mittelfristprognosen/mittelfristprognose%20vorjahre/2016-2020/20151006_abschlussbericht_mwf_energy_brainpool.pdf, zuletzt geprüft am 06.12.2023.

Gerlach, Ann-Katrin; Pape, Carsten (2015): Abschätzung der Ökonomischen Wirkung einer Verteilung von Wind- und PV-Anlagen über Deutschland im Rahmen der „Selbstvermarktung“. Fraunhofer IWES. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_In

stitutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/KurzStud_Fraunhofer_IWES_Verteilung_EEG-Anlagen.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 04.12.2023.

Hirth, Lion (2013): The market value of variable renewables. In: *Energy Economics* (38), S. 218–236. DOI: 10.1016/j.eneco.2013.02.004.

Hirth, Lion (2015): Market value of solar power: Is photovoltaics cost-competitive? In: *IET Renewable Power Generation* (9), Artikel 1, S. 37–45. DOI: 10.1049/iet-rpg.2014.0101.

Hook, Sandra (2019): Einführung in die regenerative Energiewirtschaft // Einführung in die Regenerative Energiewirtschaft. Wiesbaden: Springer VS; Springer Fachmedien Wiesbaden.

Huawei: Datenblatt SUN2000-330KTL-H1. Online verfügbar unter https://solar.huawei.com/download?p=%2f-%2fmedia%2fSolarV4%2fsolar-version%2feurope%2fde%2fprofessionals%2fall-products%2fsmart-micro-grid%2fsmart-pv-controller%2fdatasheet%2fHUAWEI_Datenblatt_SUN2000_330KTL_H1_20230808.pdf, zuletzt geprüft am 07.12.2023.

Joskow, Paul L. (2011): Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generating Technologies. In: *American Economic Review* 101 (3), S. 238–241. DOI: 10.1257/aer.101.3.238.

Konstantin, Panos; Konstantin, Margarete (2023): Praxisbuch Energiewirtschaft. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.

Kreifels, Niklas; Killinger, Sven; Mayer, Johannes (2014): Effekte regional verteilter sowie Ost-/West-ausgerichteter Solarstromanlagen. Fraunhofer ISE. Online verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2014/Ost-West-Solaranlagen/Agora_Effekte_regional_verteliter_sowie_Ost_-West-ausgerichteter_Solarstromanlagen_web.pdf, zuletzt geprüft am 04.12.2023.

Linow, Sven (2019): Energie – Klima – Ressourcen. München: Carl Hanser Verlag GmbH & Co. KG.

Longi Green Technology (2023): Datenblatt Hi-MO 5m LR5-72HPH 540-560M. Online verfügbar unter https://static.longi.com/Hi_MO_5_LR_5_72_HBD_535_555_M_35_30_and_15_G2_V16_413169f990.pdf, zuletzt geprüft am 07.12.2023.

López Prol, Javier; Steininger, Karl W.; Zilberman, David (2020): The cannibalization effect of wind and solar in the California wholesale electricity market. In: *Energy Economics* 85, S. 104552. DOI: 10.1016/j.eneco.2019.104552.

Löschel, Andreas; Rübhelke, Dirk; Ströbele, Wolfgang; Pfaffenberger, Wolfgang; Heuterkes, Michael (2020): Energiewirtschaft: De Gruyter.

Mertens, Konrad (2022): Photovoltaik. München: Carl Hanser Verlag GmbH & Co. KG.

Miera, Gonzalo Sáenz de; Del Río González, Pablo; Vizcaíno, Ignacio (2008): Analysing the impact of renewable electricity support schemes on power prices: The case of wind electricity in Spain. In: *Energy Policy* (36), Artikel 9, S. 3345–3359. DOI: 10.1016/j.enpol.2008.04.022.

Netztransparenz (2023). Online verfügbar unter [https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-](https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/Transparenzanforderungen/Marktpr%C3%A4mie/Marktwert%C3%BCbersicht)

[Umlagen/EEG/Transparenzanforderungen/Marktpr%C3%A4mie/Marktwert%C3%BCbersicht](https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/Transparenzanforderungen/Marktpr%C3%A4mie/Marktwert%C3%BCbersicht), zuletzt aktualisiert am 4. Dezember.

Quaschnig, Volker (2019): Regenerative Energiesysteme. München: Carl Hanser Verlag GmbH & Co. KG.

Quaschnig, Volker (2020): Erneuerbare Energien und Klimaschutz. München: Carl Hanser Verlag GmbH & Co. KG.

sonnenverlauf (2023). Online verfügbar unter <https://www.sonnenverlauf.de/#/53.7999,9.2084,13/2023.12.21/12:21/1/3>, zuletzt aktualisiert am 04.12.2023.

StrEG, vom 07.12.1900 (1900): Stromeinspeisegesetz. Online verfügbar unter <https://www.bing.com/ck/a?!&&p=61625b03f17c0eabJmltdHM9MTcwMTgyMDgwMCZpZ3VpZD0xNGIxZmQxOC0wNzk3LTZjNGUtMWM0Yi1lZTQxMDY1YjZkMjAmaW5zaWQ9NTE5NA&ptn=3&ver=2&hsh=3&fclid=14b1fd18-0797-6c4e-1c4b-ee41065b6d20&psq=Stromeinspeisegestz+1990+pdf&u=a1aHR0cHM6Ly93d3cuZWVnLW5hdmlnYXRvci5kZS9maWx1YWRTaW4vdXNlc191cGxvYWQvZG93bmxxvYWRzL0VFR3MvU3Ryb21laW5zcGVpc2VnZXNldHoucGRm&ntb=1>, zuletzt geprüft am 05.12.2023.

Wagner, Andreas (2015): Photovoltaik Engineering. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.

Watter, Holger (2019): Regenerative Energiesysteme. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden.

Wawer, Tim (2022): Elektrizitätswirtschaft. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden.

Wesselak, Viktor; Schabbach, Thomas; Link, Thomas; Fischer, Joachim (2013): Regenerative Energietechnik. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.

Wesselak, Viktor; Voswinckel, Sebastian (2016): Photovoltaik – Wie Sonne zu Strom wird. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.

Wirth, Harry (2023): Aktuelle Fakte zur Photovoltaik in Deutschland. Fraunhofer ISE. Online verfügbar unter <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>, zuletzt geprüft am 04.12.2023.

Zipp, Alexander (2017): The marketability of variable renewable energy in liberalized electricity markets – An empirical analysis. In: *Renewable Energy* 113, S. 1111–1121. DOI: 10.1016/j.renene.2017.06.072.

Anhang

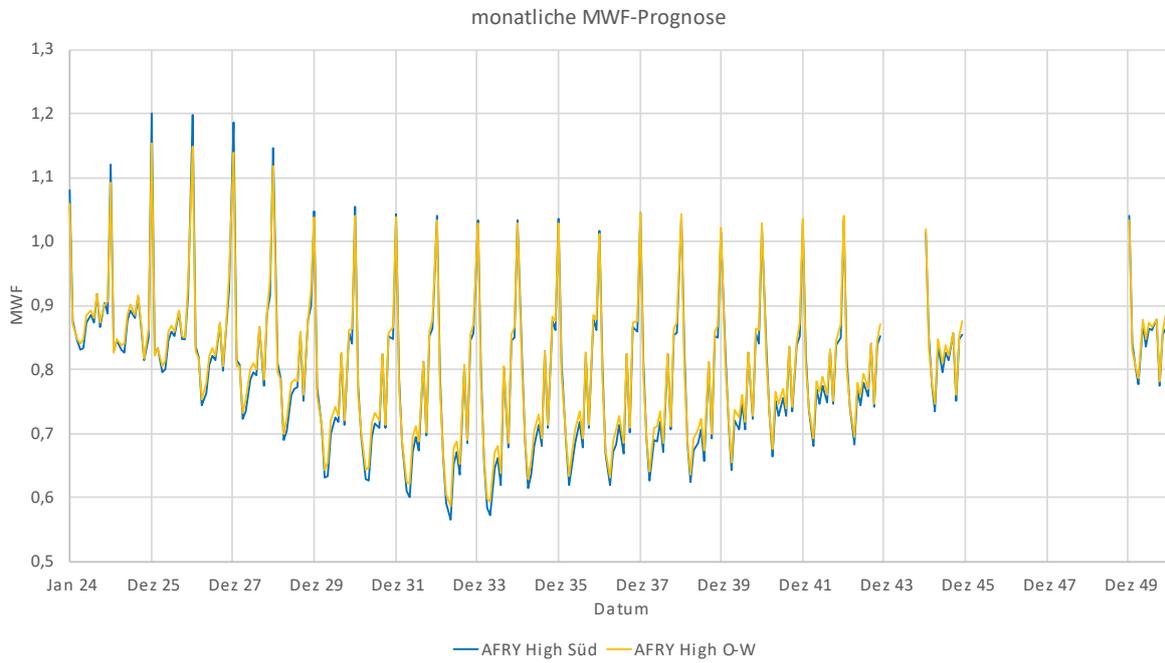
Anhangsverzeichnis

Anhang 1: Marktwertfaktor Berechnung.....	49
Anhang 1.1: Monatlicher Marktwertfaktor AFRY High	49
Anhang 1.2: Monatlicher Marktwertfaktor AFRY Low	49
Anhang 1.3: Durchschnittlicher Spotmarktpreis AFRY und Einspeiseprofil der Südausrichtung im Januar	50
Anhang 2: Sensitivitätsanalyse.....	50
Anhang 2.1: Sensitivitätsanalyse AFRY High.....	50
Anhang 2.2: Sensitivitätsanalyse AFRY Low	51
Anhang 2.3: Sensitivitätsanalyse enervis.....	51
Anhang 2.4: Differenzbetrachtung AFRY High	52
Anhang 2.5: Differenzbetrachtung AFRY Low.....	52
Anhang 2.6 Differenz enervis	53

Anhang 1: Marktwertfaktor Berechnung

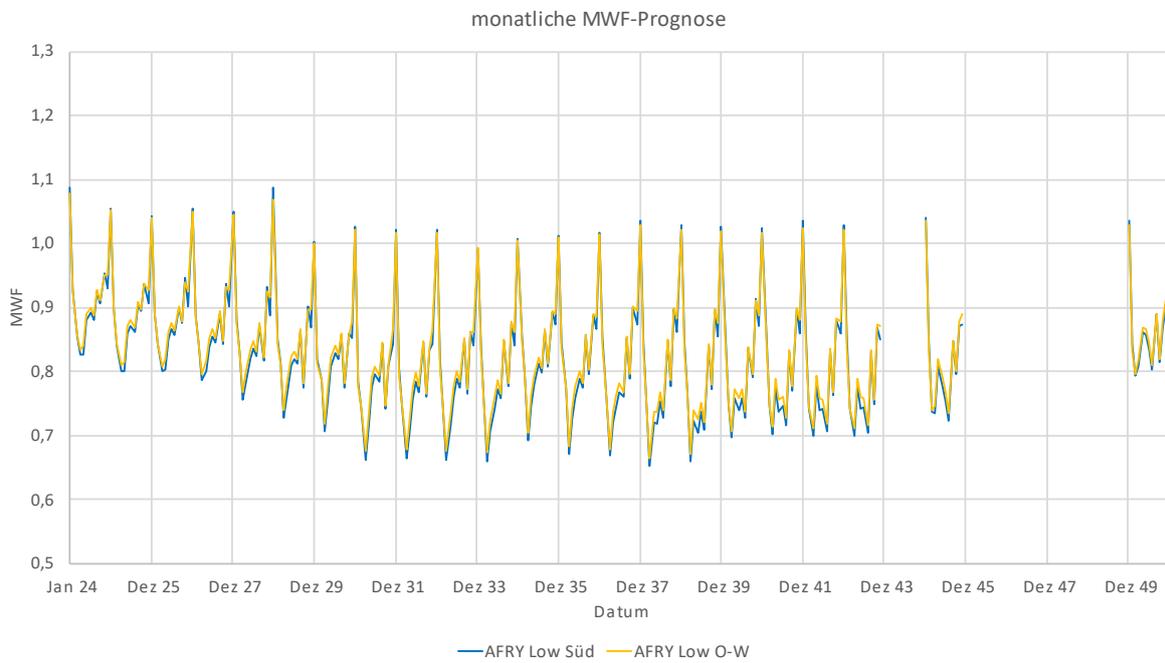
Anhang 1.1: Monatlicher Marktwertfaktor AFRY High

Quelle: Eigene Darstellung

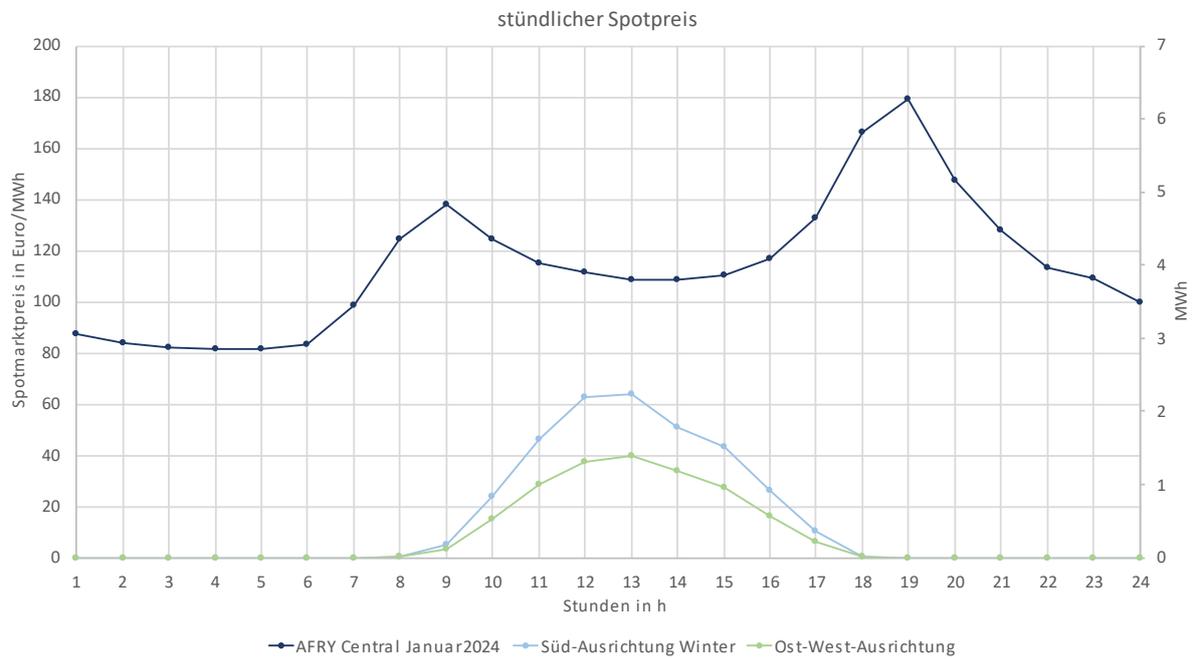


Anhang 1.2: Monatlicher Marktwertfaktor AFRY Low

Quelle: Eigene Darstellung



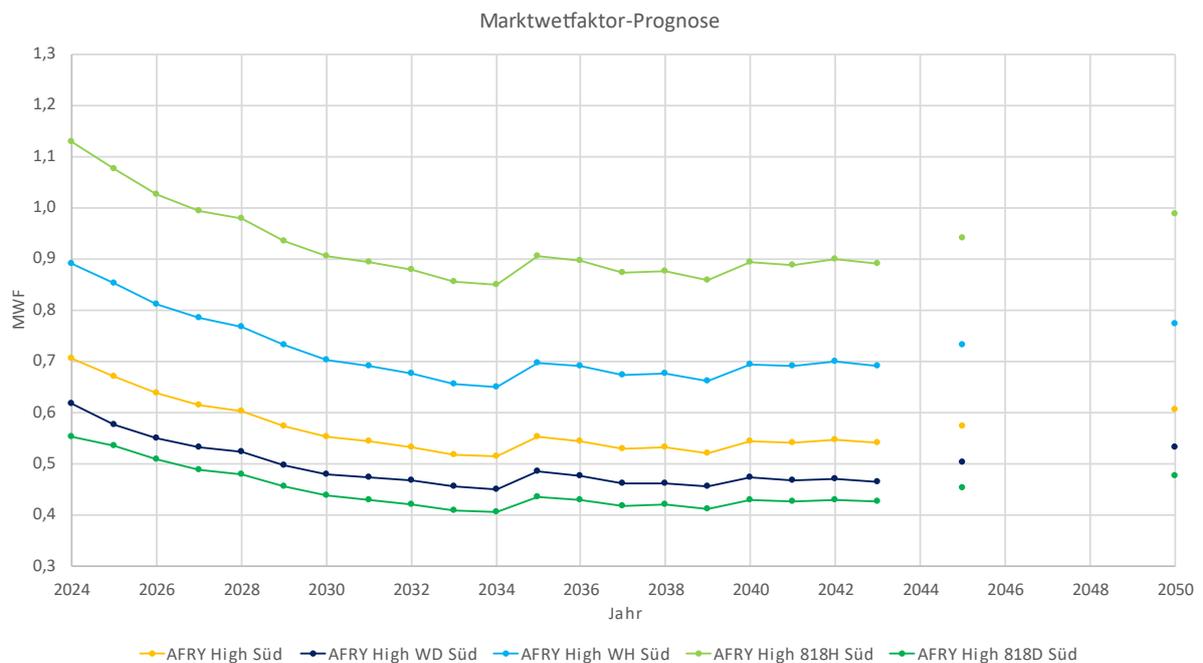
Anhang 1.3: Durchschnittlicher Spotmarktpreis AFRY und Einspeiseprofil der Südausrichtung im Januar
 Quelle: Eigene Darstellung



Anhang 2: Sensitivitätsanalyse

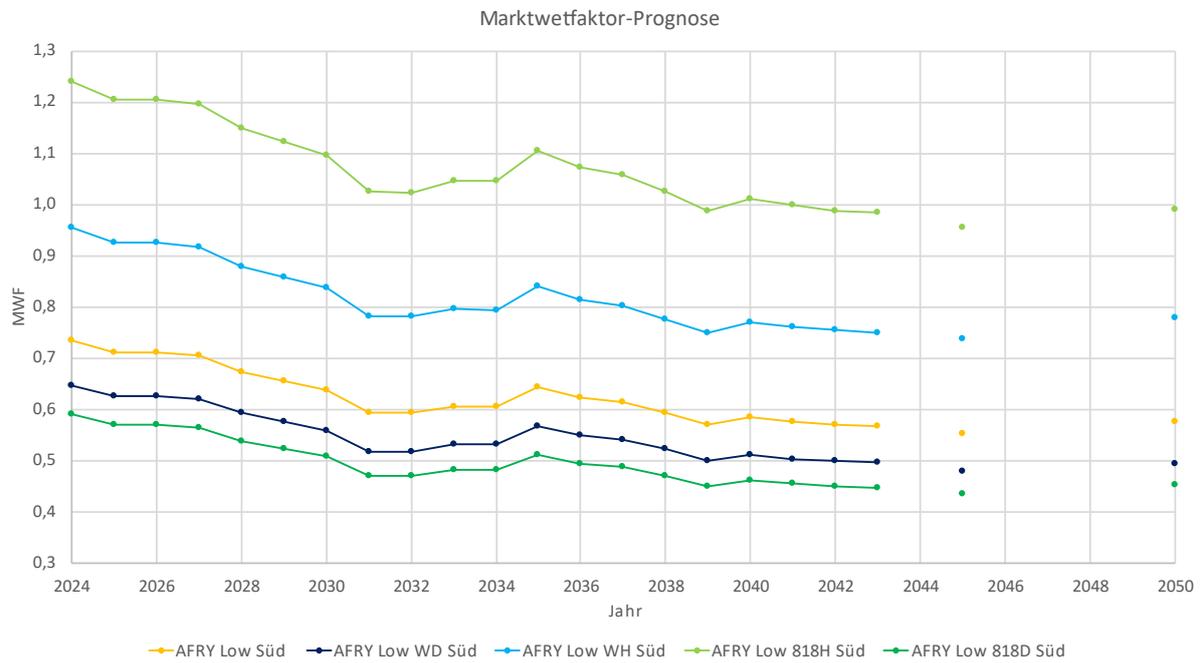
Anhang 2.1: Sensitivitätsanalyse AFRY High

Quelle: Eigene Darstellung



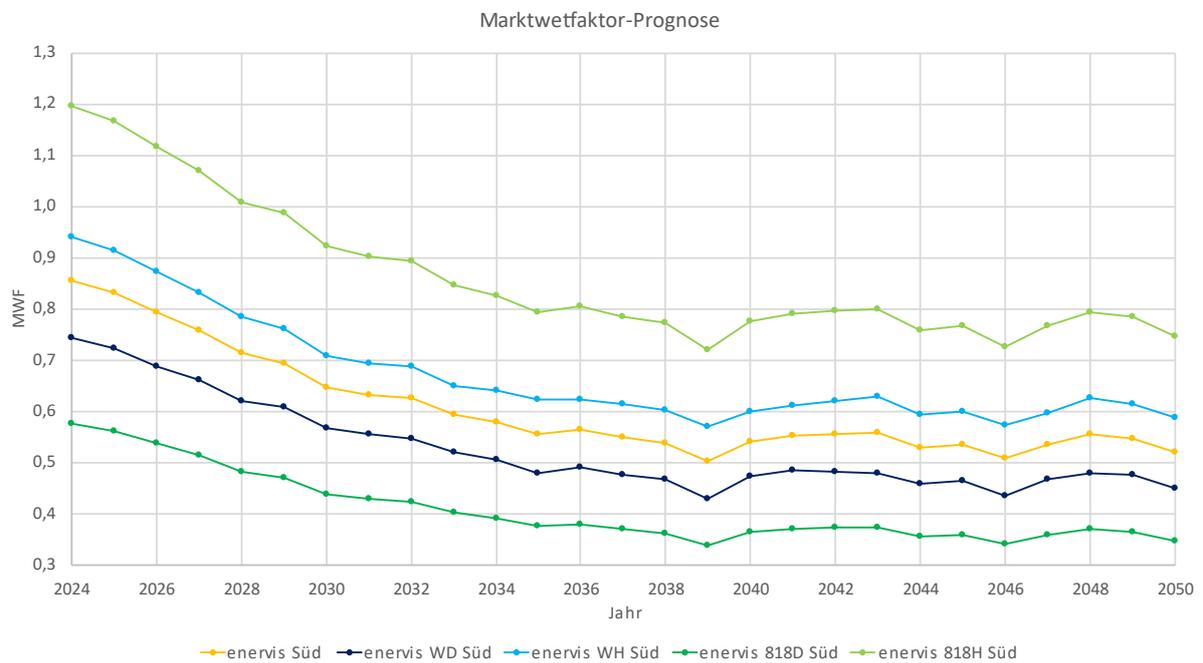
Anhang 2.2: Sensitivitätsanalyse AFRY Low

Quelle: Eigene Darstellung



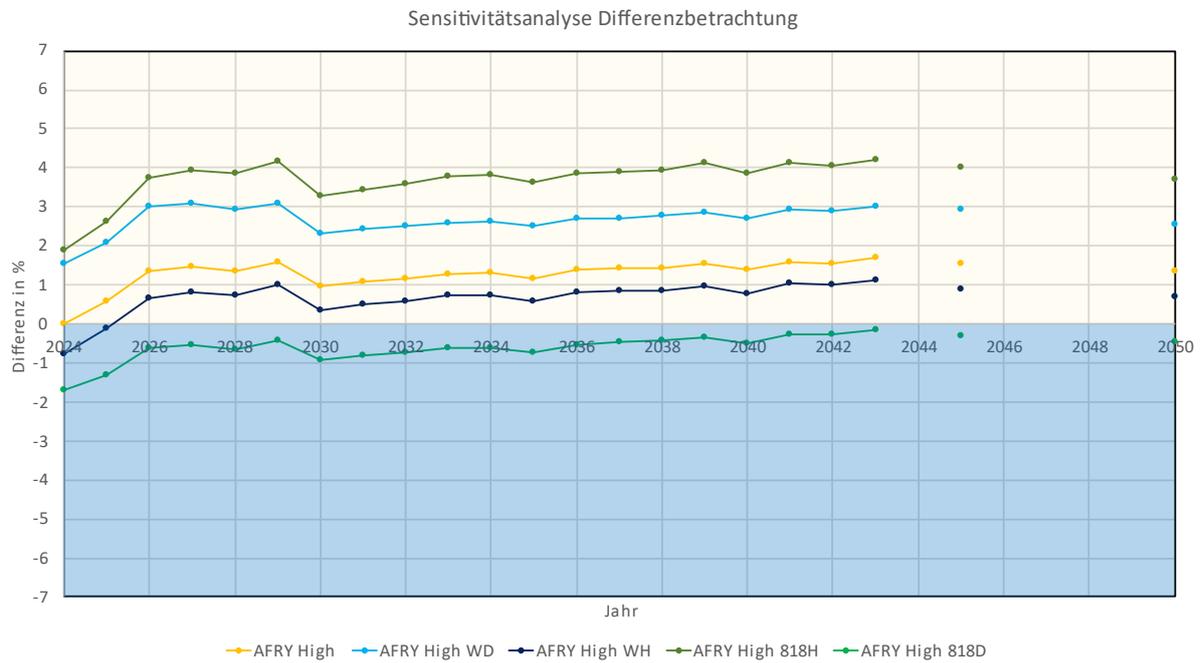
Anhang 2.3: Sensitivitätsanalyse enervis

Quelle: Eigene Darstellung



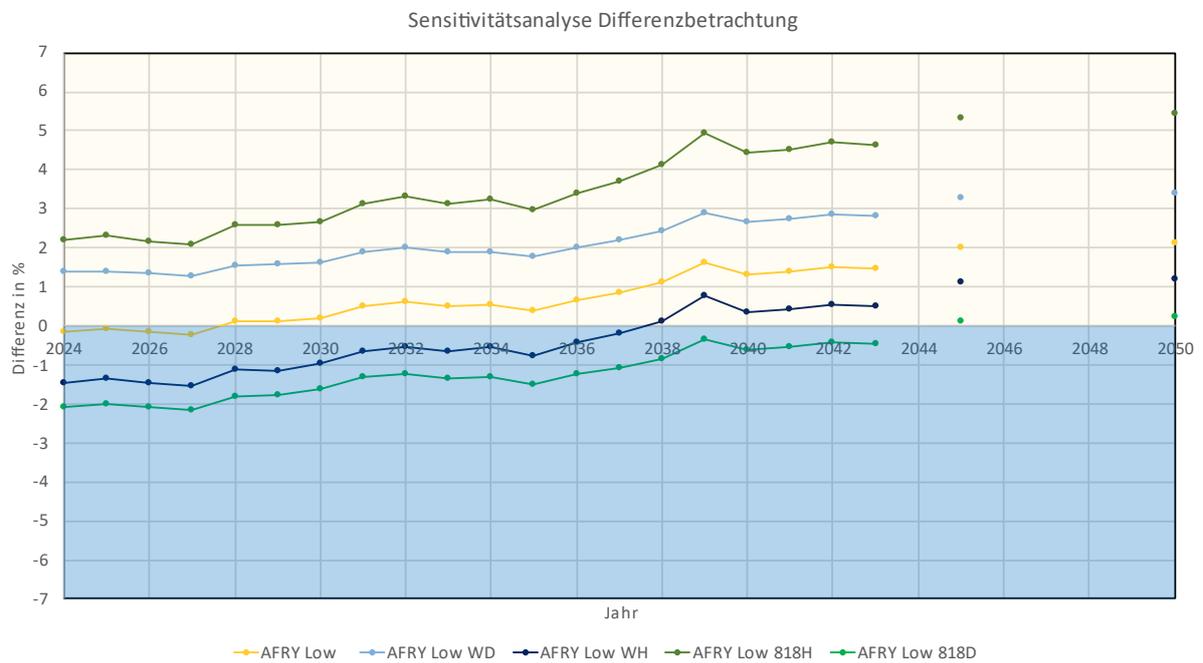
Anhang 2.4: Differenzbetrachtung AFRY High

Quelle: Eigene Darstellung



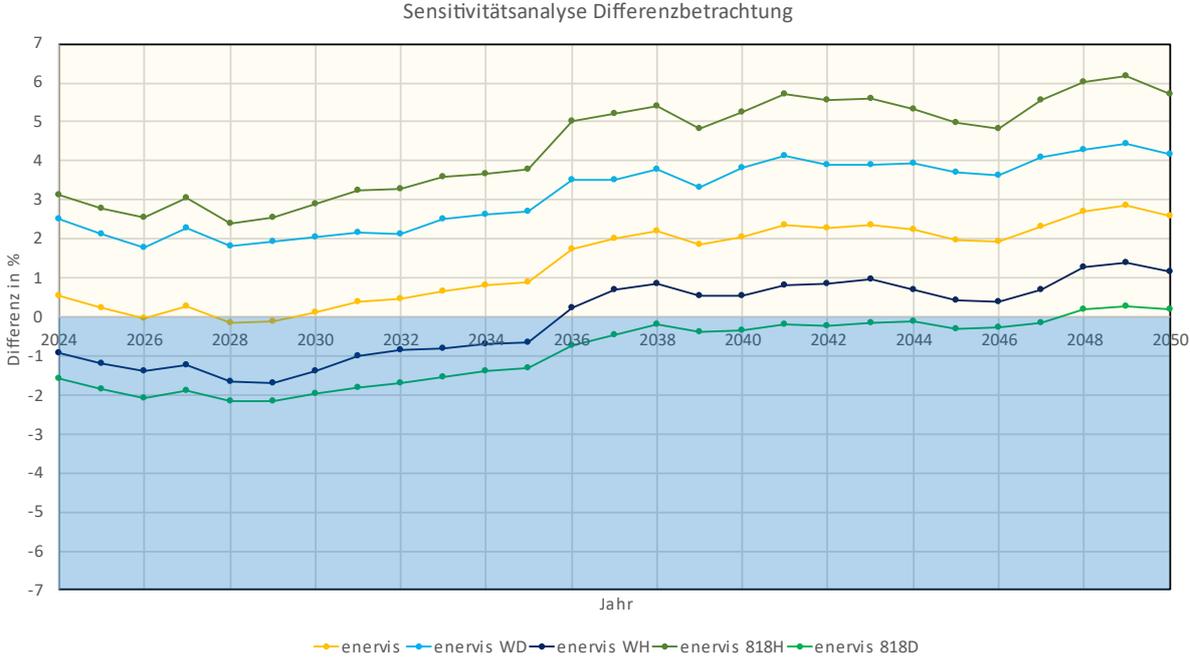
Anhang 2.5: Differenzbetrachtung AFRY Low

Quelle: Eigene Darstellung



Anhang 2.6 Differenz enervis

Quelle: Eigene Darstellung



Eigenständigkeitserklärung

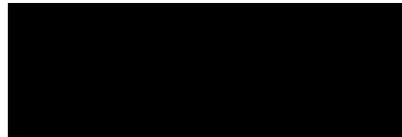
Hiermit versichere ich, dass ich die vorliegende Bachelorarbeit mit dem Titel:

Der Marktwertfaktor von Photovoltaikanlagen: Ein Vergleich von süd und ost-west ausgerichteten Anlagen in Deutschland

selbständig und nur mit den angegebenen Hilfsmitteln verfasst habe. Alle Passagen, die ich wörtlich aus der Literatur oder aus anderen Quellen wie z. B. Internetseiten übernommen habe, habe ich deutlich als Zitat mit Angabe der Quelle kenntlich gemacht.

08.12.2023

Datum



Unterschrift