

Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg
Fakultät Life Sciences

Simulationen zur Ertragsoptimierung einer einachsigen nachgeführten Photovoltaikanlage

Bachelorarbeit
im Studiengang Umwelttechnik

vorgelegt von

Elena Steffens

Matrikelnummer XXXXXXXXXX

Hamburg
am 15. Mai 2018

Erstgutachter: Prof. Dr. Heiner Kühle (HAW Hamburg)
Zweitgutachter: Dipl. Ing. Kenneth Heidecke (greentech services GmbH)

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	I
Abbildungsverzeichnis	III
Tabellenverzeichnis	V
1 Einleitung	1
2 Grundlagen	3
2.1 Relevante Winkel in der Solartechnik	3
2.2 Diffuse und direkte Sonnenstrahlung	4
2.3 Verschattung von PV-Modulen	5
2.3.1 Verschattungsarten	5
2.3.2 Auswirkungen von Verschattung auf PV-Module	7
2.3.3 Minimierung von Verschattungsverlusten	9
2.4 Gestellsysteme von Freiflächenanlagen	11
2.4.1 Starre PV-Anlagen	11
2.4.2 Nachführsysteme	12
2.4.3 Backtracking	16
2.5 Beschreibung der PV-Anlage	17
3 Simulationen	19
3.1 Parameter und Unsicherheiten der Simulationen	19
3.1.1 Simulationsalgorithmen	19
3.1.2 Verlustparameter	20
3.1.3 Verschattungssituation	22
3.1.4 Meteorologische Datenquelle	31
3.2 Verifizierung der Simulationen	33
3.2.1 Vorüberlegungen	33
3.2.2 Gegenüberstellung der Ergebnisse	34
3.2.3 Bewertung	36

3.3	Vergleich der Simulationsvarianten	38
3.3.1	Vorstellung der Simulationsvarianten	38
3.3.2	Verbrauch des Nachführsystems.....	39
3.3.3	Vergleich der Simulationen bis zum 20. März und ab dem 23. September	43
3.3.3.1	Gegenüberstellung der Simulationsergebnisse.....	43
3.3.3.2	Bewertung	45
3.3.4	Vergleich der Simulationen vom 21. März bis zum 22. September	47
3.3.4.1	Gegenüberstellung der Simulationsergebnisse.....	47
3.3.4.2	Bewertung	48
3.4	Entwicklung einer ertragsoptimierenden Nachführmethode	49
4	Empfehlungen und Ausblick.....	55
5	Zusammenfassung	59
6	Literaturverzeichnis	60
Anhang	A - 1

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Winkelbezeichnung in der Solartechnik (Haselhuhn 2012:Kapitel 2:17)	3
Abbildung 2: Die Sonnenbahndiagramm für den 49. Breitengrad (auf Grundlage von Mertens 2015:53)	3
Abbildung 3: Entstehung der Globalstrahlung (Mertens 2015:44)	4
Abbildung 4: Entstehung von Kernschatten (Mertens 2015:290, nach Haselhuhn 2012)	6
Abbildung 5: Mindestabstand d_{min} zur Vermeidung von Eigenverschattungen (Mertens 2015:291)	7
Abbildung 6: Auswirkung der Teilverschattung einer Zelle bei Parallelschaltung (Mertens 2015:159)	8
Abbildung 7: Auswirkung der Teilverschattung einer Zelle bei Reihenschaltung (Mertens 2015:161)	9
Abbildung 8: Anordnung von geneigten PV-Modulen bei Schnee (Haselhuhn 2012:Kapitel 4:7)	10
Abbildung 9: Jahressummen der Globalstrahlung in kWh/(m ² ·a) auf verschieden orientierte Empfangsflächen in Berlin (Haselhuhn 2012:Kapitel 2:21).....	11
Abbildung 10: Verschiedene Nachführmöglichkeiten (Haselhuhn 2012:Kapitel 8:97)	13
Abbildung 11: Erträge einer starren und nachgeführten Photovoltaikanlage an zwei verschiedenen Tagen (Mertens 2015:59).....	14
Abbildung 12: Funktionsweise eines Backtracking-Algorithmus (Haselhuhn 2012:Kapitel 8:100)	16
Abbildung 13: PV-Anlage in Niederbayern (Google Earth Pro 2018)	17
Abbildung 14: Horizontlinie abgebildet in dem Sonnenbahndiagramm für den Anlagenstandort mit PVsyst (2018)	22
Abbildung 15: Baumreihe östlich der PV-Anlage (Google Earth Pro 2018).....	24
Abbildung 16: Messung der Schattenlängen der Bäume im Osten der PV-Anlage mit Google Earth Pro (2018).....	25
Abbildung 17: Messung des Abstands der östlichen Baumreihe zu der PV-Anlage mit Google Earth Pro (2018).....	27

Abbildung 18: Verschattungsszene der PV-Anlage in Niederbayern abgebildet mit PVsyst (2018).....	28
Abbildung 19: Darstellung von Verschattungen auf PV-Modulen in PVsyst (2018)	29
Abbildung 20: Inkorrekten Stringverschaltung der PV-Anlage in PVsyst (2018)...	30
Abbildung 21: Monatliche meteorologische Daten der PV-Anlage (Darstellung in PVsyst (2018) mit Daten von meteonorm 7.1).....	32
Abbildung 22: Vergleich des spezifischen Gesamtertrags der Simulationen V0 bis V2 vom 01. Januar bis zum 20. März und vom 23. September bis zum 31. Dezember	44
Abbildung 23: Vergleich des spezifischen Gesamtertrags der Simulationen V0 und V1 vom 21. März bis zum 22. September.....	47
Abbildung 24: Prognostizierte spezifische Jahreserträge der Jahre 2019 bis 2027	53
Abbildung 25: Messung der Schattenlängen der Bäume im Nordosten der PV-Anlage mit Hilfe von Google Earth Pro (2018).....	A - 5
Abbildung 26: Messung der Schattenlängen der Büsche im Westen der PV-Anlage mit Hilfe von Google Earth Pro (2018).....	A - 6
Abbildung 27: Messung der Schattenlängen der Büsche im Nordwesten der PV-Anlage mit Hilfe von Google Earth Pro (2018).....	A - 7

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Verlustfaktoren der PV-Anlage	20
Tabelle 2: Höhen und Schattenlängen der Bäume östlich der PV-Anlage	25
Tabelle 3: Spezifischer Ertrag der PV-Anlage des Jahres 2017.....	35
Tabelle 4: Vergleich der spezifischen Erträge des Einspeisezählers mit den prognostizierten Erträgen des Jahres 2017.....	35
Tabelle 5: Vergleich der Globalstrahlungssummen auf die Horizontale des Anlagenstandortes des Jahres 2017	36
Tabelle 6: Positionen des Nachführsystems und der Sonnenazimut, ab dem die Position idealerweise eingenommen wird	41
Tabelle 7: Vergleich der spezifischen Monatserträge der Simulationen V0 bis V2... ..	44
Tabelle 8: Vergleich der spezifischen Monatserträge der Simulationen V0 und V1	48
Tabelle 9: Vergleich der spezifischen Wochenenerträge der Simulationen V0, V1 und V2.....	51
Tabelle 10: Vergleich der spezifischen Erträge der aktuellen und der optimierten Nachführmethode für das Jahr 2018	52
Tabelle 11: Spezifische Jahreserträge der Simulationen mit der aktuellen und optimierten Nachführmethode	53
Tabelle 12: Prognostizierte Ertrags- und Gewinnsteigerung durch die optimierte Nachführmethode bis zum Ende der Betriebslaufzeit der PV-Anlage	54
Tabelle 13: Höhen und Schattenlängen der Bäume nordöstlich der PV-Anlage	A - 5
Tabelle 14: Höhen und Schattenlängen der Büsche westlich der PV-Anlage ...	A - 6
Tabelle 15: Höhen und Schattenlängen der Büsche nordwestlich der PV-Anlage	A - 8

1 Einleitung

Der Ertrag einer Photovoltaikanlage (PV-Anlage) ist maßgeblich von der Einstrahlungssumme abhängig, die auf die Solarzellen der Module trifft. Je senkrechter die Sonnenstrahlen auf die Module treffen, desto höher ist die Einstrahlungssumme und desto mehr Einstrahlung wird in elektrische Energie umgewandelt.

Um die Einstrahlwinkel zu optimieren, wurde eine PV-Freiflächenanlage in Niederbayern mit einem einachsigen Nachführsystem ausgestattet, das die PV-Module dem Verlauf der Sonne nachführt. Das Gestellsystem richtet die Modultische nach dem Sonnenazimut aus, während der Neigungswinkel unverändert bleibt. Hierdurch verschatten sich die Modultische bei niedrigen Sonnenständen allerdings gegenseitig.

Bei der Betriebsüberwachung der PV-Anlage durch die Firma greentech services GmbH wurde festgestellt, dass der Einfluss dieser Verschattung sehr ausgeprägt ist. Eine Minimierung der Verschattungsverluste würde den Ertrag der PV-Anlage demnach erheblich steigern.

Eine Möglichkeit die Verschattungen zu minimieren, ist eine Anpassung des Gestellsystems. In die Programmierung des einachsigen Nachführsystems können die Funktionen zwei anderer Gestellsysteme implementiert werden. Somit ist die Umprogrammierung des Nachführsystems eine ertragsoptimierende Maßnahme, die mit keinen weiteren Investitionskosten verbunden ist.

Einerseits kann das Nachführsystem deaktiviert werden. Je nach Globalstrahlungssumme und Sonnenstand könnte ein starres Gestellsystem durch die geringeren Verschattungen und Betriebskosten trotz der schlechteren Ausrichtung zur Sonne zu einem größeren Ertrag der PV-Anlage führen. Andererseits kann das aktuelle Nachführsystem durch einen Backtracking-Algorithmus erweitert werden, welcher die gegenseitige Verschattung durch angepasste Azimute der Modultische verhindert. Dies führt jedoch ebenfalls zu kleineren Einfallswinkeln der Sonnenstrahlen.

Um zu prüfen, ob die anderen Gestellsysteme einen größeren Ertrag der PV-Anlage erzielen würden, wird diese mit den drei Gestellsystemen in der Software „PVsyst“ simuliert. Durch einen Vergleich der Simulationsvarianten kann festgestellt werden,

für welches Gestellsystem der größte Ertrag prognostiziert wird. Dabei werden durch den unterschiedlichen Sonnenverlauf und die schwankende Globalstrahlung in dem Verlauf eines Jahres auch unterschiedliche Empfehlungen des Gestellsystems vermutet. Daher hat diese Arbeit das Ziel, eine ertragsoptimierende Nachführmethode zu entwickeln, welche aus einer jahreszeitabhängigen Kombination der Gestellsysteme besteht.

2 Grundlagen

2.1 Relevante Winkel in der Solartechnik

In Abbildung 1 sind die relevantesten Winkel der Solartechnik veranschaulicht.

Der Süden ist mit einem Azimut von 0° definiert. Dementsprechend ist die westliche Richtung mit 90° und die östliche Richtung mit -90° definiert.

Die Stellung der Module wird durch den Azimut α und den Neigungswinkel β beschrieben. Der Sonnenstand kann durch den Sonnenazimut α_s und den Sonnenhöhenwinkel γ , auch Elevation genannt, genau definiert werden (Haselhuhn 2012:Kapitel 2:17).

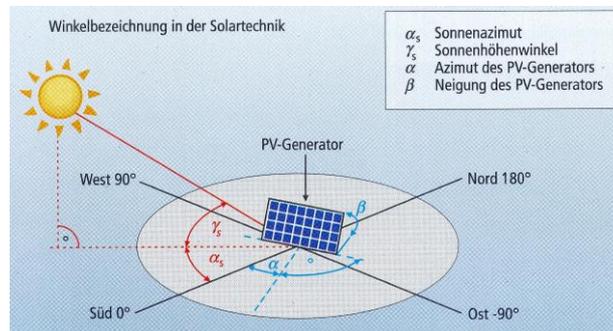


Abbildung 1: Winkelbezeichnung in der Solartechnik (Haselhuhn 2012:Kapitel 2:17)

Die Sonnenwinkel sind von der Tageszeit, der Jahreszeit und dem Breitengrad abhängig (Haselhuhn 2012:Kapitel 2:17). In Abbildung 2 ist der Verlauf der Sonne für den 49. Breitengrad dargestellt. Dabei ist die Uhrzeit als wahre Ortszeit angegeben.

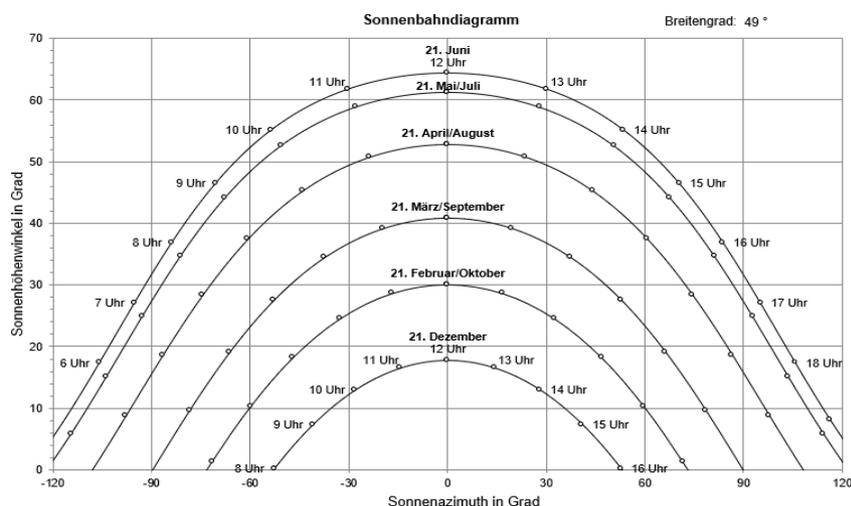


Abbildung 2: Die Sonnenbahndiagramm für den 49. Breitengrad (auf Grundlage von Mertens 2015:53)

2.2 Diffuse und direkte Sonnenstrahlung

Die Globalstrahlung der Sonne, die auf die Erde trifft, setzt sich aus einem direkten und einem diffusen Anteil zusammen (Abbildung 3). Direktstrahlung trifft geradlinig aus der Richtung der Sonne auf die Erde. Diffusstrahlung entsteht durch die Streuung der Sonnenstrahlen und kommt somit aus allen Himmelsrichtungen.

Die Gewichtung der Direkt- und Diffusstrahlungsanteile hängt von der Elevation der jeweiligen Tageszeit und dem Bewölkungszustand ab (Haselhuhn 2012:Kapitel 2:16).

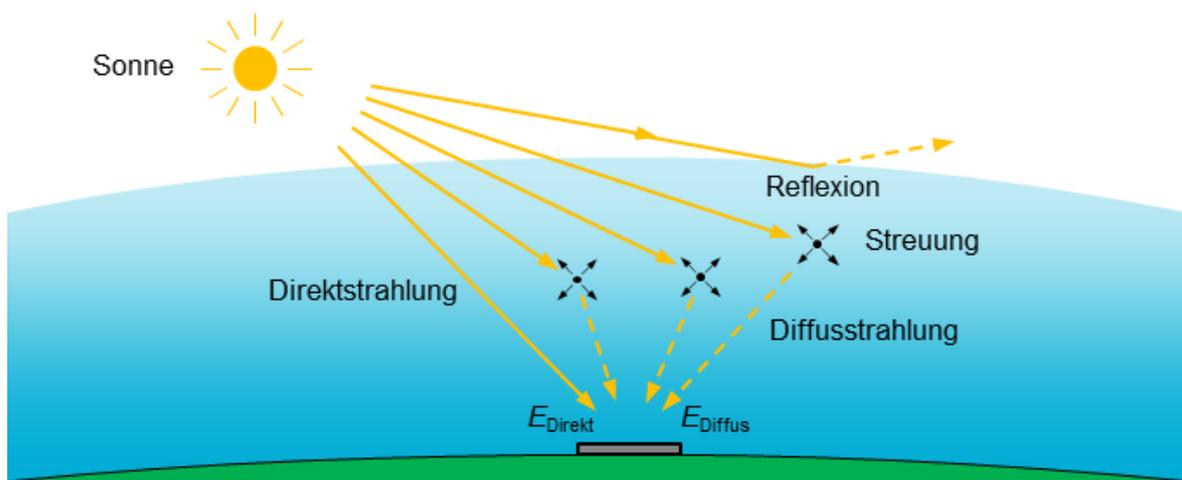


Abbildung 3: Entstehung der Globalstrahlung (Mertens 2015:44)

An Tagen mit wolkenlosem Himmel besteht die Strahlung überwiegend aus direktem Sonnenlicht, während an Tagen mit wolkenbedecktem Himmel der Anteil der Diffusstrahlung bei annähernd 100 % liegt.

Bei Betrachtung der jährlichen Einstrahlungssummen von Regionen nahe dem Äquator überwiegt der direkte Strahlungsanteil. Währenddessen führen in Deutschland viele trübe und wolkenreiche Tage zu einem hohen Anteil der Diffusstrahlung. In Süddeutschland liegt der Anteil der Diffusstrahlung bei etwa 50 % (Haselhuhn 2012:Kapitel 2:16).

Diffuses Licht wird fast genauso gut von PV-Modulen umgesetzt, wie direktes Licht. Der Wirkungsgrad von PV-Modulen sinkt sogar mit höherer Direktstrahlung durch die immer heißer werdenden Zellen. Allerdings ist die gesamte Einstrahlungssumme an trüben und wolkenverhangenen Tagen geringer, sodass an Tagen mit hohem diffusen Strahlungsanteil weniger Ertrag erzeugt wird (Seltmann 2009:43).

2.3 Verschattung von PV-Modulen

2.3.1 Verschattungsarten

Bei PV-Modulen sind unterschiedliche Arten von Verschattungen zu betrachten. Temporäre Verschattungen können durch Schneefall oder Verschmutzungen entstehen (Seltmann 2009:47). Schneebedeckungen sind oft zu vernachlässigen, da in den Wintermonaten die Einstrahlung generell sehr gering und der Himmel während des Schneefalls bewölkt ist. Zudem tauen Schneedecken auf PV-Modulen schnell und rutschen je nach Neigungswinkel leicht herunter. Verschmutzungen der Module entstehen beispielsweise durch Vogelkot, Laub oder Staub. Insbesondere an den Rahmen von PV-Modulen kann sich ein Schmutzrand bilden, der mit der Zeit weiter Richtung Modulmitte anwachsen kann. Je nach Abstand der Solarzellen zum Modulrand kann dieser Schmutzrand schnell anfangen, die Zellen abzudecken (Haselhuhn 2012:Kapitel 4:5-6). Der Selbstreinigungseffekt der Module durch die Schwerkraft und Regen tritt ab einem Neigungswinkel von 12° auf. Je nach Anlagenstandort kann ein deutlich größerer Neigungswinkel sinnvoll sein, um den Selbstreinigungseffekt zu verstärken. Wenn sich PV-Anlagen in einer staublastigen Umgebung befinden, können bei zu kleinen Neigungswinkeln regelmäßige Modulreinigungen nötig sein, um einen deutlichen Minderertrag durch Verschmutzung zu verhindern (Haselhuhn 2013:43).

Bei Freiflächenanlagen ist insbesondere die Horizontverschattung entscheidend. Eine Horizontverschattung entsteht, wenn die Horizontlinie durch Objekte in der Ferne erhöht ist, wie beispielsweise durch eine hügelige Landschaft oder eine bebaute Umgebung. Dabei hat die Horizontlinie auf der Ost- und Westseite der PV-Anlage den größten Einfluss, da die Sonne hier am tiefsten steht, jedoch noch große Einstrahlungsmengen bietet. Bei Freiflächenanlagen ist es nicht möglich, die Module weit über dem Boden zu installieren, wie beispielsweise bei Dachinstallationen. Durch die Bodennähe kann so eine standortbedingt erhöhte Horizontlinie einen großen Einfluss auf die Einstrahlung haben.

Auch die umliegende Vegetation kann Einfluss auf die Einstrahlungssumme am Standort der PV-Anlage nehmen. Besonders schnell und dicht bewachsene Bäume können den Direktstrahlungsanteil auf betroffene Anlagenbereiche mindern

(Seltmann 2009:47-48). Allerdings werfen diese Verschattungen durch den großen Abstand zu den Modulen üblicherweise nur diffusen Schatten.

Besonders problematisch sind dagegen Nahverschattungen. Wenn sich Objekte wie Schornsteine oder Freileitungen nah an der Anlage befinden, können sie bei einem zu geringen Abstand zu den Modulen einen Kernschatten durch die Direktstrahlung werfen. In Abbildung 4 ist beispielhaft veranschaulicht, wann ein harter Kernschatten auf einem Modul zustande kommt (Mertens 2015:289-290).

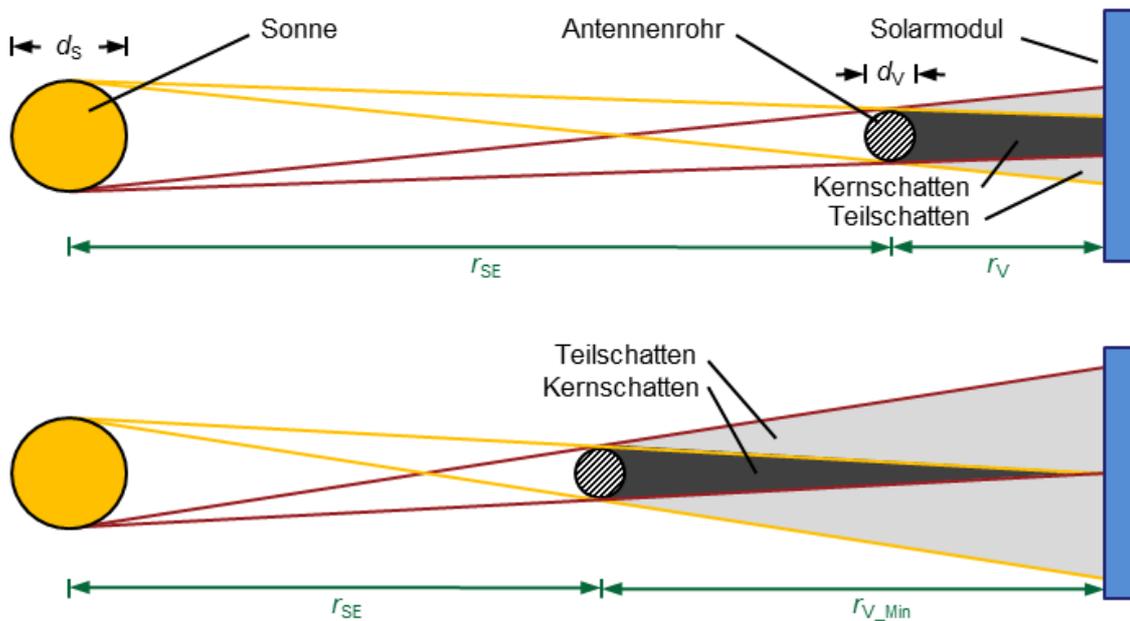


Abbildung 4: Entstehung von Kernschatten (Mertens 2015:290, nach Haselhuhn 2012)

Kernschatten sind besonders ungünstig und sorgen für Einstrahlungseinbußen von etwa 60 % bis 80 %, diffuse Schatten dagegen nur etwa 30 % bis 40 %. Je weiter die Verschattungsobjekte von der Moduloberfläche entfernt sind, desto geringer sind die Verschattungsverluste (Haselhuhn 2012:Kapitel 4:9).

Bei Freiflächenanlagen muss besonders auf einen hinreichenden Abstand zwischen den Modulreihen oder Modultischen geachtet werden. So können Verluste durch Eigenverschattung vermieden werden. In Abbildung 5 ist der Mindestabstand d_{min} veranschaulicht, bei dem sich die Module gerade nicht gegenseitig verschatten. Dieser ist von der Modul- oder Tischbreite b , dem Neigungswinkel der Module und der Elevation abhängig (Mertens 2015:290-291).

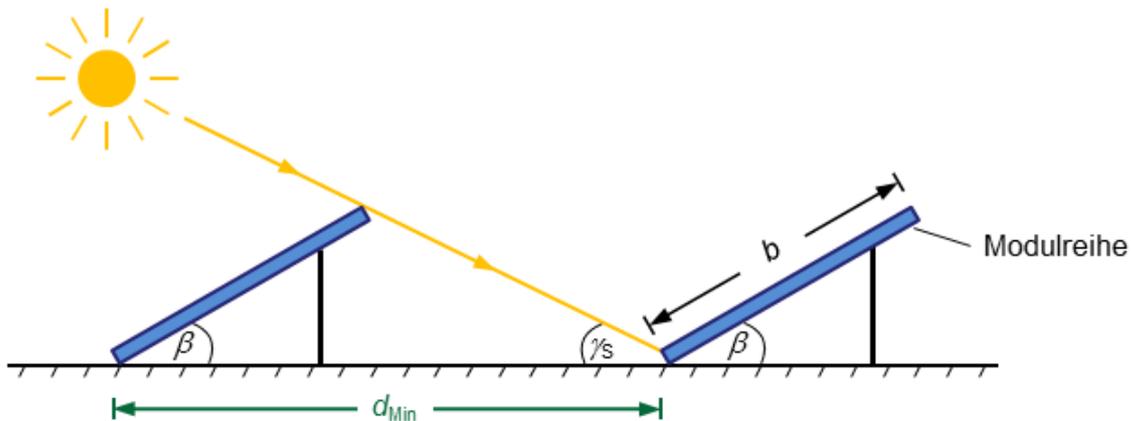


Abbildung 5: Mindestabstand d_{min} zur Vermeidung von Eigenverschattungen (Mertens 2015:291)

Der Mindestabstand d_{min} lässt sich mit folgender Formel berechnen:

$$d_{min} = b \cdot \frac{\sin(\gamma + \beta)}{\sin(\gamma)} \quad 2-1$$

In der Regel wird diese Formel mit dem Höhenwinkel des Zenits zur Wintersonnenwende berechnet. Allerdings würden nach dieser Mindestabstandsregel relativ wenig Module pro Flächeneinheit installiert werden. Der sogenannte Flächennutzungsgrad, der das Verhältnis zwischen der Modulbreite und dem Modulabstand angibt, wäre sehr klein (Mertens 2015:291). Deshalb werden oft kleinere Abstände gewählt oder die Reihenhöhe durch kleinere Neigungswinkel gemindert. Dadurch werden geringere Modulerträge durch mehr Eigenverschattung oder schrägere Einfallswinkel auf die Moduloberflächen in Kauf genommen, dagegen wird jedoch mehr Leistung pro Flächeneinheit installiert. Dieser Kompromiss muss bei jeder PV-Anlage individuell berechnet und abgewogen werden (Seltmann 2009:54).

2.3.2 Auswirkungen von Verschattung auf PV-Module

Verschattungen wirken sich als reduzierte Einstrahlung aus, sodass weniger Strom durch die PV-Module fließt und sich der Ertrag reduziert. Auch kleine Schatten oder punktuelle Verschmutzungen auf der Moduloberfläche können den Ertrag der gesamten PV-Anlage stark beeinflussen (Haselhuhn 2013:48).

Bei einer verschatteten Zelle verändert sich die Leerlaufspannung nur geringfügig, wobei der Kurzschlussstrom allerdings stark absinkt. Durch eine komplett verdeckte Zelle fließt kein Strom mehr.

Eine Parallelschaltung von Zellen sorgt dafür, dass an allen Zellen die gleiche Spannung anliegt und sich die einzelnen Ströme addieren. Wenn nun eine Zelle verschattet wird, wird der gesamte Strom nur um den Anteil verringert, um den sich der Strom der verschatteten Zelle reduziert hat. Die Leerlaufspannung verändert sich kaum. Dies ist auch in Abbildung 6 an der blauen Gesamtkennlinie eines beispielhaften Moduls mit einer verschatteten Zelle zu erkennen. Die teilverschattete Zelle wird in der Abbildung mit „Schattie“ bezeichnet (Mertens 2015:159-160).

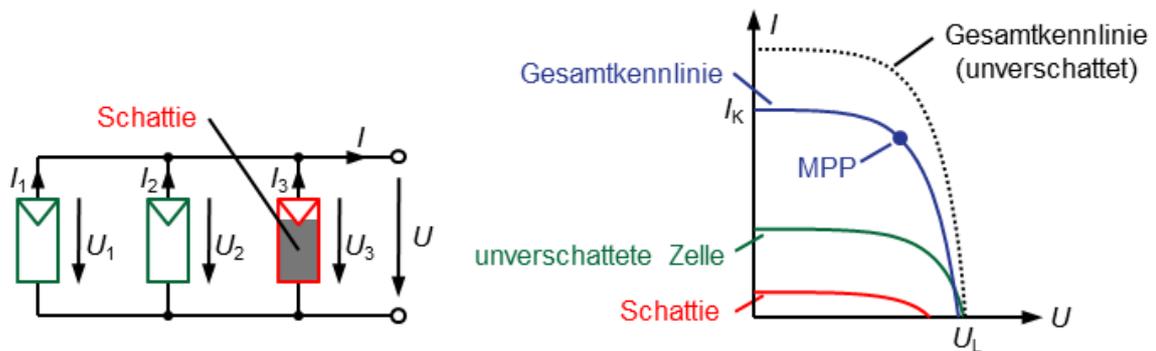


Abbildung 6: Auswirkung der Teilverschattung einer Zelle bei Parallelschaltung (Mertens 2015:159)

Bei einer Reihenschaltung wirkt sich eine Teilverschattung der Zellen drastischer aus.

Während der Strom in allen Zellen gleich groß ist, addieren sich die einzelnen Spannungen zu einer Gesamtspannung. Wenn nun eine Zelle verschattet wird, werden die unverschatteten Zellen ihren Strom durch das verschattete Modul hindurchpressen. Die Spannung der verschatteten Zelle wird negativ. Dadurch reduziert sich auch die Gesamtspannung der hintereinander geschalteten Zellen. Der Gesamtstrom der Zellen richtet sich dagegen komplett nach dem Strom der verschatteten Zelle. Wenn also eine Zelle mehrerer hintereinander verschalteter Zellen verschattet ist, liefert die gesamte Reihenschaltung maximal so viel Strom, wie durch die verschattete Zelle fließt (Mertens 2015:160-161).

Da in den meisten kristallinen Modulen 36, beziehungsweise 72 Solarzellen zu sogenannten „Substrings“ in Reihe verschaltet sind, haben hier partielle Verschattungen große Auswirkungen auf die gesamte Modulleistung (Haselhuhn 2013:48). Dies ist in Abbildung 7 an der blauen Gesamtkennlinie eines beispielhaften Moduls mit einer von drei verschatteten Zellen („Schattie“) zu erkennen.

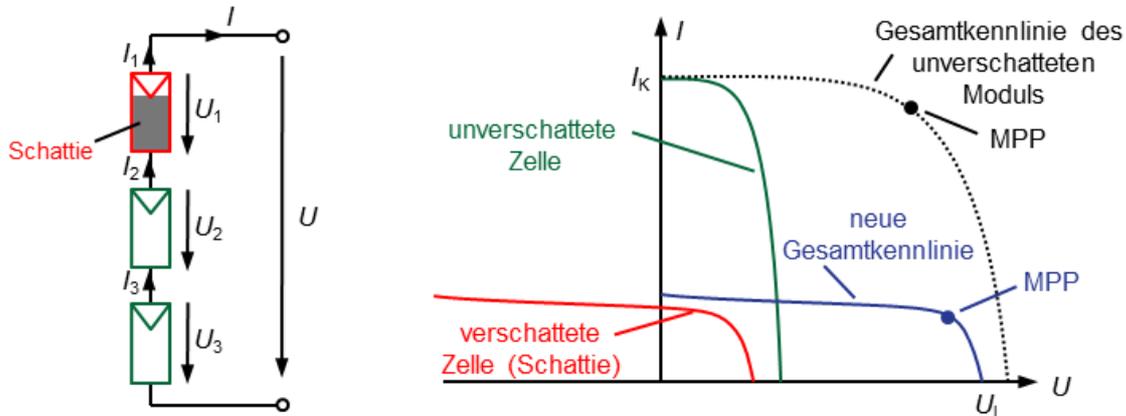


Abbildung 7: Auswirkung der Teilverschattung einer Zelle bei Reihenschaltung (Mertens 2015:161)

Bei einer verschatteten Zelle in einer Reihenschaltung tritt neben dem Ertragsverlust ein weiteres Problem auf. Wenn der Strom der Zellen durch die verschattete Zelle begrenzt wird, wird die restliche Leistung in Wärme umgewandelt. So kann es zu einem sogenannten Hot Spot, einem heißen Punkt auf dem Modul kommen. Im schlimmsten Fall schmilzt an diesem Punkt das Zellmaterial und das Modul ist zerstört (Haselhuhn 2013:48).

Die beschriebenen Fälle von in Reihe oder parallel verschaltete Zellen lassen sich auch auf in Reihe oder parallel verschaltete Module übertragen. Bei mehreren in Reihe geschalteten Modulen, die zusammen auch als „String“ bezeichnet werden, sorgt ein verschattetes Modul für die Begrenzung des Gesamtstroms (Haselhuhn 2013:48-49).

Die Begrenzung ist dabei von der Anzahl der verschatteten Module, dem Abschattungsgrad und dem räumlichen, sowie zeitlichen Verlauf der Verschattung abhängig (Mertens 2015:173).

2.3.3 Minimierung von Verschattungsverlusten

Trotz des negativen Verhaltens von Reihenschaltungen auf Verschattungen ist es in der Praxis nicht üblich, zur Minderung der Verschattungsverluste alle Module parallel zu verschalten. In diesem Falle wären sehr dicke Kabel für den großen Kurzschlussstrom nötig und die Leerlaufspannung wäre sehr klein. Diese müsste aufwändig umgewandelt werden, da netzgekoppelte PV-Anlagen viel höhere Spannungen benötigen (Mertens 2015:160).

Doch auch bei einer üblichen Reihenschaltung zu einem String von etwa 16 bis 19 Modulen ist es möglich, die Verschaltung der PV-Anlage verschattungsoptimiert zu gestalten.

Eine Möglichkeit besteht bei einer bestimmten Anordnung der Strings. So sollten möglichst alle gleichzeitig verschattet Module in Reihe zu einem String verschaltet werden (:174). Bei dieser Verschaltungsvariante hätte die Verschattung jeweils nur auf die Module Auswirkungen, die auch von einer (Teil-) Verschattung betroffen sind und umliegende Module würden nicht beeinflusst werden.

Ferner kann auch die Montagerichtung der Module zur Reduzierung der Verschattungsverluste beitragen. Im Falle von waagerechten Schatten, wie Eigenverschattungen, Schmutzrändern oder Verschattung durch Schnee, ist eine waagerechte Anordnung der Module übereinander effektiver als eine senkrechte Anordnung nebeneinander, wie in Abbildung 8 beispielhaft veranschaulicht ist. So sind am Ende bei gleichem Platzbedarf weniger Module von der Verschattung betroffen (Haselhuhn 2012:Kapitel 4:7).

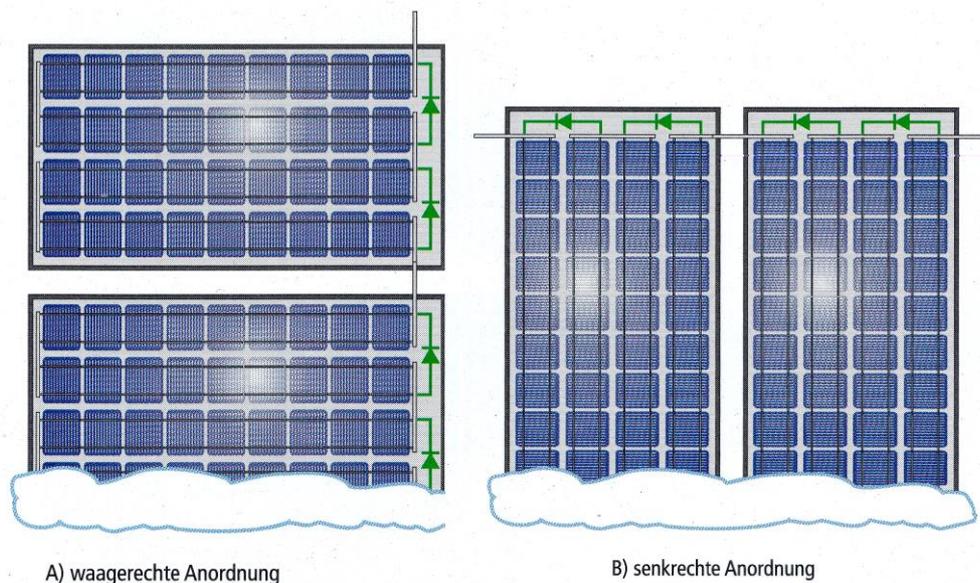


Abbildung 8: Anordnung von geneigten PV-Modulen bei Schnee (Haselhuhn 2012:Kapitel 4:7)

Eine weitere Möglichkeit zur Minderung von Ertragsverlusten durch Verschattung und zur Vermeidung von Hot Spots stellen Bypassdioden dar. Sie werden normalerweise antiparallel zu 12, 18 oder 24 Zellen eines Moduls verschaltet. Wenn eine oder mehrere dieser Zellen verschattet sind, wird die Spannung in diesen negativ und die Diode leitend. So werden die Zellen überbrückt und der Strom der restlichen Zellen aus der Reihenschaltung nicht minimiert (Mertens 2015:161-163).

2.4 Gestellsysteme von Freiflächenanlagen

2.4.1 Starre PV-Anlagen

Das meist verbreitete Gestellsystem von Freiflächenanlagen ist die starre Fixierung des Modulgestells.

Um dabei den maximal möglichen Ertrag erzielen zu können, sollten die Module mit einem Azimut von 0° ausgerichtet sein. Der optimale Neigungswinkel der Module richtet sich nach dem Breitengrad des Anlagenstandorts (Haselhuhn 2013:42). Um während der Sommermonate die maximale Einstrahlung zu erzielen, wird in Deutschland ein Neigungswinkel von 24° empfohlen, zur Winternutzung ein Winkel von 58° (Haselhuhn 2012:Kapitel 2:22). Zur Ganzjahresnutzung werden PV-Module üblicherweise mit einem Neigungswinkel von 30° aufgeständert.

Abweichungen von diesen optimalen Anstellwinkeln haben jedoch keinen erheblichen Einfluss auf den Ertrag der Anlage, wie auf dem Einstrahlungsdiagramm von Berlin zu erkennen ist (Abbildung 9). Eine Abweichung vom Optimum des Azimuts von $\pm 10^\circ$ und des Neigungswinkels von $\pm 5^\circ$ macht sogar kaum einen Unterschied in der jährlichen Einstrahlungssumme aus (Haselhuhn 2013:42-43). Grund hierfür ist vor allem der große Diffusstrahlungsanteil in Mitteleuropa und die unterschiedliche Sonnenlaufbahn im Jahresverlauf, dessen Azimut sich im Winter von -50° bis $+50^\circ$ und im Sommer von -120° bis $+120^\circ$ erstreckt (Seltmann 2009:59).

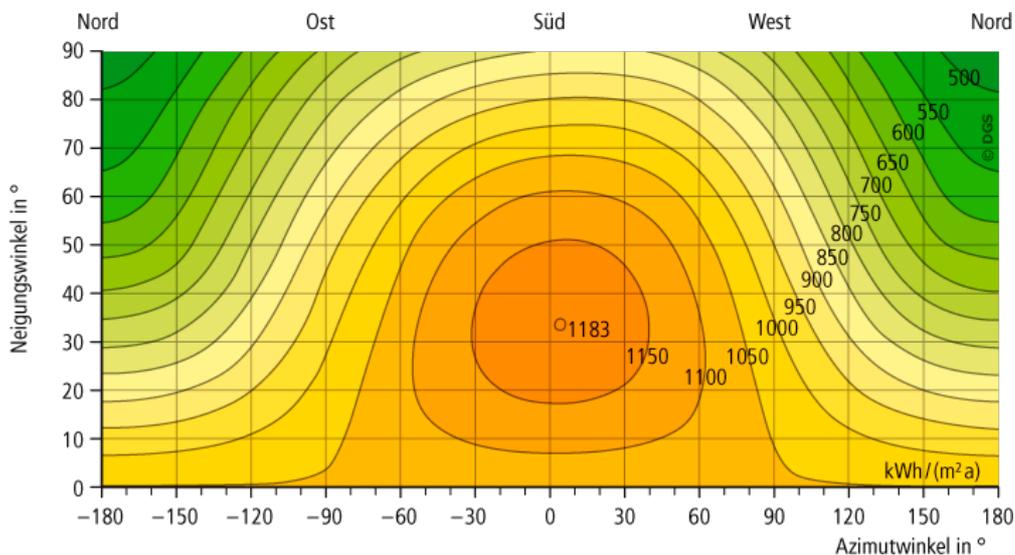


Abbildung 9: Jahressummen der Globalstrahlung in $\text{kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ auf verschieden orientierte Empfangsflächen in Berlin (Haselhuhn 2012:Kapitel 2:21)

Der Sonnenazimut und Sonnenhöhenwinkel verändert sich im Tages- und Jahresverlauf ständig. Den maximalen Ertrag erbringt ein Modul, wenn die Direktstrahlung senkrecht auf die Moduloberfläche trifft und so wenig Strahlung von der Glasoberfläche reflektiert wird. Durch die starre Fixierung der Module ist der Azimut daher lediglich zur Mittagszeit optimal, wenn die Sonne südlich steht. Der Neigungswinkel ist nur zu bestimmten Tageszeitpunkten der jeweiligen Jahreszeit optimal. Insbesondere in den Morgen- und Abendstunden sind die Anstellwinkel nicht optimal, da die Direktstrahlung besonders schräg auf die Moduloberfläche trifft (Haselhuhn 2012:Kapitel 2:21).

In der Sommerzeit beträgt der Sonnenazimut bei Sonnenaufgang meist weniger als -90° , beziehungsweise bei Sonnenuntergang über 90° , wie in Abbildung 2 beispielhaft zu erkennen ist. Deshalb ist anzunehmen, dass je nach Neigungswinkel die Direktstrahlung ab einem bestimmten Zeitpunkt auf die Rückseite der Module trifft. Je nach Anlagengröße kann eine Minderung der Einstrahlungssumme insbesondere am Vor- und Nachmittag große Auswirkung auf den absoluten Ertrag und somit auf die Vergütung haben.

Starre PV-Anlagen haben jedoch den Vorteil, dass sie mit geringen Installations- und Betriebskosten verbunden sind (Mertens 2015:60). Zudem kann davon ausgegangen werden, dass bei einem optimal ausgelegten Abstand zwischen den Modulreihen die Gefahr der Eigenverschattung gering ist.

2.4.2 Nachführsysteme

Zur Erhöhung der Einstrahlung auf die Modulebene können PV-Anlagen mit Nachführsystemen, auch Trackersysteme genannt, ausgestattet sein. Diese richten die Module möglichst genau nach dem Sonnenstand aus. Im Jahr 2016 waren weltweit 23 % aller PV-Anlagen mit Nachführsystemen ausgestattet, wobei der Anteil in Deutschland bedeutend geringer war (Ullrich 2016).

Die meist verbreitete Steuerung ist dabei die astronomische Nachführung (Mertens 2015:180). Hierbei wird der Verlauf der Sonne für jeden Tag im Jahr an dem Standort eingespeichert. So folgen die Module genau der Sonne, unabhängig vom Bewölkungszustand. Eine weitere übliche Methode sind sensorgesteuerte Nachführsysteme, die sich immer dem durch einen Sensor festgestellten hellsten

Punkt am Himmel ausrichten. So werden bei einem wolkenbedeckten Himmel die Module, wenn möglich, horizontal mit einem Neigungswinkel von 0° gestellt, um die maximal mögliche Einstrahlungssumme des diffusen Sonnenlichts zu erhalten. Dadurch sind diese Systeme vor allem in Regionen mit einem großen Diffusstrahlungsanteil effektiver. Jedoch sind sie auch wesentlich störanfälliger als astronomisch gesteuerte Nachführsysteme und werden deshalb nicht so häufig verwendet (Haselhuhn 2012:Kapitel 8:100-101).

Neben zweiachsigen Nachführsystemen, gibt es verschiedene einachsige Nachführungen. Ob und welches Nachführsystem für eine PV-Anlage geeignet ist, entscheidet das Verhältnis zwischen dem Mehrertrag und dem Mehraufwand. Die Nachführmöglichkeiten sind in Abbildung 10 dargestellt.

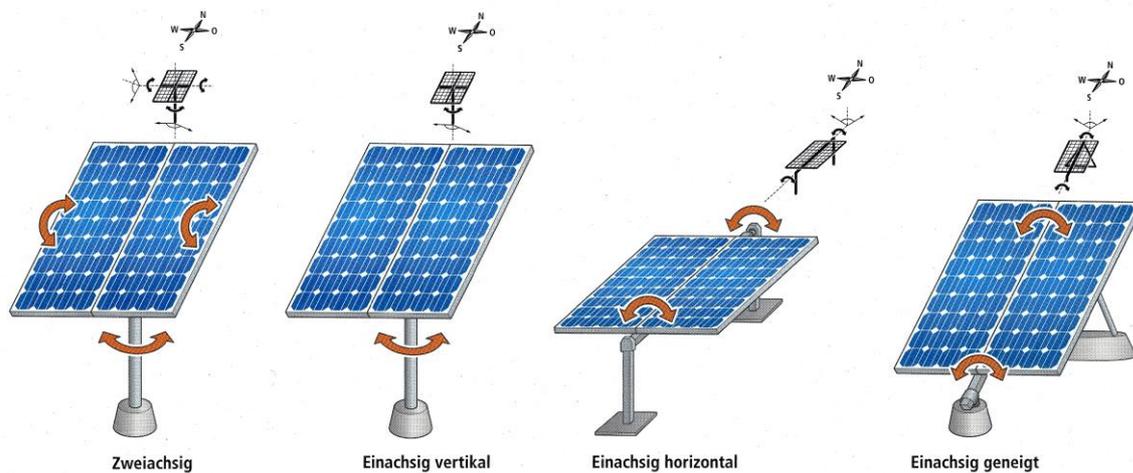


Abbildung 10: Verschiedene Nachführmöglichkeiten (Haselhuhn 2012:Kapitel 8:97)

Zweiachsige Nachführungen richten sich sowohl nach dem Sonnenazimut als auch nach dem Sonnenhöhenwinkel aus. So trifft die Direktstrahlung den gesamten Tag mit einem Einfallswinkel von etwa 90° auf die Moduloberfläche. Der von der Glasoberfläche reflektierte Anteil der Strahlung wird stark reduziert und der Direkteinstrahlungsanteil deutlich erhöht, wodurch die maximal mögliche Einstrahlungssumme genutzt wird (Haselhuhn 2012:Kapitel 8:98). Zudem kann davon ausgegangen werden, dass durch die azimutale Nachführung die Direktstrahlung zu keinem Zeitpunkt auf die Rückseite der Module treffen kann. Diese Nachführsysteme können eine Ertragssteigerung von 25 % bis 35 % erbringen (Häberlin 2010:172).

Die Ertragssteigerung besteht jedoch ausschließlich aus der Erhöhung des Direkteinstrahlungsanteils. Der Diffusstrahlungsanteil bleibt nahezu unverändert,

wie in Abbildung 11 deutlich wird. In dem linken Diagramm ist der Tagesverlauf einer starren und einer nachgeführten PV-Anlage an einem sonnigen Tag dargestellt. Es ist ein deutlicher Mehrertrag am Vor- und Nachmittag von insgesamt etwa 60 % zu erkennen. An einem bewölkten Tag, wie beispielhaft im rechten Diagramm dargestellt, erbringt die nachgeführte Anlage jedoch einen Mindertrag von etwa 10 %. Dies ist durch einen großen Neigungswinkel am Vor- und Nachmittag zu begründen, durch den weniger Diffusstrahlung auf die Module trifft (Mertens 2015:59).

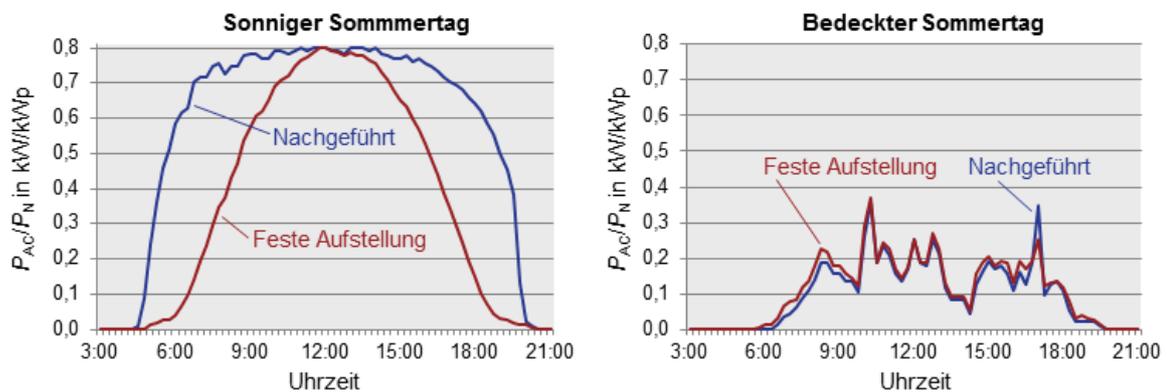


Abbildung 11: Erträge einer starren und nachgeführten Photovoltaikanlage an zwei verschiedenen Tagen (Mertens 2015:59)

So lohnt sich die Nachführung insbesondere in Regionen mit einem hohen Direktstrahlungsanteil. Wie in Kapitel 2.2 schon erwähnt wurde, liegt in Deutschland der Direktstrahlungsanteil jedoch bei nur 50 % (Haselhuhn 2012:Kapitel 2:16). Da diese Nachführsysteme gleichzeitig einen viel höheren Installations- und Betriebsaufwand als starre Gestellsysteme haben, ist die Wirtschaftlichkeit in Deutschland in den meisten Fällen nicht gegeben. Aus diesem Grund werden Nachführsysteme nur bei größeren PV-Anlagen eingesetzt, bei denen der absolute Mehrertrag im Vergleich zu den Investitions- und Wartungskosten hoch ist (Haselhuhn 2013:94).

Außerdem ist die Gefahr der Eigenverschattung bei nachgeführten PV-Anlagen viel größer als bei starren Anlagen. Insbesondere bei einer azimuthalen Nachführung verschatten sich die Module innerhalb einer Reihe in den Morgen- und Abendstunden selbst, wenn der Sonnenhöhenwinkel sehr gering ist. Diese Verluste können durch möglichst groß gewählte Modulabstände gemindert werden. Allerdings muss der Ertragsgewinn durch weniger Verschattungsverluste dem

Ertragsverlust durch weniger installierbare Module pro Flächeneinheit gegenübergestellt werden (Haselhuhn 2012:Kapitel 8:101).

Ein Mittelweg zwischen einer starren und einer zweiachsig nachgeführten PV-Anlage stellt die einachsige Nachführung dar. Hierbei gibt es verschiedene Konstruktionsvarianten.

Bei einer vertikalen oder auch azimutalen Nachführung werden die Module mit einem festen Neigungswinkel dem Sonnenazimut nachgeführt. Diese Nachführung ist besonders in äquatorfernen Regionen vorteilhaft (Wohlfahrt 2010). Zudem kann davon ausgegangen werden, dass diese Art der Nachführung sinnvoll in Regionen mit einem hohen Diffusstrahlungsanteil ist. Durch die festen Neigungswinkel kann die Diffusstrahlung genauso gut wie bei starren PV-Anlagen genutzt werden, im Gegensatz zu Nachführsystemen, die den Neigungswinkel auch an wolkenbedeckten Tagen der Elevation anpassen.

Bei einachsigen nachgeführten PV-Anlagen mit einer horizontalen Drehachse werden die Module dem Sonnenhöhenwinkel von Ost nach West nachgeführt. Durch den Neigungswinkel von 0° bei Sonnenhöchststand ist diese Konstruktion vor allem in Regionen in Äquatornähe mit sehr hohen Sonnenhöhenwinkeln empfehlenswert.

Eine polare Nachführung ist eine einachsige Nachführung, bei der die Modulebene um eine geneigte Drehachse gekippt wird. Der azimutale Winkelbereich ist in diesem Fall konstruktionsbedingt sehr eingeschränkt (Haselhuhn 2012:Kapitel 8:97-99).

Einachsige Nachführungen erbringen einen Mehrertrag gegenüber einer starren PV-Anlage. Allerdings ist der Energiegewinn nicht so ausgeprägt, wie bei zweiachsig nachgeführten Anlagen. In Deutschland ist eine Ertragssteigerung zwischen 10 % und 25 % möglich.

Gleichzeitig fallen bei einer einachsigen nachgeführten PV-Anlage durch den geringeren mechanischen Aufwand des Nachführungssystems geringere Investitions- und Wartungskosten an als bei zweiachsigen Systemen (Häberlin 2010:172). Aus diesem Grund wird in Deutschland üblicherweise die einachsige Nachführung installiert. Die zweiachsige Nachführung wird kaum verwendet (Mertens 2015:181).

2.4.3 Backtracking

Eine Modifikation von Nachführsystemen ist das Backtracking. Backtracking sorgt dafür, dass durch eine Verringerung des Neigungswinkels oder Azimuts Eigenverschattungen möglichst gering gehalten oder sogar gänzlich verhindert werden. Backtracking lässt sich nur in astronomischen Nachführsystemen implementieren (Wohlfahrt 2010). Nur hier sind Neigungswinkel in den Morgen- und Abendstunden programmierbar, die nicht allein von der Elevation abhängen.

Wie in Kapitel 2.4.2 beschrieben, kommt es bei nachgeführten Systemen in den Morgen- und Abendstunden meist zu Eigenverschattungen der Module. Um dies zu verhindern, werden bei dem Backtracking die Module in diesen Zeiten nicht dem Verlauf der Sonne nachgeführt und so eine schlechtere Ausrichtung zur Sonne in Kauf genommen. Sie werden stattdessen mit den maximalen Anstellwinkeln ausgerichtet, bei denen sich die Module gegenseitig nicht verschatten (Haselhuhn 2012:Kapitel 8:100). Dieser Algorithmus ist in Abbildung 12 für eine einachsige Nachführung mit horizontaler Drehachse bei Sonnenaufgang veranschaulicht.

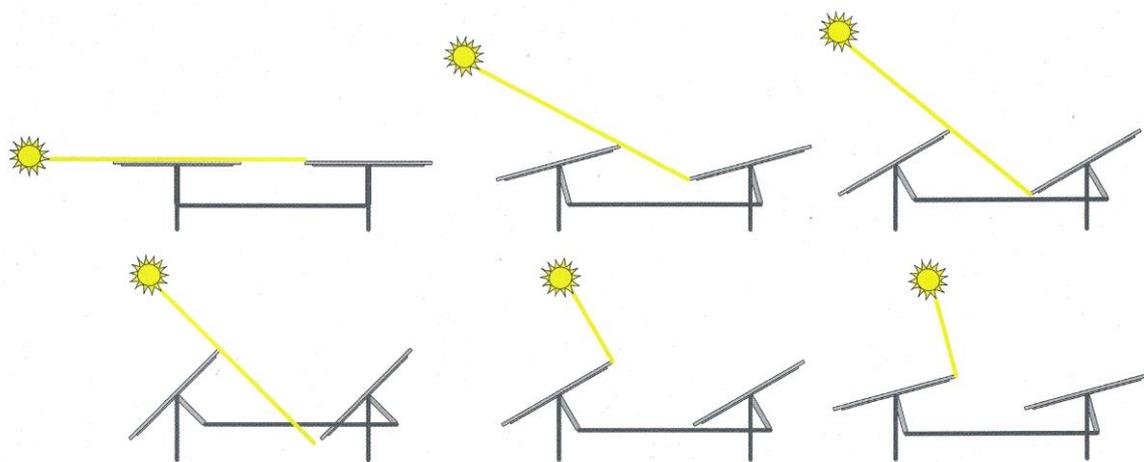


Abbildung 12: Funktionsweise eines Backtracking-Algorithmus (Haselhuhn 2012:Kapitel 8:100)

Der Grund dieser Art der Nachführung ist die Annahme, dass der Ertragsverlust durch schrägere Einfallswinkel der Direkteinstrahlung ohne Eigenverschattung kleiner ist als der Ertragsverlust durch Eigenverschattung mit senkrechtem Einfallswinkel. Ob diese Annahme bei einer PV-Anlage zutrifft, hängt von den Reihenabständen, der genauen Verschattung der Module und dem Direktstrahlungsanteil am Anlagenstandort ab (Haselhuhn 2012:Kapitel 8:100).

2.5 Beschreibung der PV-Anlage

Die betrachtete PV-Anlage ist eine netzgekoppelte Freiflächenanlage im Norden von Niederbayern (Abbildung 13). Sie befindet sich am 49. Breitengrad und zwischen dem 12. und 13. Längengrad (greentech services GmbH = greentech 2018).



Abbildung 13: PV-Anlage in Niederbayern (Google Earth Pro 2018)

Die PV-Anlage ist von landwirtschaftlich genutzten Flächen umgeben. Die Autobahn A3 verläuft südwestlich der Anlage und ist etwa 450 m von der Anlage entfernt (Google Earth Pro 2018).

Im Norden, Osten und Westen der Anlage befinden sich hügelige Landschaften, wodurch es zu einer erhöhten Horizontlinie von durchschnittlich $1,9^\circ$ kommt (Scheibe-Keßler & Glasow 2015). In Abbildung 13 ist zu erkennen, dass es im Osten der Anlage zu einer Verschattung durch eine Baumreihe auf Höhe der dritten bis zur zwölften Modulreihe kommt. Außerdem befinden sich vier kleinere Bäume an der nordöstlichen Ecke der Anlage. Entlang der westlichen Seite verläuft ein Knick mit unterschiedlich hohen Büschen und Bäumen. Der Niederspannungsraum der PV-Anlage befindet sich auf der Höhe der nördlichsten Modulreihe (Google Earth Pro 2018).

Die Anlagenreihen der PV-Anlage sind mit einem Azimut von etwa 12° ausgerichtet. Der Abstand zwischen den Reihen beträgt 9,00 m und der Abstand zweier

Modultische innerhalb einer Reihe 9,35 m (Scheibe-Keßler & Glasow 2015). Die Modultische sind dabei mit einem Neigungswinkel von 38° aufgeständert.

Es sind insgesamt sieben Zentralwechselrichter der IPG K Serie von Conergy verbaut. Eine Übersicht der technischen Daten der Wechselrichter befindet sich in Anhang i. An den Wechselrichtern 1 bis 5 vom Typ IPG 280K sind jeweils vier Generatoranschlusskästen angeschlossen. Die Wechselrichter 1 bis 3 sind mit je 79 Modultischen belegt. Der Wechselrichter 4 ist mit 77 Modultischen und der Wechselrichter 5 mit 82 Tischen belegt. An Wechselrichter 6 vom Typ IPG 100K sind zwei Generatoranschlusskästen, beziehungsweise 27 Modultischen angeschlossen. Der Wechselrichter 7 vom Typ IPG 80K, an den der Generatoranschlusskasten 7.1 angeschlossen ist, ist mit 20 angeschlossenen Modultischen leicht überdimensioniert.

Jeder Modultisch besteht aus 18 monokristallinen Modulen vom Typ EGM 185W der Firma Changzhou EGing Photovoltaic Technology Co., Ltd. Das Datenblatt der Module befindet sich in Anhang ii. So sind in der PV-Anlage insgesamt 7.974 Module verbaut und die installierte DC Leistung der PV-Anlage beträgt 1.475,19 kWp. Die Module sind dabei hochkant in zwei horizontalen Reihen angeordnet. Die neun Module der unteren Reihe eines Tisches sind mit den unteren 9 Modulen eines benachbarten Tisches zu einem String von 18 Modulen verschaltet. Genauso ist jeweils die obere Modulreihe eines Tisches mit der oberen Modulreihe eines benachbarten Tisches zu einem String verschaltet.

Die Modultische sind mit dem Nachführsystem „SafeTrack ST-25/38“ der IDEEMATIC Deutschland GmbH ausgestattet, sodass sie dem Tagesgang der Sonne einachsigt nachgeführt werden können (greentech 2018). Es handelt sich hierbei um eine Nachführung mit vertikaler Drehachse, die System richtet sich also nach dem Sonnenazimut. Mit Hilfe eines Motors können Positionen in Schrittgrößen von 5° über einen Bereich von 240° eingenommen werden (IDEEMATIC Deutschland GmbH 2008).

Zurzeit werden die Modultische einachsigt und astronomisch gesteuert dem Sonnenazimut nachgeführt. Es ist möglich, das Nachführsystem zu deaktivieren oder beliebig zu programmieren, sodass auch ein Backtracking-Algorithmus implementiert werden kann. Es ist jedoch zurzeit nicht möglich, Anlagenbereiche unterschiedlich zu programmieren (greentech 2018).

3 Simulationen

3.1 Parameter und Unsicherheiten der Simulationen

3.1.1 Simulationsalgorithmen

Die Simulationen der PV-Anlage werden mit dem Programm „PVsyst“ durchgeführt. PVsyst wird durch die Firma PVsyst SA vertrieben und ist eine der leistungsfähigsten und umfangreichsten Softwares zur Simulation von PV-Anlagen. PV-Anlagen können sehr detailliert in die Software eingepflegt werden, um realistische Ergebnisse zu erzielen. Zur Auswertung der Simulationen ist es möglich, die Ergebnisse auf Stundenbasis auszulesen. Es können mehrere Simulationsvarianten für die PV-Anlage erstellt werden, sodass die verschiedenen Gestellsysteme analysiert und verglichen werden können. So kann die Konfiguration erschlossen werden, die den maximalen wirtschaftlichen Nutzen erbringt (PVsyst SA 2012).

Dabei führen mögliche Fehler in den Berechnungsalgorithmen der Software zu einer Unsicherheit der Simulationsergebnisse. PVsyst wird seit der Veröffentlichung 1992 an der Universität Genf stetig weiterentwickelt (Haselhuhn 2012:Kapitel 7:25). Dennoch können Fehler in der Programmierung nicht ausgeschlossen werden. Bedingt durch die verhältnismäßig geringe Kundenanzahl werden wenig Fehlerrückmeldungen gegeben und die Entwicklung der Software wird von einem kleinen Team betreut.

Zur Simulation der PV-Anlage in Niederbayern wurde die PVsyst Version 6.6.8 verwendet (PVsyst 2018). Da diese Version erst am 02.02.2018 veröffentlicht wurde, besteht zudem das Risiko von neuen Fehlern, die bei dem Update der vorherigen Version eingebaut und noch nicht festgestellt wurden. Um Fehler der Simulationsalgorithmen auszuschließen, welche die Ergebnisse deutlich verfälschen, sind Plausibilitätskontrollen der Simulationsergebnisse wichtig, wie sie auch in Kapitel 3.2 durchgeführt werden (Haselhuhn 2012:Kapitel 7:5).

3.1.2 Verlustparameter

Der theoretisch erreichbare Ertrag einer PV-Anlage wird in der Praxis durch verschiedene Verlustparameter gemindert. Die für die Simulationen der PV-Anlage in Niederbayern entscheidenden Verlustparameter sind in der Tabelle 1 aufgelistet. Die Verlustfaktoren werden unter Berücksichtigung von aktueller Fachliteratur und Erfahrungswerten der Firma greentech services GmbH eingeschätzt. Die Verlustwerte können folglich in der Praxis von den angenommenen Werten der Simulationen abweichen. Da der Einfluss der Verlustparameter in allen drei Simulationen gleich groß ist, sind mögliche Abweichungen für den Vergleich der Simulationsvarianten allerdings nicht ausschlaggebend.

Verlustparameter	Verlustfaktor
Thermischer Verlustfaktor	29,0 W/m ² ·K
Ohmscher Verlust, DC Leitungen	1,5 %
Ohmscher Verlust, AC Leitungen	1,0 %
Ohmscher & induktiver Verlust, Transformator	1,0 %
Abweichende Nennleistungen der Module	0,0 %
Mismatching, Module	1,0 %
Mismatching, Stränge	0,1 %
Verlust durch Verschmutzung	0,5 %
Degradation nach 10 Jahren	10 %
Degradation nach 25 Jahren	20 %

Tabelle 1: Verlustfaktoren der PV-Anlage

Je heißer die Zellen eines PV-Moduls sind, desto niedriger ist der Wirkungsgrad des Moduls. Dadurch entsteht ein thermischer Verlustfaktor. In PVsyst wird für Freiflächenanlagen ein thermischer Verlustfaktor von 29,0 W/m²·K angenommen (PVsyst 2018).

Die ohmschen Verluste der DC-Leitungen werden mit 1,5 % und die ohmschen Verluste der AC-Leitungen mit 1,0 % festgelegt. Damit liegen die Verlustwerte in dem von Haselhuhn (2012:Kapitel 5:86) empfohlenen Wertebereichen von 0,5 % bis 1,5 % und 0,2 % bis 1,5 %. Für die ohmschen und induktiven Verluste des externen Transformators wird der von PVsyst empfohlene Verlustwert von 1,0 % angenommen (PVsyst 2018).

Im Datenblatt der Module ist eine mögliche Abweichung der angegebenen Nennleistung von $\pm 3\%$ angegeben (Anhang ii). Es liegen keine Flash-Listen mit den genauen Nennleistungen der verbauten Module in der PV-Anlage in Niederbayern vor. Daher wird davon ausgegangen, dass sich die Abweichungen von den Herstellerangaben im Mittel ausgleichen und kein Verlust entsteht.

Durch abweichende Nennleistungen der Module kann jedoch sogenanntes „Mismatching“ auftreten. Wie in Kapitel 2.3.2 beschrieben wurde, begrenzt das Modul mit dem geringsten Strom den Gesamtstrom des Strings. So führt ein Modul geringerer Nennleistung zu der Begrenzung der Gesamtleistung des Strings. Wie in PVsyst empfohlen, wird der Verlust durch Mismatching der Module mit $1,0\%$ festgelegt (PVsyst 2018). Weiterhin kommt es zu Mismatching der Strings. Durch die Bündelung mehrerer Strings unterschiedlicher Leistungen wird die Gesamtleistung des Generatoranschlusskastens begrenzt. Für diesen Verlust wird ein Wert von $0,1\%$ angenommen. Der Gesamtverlust durch Mismatching von $1,1\%$ entspricht dem von Haselhuhn (2012:Kapitel 5:86) empfohlenen Wertebereich des Verlust durch Mismatching und abweichende Herstellerangaben von $0,5\%$ bis $2,5\%$.

Die durchschnittlichen Verluste durch Modulverschmutzung liegen in Deutschland zwischen $1,0\%$ und $3,0\%$ (Haselhuhn 2012:Kapitel 5:86). Durch die etwa 450 m entfernte Autobahn und die umliegenden bewirtschafteten Felder ist insbesondere während der regenarmen Sommerzeit und der Erntezeit von einer erhöhten Staubbelastung am Anlagenstandort auszugehen. Da der Neigungswinkel der Module mit 38° jedoch sehr groß gewählt ist, wird angenommen, dass der Selbstreinigungseffekt sehr ausgeprägt ist. Deshalb wird für die Simulationen der betrachteten PV-Anlage ein Verlust durch Modulverschmutzung von $0,5\%$ angenommen.

Im Laufe der Zeit führt die Alterung der Module zu sinkenden Leistungen. Laut Datenblatt sind nach zehn Jahren noch 90% der angegebenen Nennleistung garantiert und nach 25 Jahren 80% (Anhang ii). Diese Daten sind in den Simulationen implementiert, sodass die Degradation der Module in den Berechnungen der Erträge berücksichtigt wird.

3.1.3 Verschattungssituation

Horizontverschattung

Zur Berücksichtigung der Horizontverschattung in den Simulationen kann die Horizontlinie des Anlagenstandortes in PVsyst hinterlegt werden. Der genaue Verlauf der Horizontlinie wurde aus einem Ertragsgutachten der betrachteten PV-Anlage in die Simulation übernommen. In Abbildung 14 ist der Verlauf der Horizontlinie in dem Sonnenbahndiagramm des Anlagenstandortes integriert. So ist erkennbar, zu welchen Zeiten und wie lange der erhöhte Horizont einen Einfluss auf die Globalstrahlung hat. Die durchschnittliche Erhöhung der Horizontlinie liegt bei etwa $1,9^\circ$ (Scheibe-Keßler & Glasow 2015).

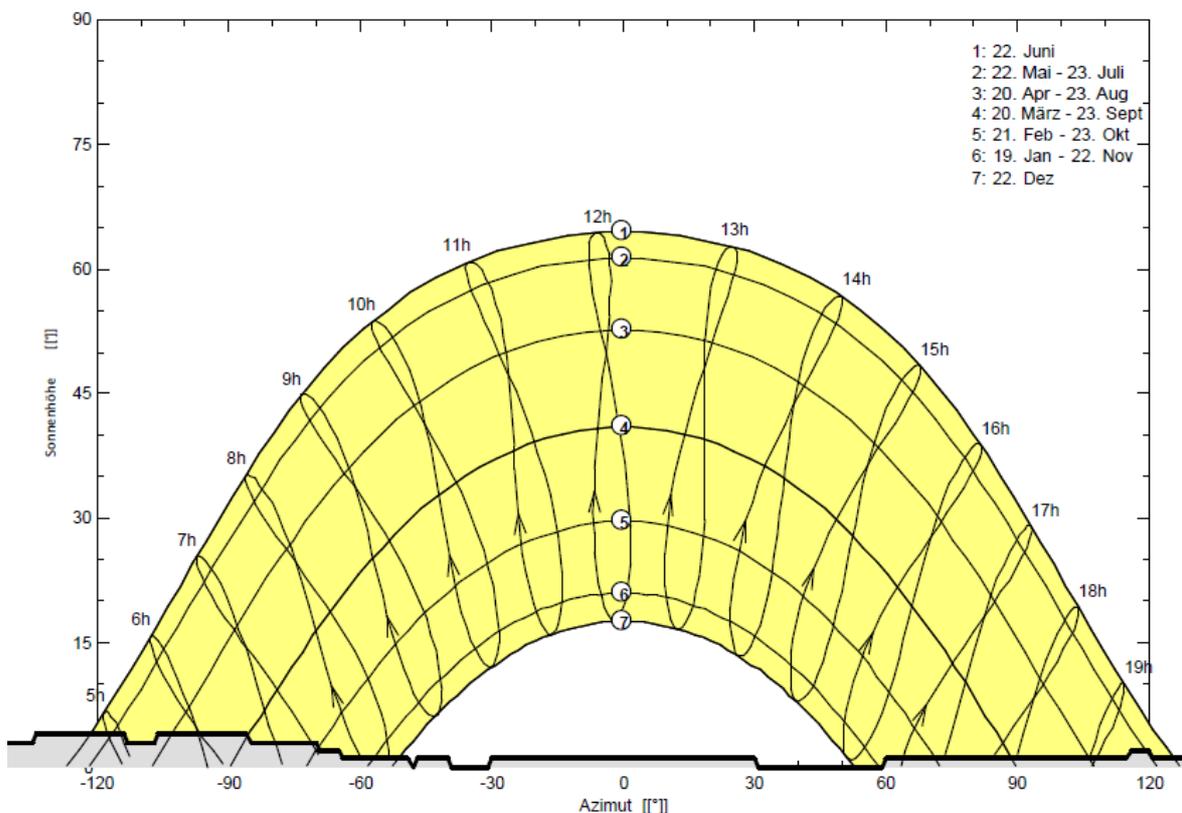


Abbildung 14: Horizontlinie abgebildet in dem Sonnenbahndiagramm für den Anlagenstandort mit PVsyst (2018)

Nahverschattungen

Um den Einfluss von Nahverschattungen in den Simulationen abbilden zu können, wird die gesamte PV-Anlage maßstabsgetreu in einen 3D-Verschattungseditor von PVsyst eingepflegt. Auch die umliegende Vegetation und andere Verschattungsobjekte im Umfeld der Anlage können in den Simulationen abgebildet werden, um alle Einflüsse von Verschattungen in der Ertragsberechnung berücksichtigen zu lassen.

Es liegen keine Daten bezüglich des genauen Standortes und der Höhe der umliegenden Vegetation des Anlagenstandortes vor. Anhand von Abbildungen aus dem Ertragsgutachten von Scheibe-Keßler und Glasow (2015) kann die Anzahl der Bäume östlich und an der nordöstlichen Ecke der PV-Anlage festgestellt werden. Die Höhe und die genaue Lage der Bäume und des Knicks ist lediglich durch Berechnungen mit Hilfe des Programms „Google Earth Pro“ möglich.

Das Bild der PV-Anlage in Google Earth Pro wurde am 26.08.2015 aufgenommen (Google Earth Pro 2018). Auf dem Bild fallen die Schatten in Richtung Norden. Daher kann davon ausgegangen werden, dass die Aufnahme etwa zur Mittagszeit aufgenommen wurde, als die Sonne im Zenit stand. Zu diesem Zeitpunkt lag der Sonnenhöhenwinkel γ bei 52° (PVsyst 2018).

Mit Hilfe des Abmessungstools „Lineal“ in Google Earth Pro (2018) können die Schattenlängen der schattenwerfenden Objekte gemessen werden. Durch N Schattenlängen der Objekte gleicher Höhe ergibt sich durch die Formel 3-1 ein Mittelwert als Schätzwert für die wahre Schattenlänge l :

$$l = \frac{1}{N} \sum_b l_b \quad 3-1$$

Es wird angenommen, dass die Abweichungen der Baumhöhen zufällig und nach der Normalverteilung um den Mittelwert verteilt sind. Der Schätzwert für die Standardabweichung beträgt daher:

$$s = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_b (l_b - l)^2} \quad 3-2$$

Der wahre Mittelwert der Schattenlänge wird mit einer Wahrscheinlichkeit von 95,5 % um höchstens folgenden Wert $u(l)$ von dem Mittelwert abweichen:

$$u(l) = \pm 2 \cdot \frac{s}{\sqrt{N}} \quad 3-3$$

Durch den Mittelwert der Schattenlänge l lässt sich mit der Formel 3-4 die Höhe h der Verschattungsobjekte berechnen:

$$h = \tan \gamma \cdot l = \tan(52^\circ) \cdot l \quad 3-4$$

Durch die Gauß'sche Fehlerfortpflanzung der Messunsicherheiten ergibt sich folgende Messunsicherheit $u(h)$ für die durchschnittliche Objekthöhe:

$$u(h) = \sqrt{\sum_{b=1}^N \left(\frac{\partial h}{\partial l_b}\right)^2 \cdot u^2(l)}$$

Dabei lautet die erste partielle Ableitung der Formel 3-4:

$$\frac{\partial h}{\partial l_b} = \tan(52^\circ)$$

Damit ergibt sich folgende Messunsicherheit der Objekthöhe:

$$u(h) = \sqrt{(\tan(52^\circ))^2 \cdot u^2(l)}$$

Folgend wird beispielhaft die Berechnung der Höhe der Bäume östlich der PV-Anlage aufgezeigt. Die Bäume sind Teil einer viereckigen Anordnung einer Baumreihe, wie in Abbildung 15 zu erkennen ist.

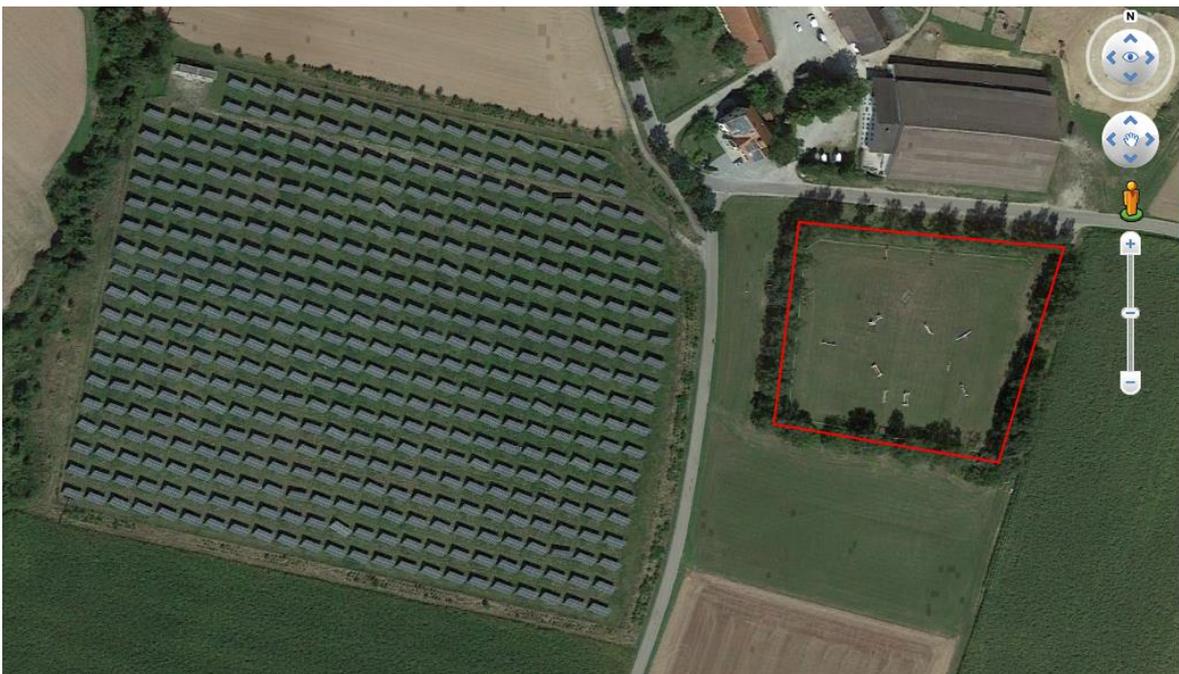


Abbildung 15: Baumreihe östlich der PV-Anlage (Google Earth Pro 2018)

Es wird angenommen, dass alle Bäume dieser Baumreihe gleich groß sind. Zur Abmessung der Schattenlängen werden die Bäume des nördlichen Reihenabschnittes gewählt, da deren Schatten am deutlichsten zu erkennen sind.

Als Startpunkt des Schattens wird der Stamm in der Mitte der Baumkronen abgeschätzt. Die Abmessung der Schattenlängen der Bäume im Osten der PV-Anlage ist in Abbildung 16 beispielhaft dargestellt.

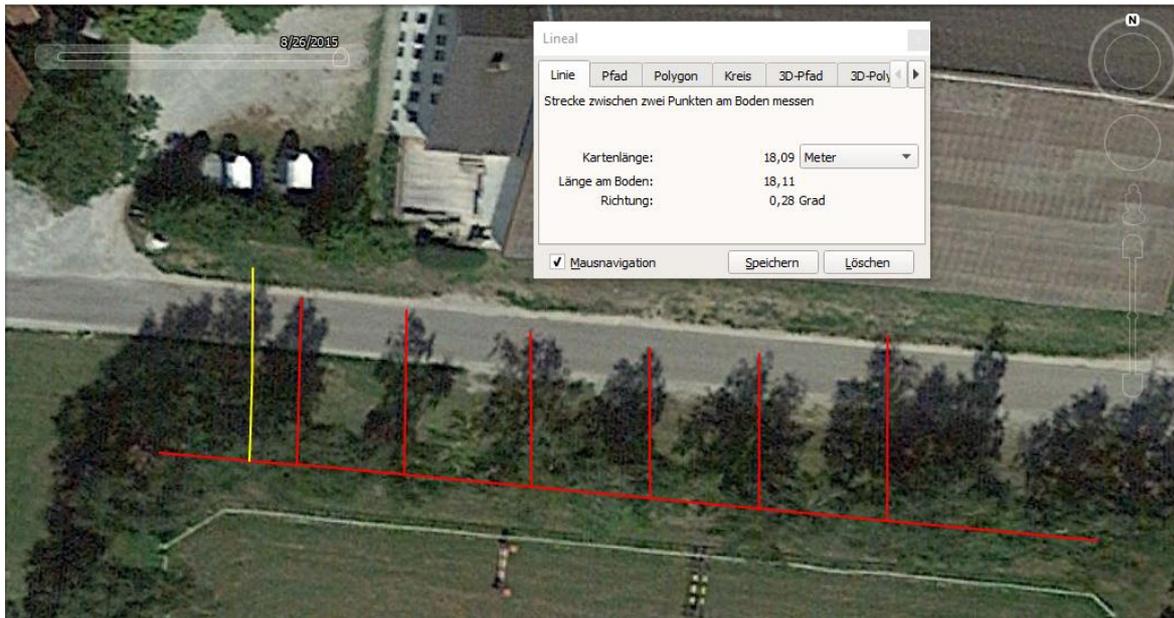


Abbildung 16: Messung der Schattenlängen der Bäume im Osten der PV-Anlage mit Google Earth Pro (2018)

Es wurden Messungen an 7 Bäumen vorgenommen. Die Schattenlängen sind in Tabelle 2 dargestellt.

Baum b_o	1	2	3	4	5	6	7
Schattenlänge $l_{b,o}$ in m	18,0	15,5	16,0	14,5	14,0	14,0	17,0

Tabelle 2: Höhen und Schattenlängen der Bäume östlich der PV-Anlage

Aus diesen Werten ergibt sich durch die Formel 3-1 ein Mittelwert als Schätzwert für die durchschnittliche Schattenlänge l_o der Bäume im Osten der PV-Anlage:

$$l_o = \frac{1}{7} \sum_b l_{b,o}$$

$$l_o = \frac{1}{7} \cdot (18,0 + 15,5 + 16,0 + 14,5 + 14,0 + 14,0 + 17,0) \text{ m} = 15,6 \text{ m}$$

Mit Hilfe der Formel 3-2 und dem Mittelwert der Schattenlänge l_o von 15,6 m wird der Schätzwert für die Standardabweichung berechnet:

$$s_o = \sqrt{\frac{1}{7-1} \sum_b (l_{b,o} - l_o)^2}$$

$$s_o = \sqrt{\frac{1}{7-1} \cdot [(18,0 - 15,5)^2 + (15,5 - 15,5)^2 + (16,0 - 15,5)^2 + (14,5 - 15,5)^2 + (14,0 - 15,5)^2 + (14,0 - 15,5)^2 + (17,0 - 15,5)^2]} \text{ m} = 1,5 \text{ m}$$

Die Messwerte der Schattenlängen werden mit einer Wahrscheinlichkeit von 95,5 % um höchstens folgenden Wert von dem Mittelwert abweichen:

$$u_o(l_o) = \pm 2 \cdot \frac{1,5 \text{ m}}{\sqrt{7}} = 1,2 \text{ m}$$

Mit Hilfe der Formel 3-4 kann die Höhe h_o der Bäume im Osten der PV-Anlage berechnet werden:

$$h_o = \tan(52^\circ) \cdot 15,5 \text{ m} = 20,0 \text{ m}$$

Durch die Gauß'sche Fortpflanzung der Messunsicherheiten ergibt sich durch die Formel 3-5 folgende Messunsicherheit für die Baumhöhe:

$$u_o(h_o) = \sqrt{(\tan(52^\circ))^2 \cdot (1,1 \text{ m})^2} = 1,5 \text{ m}$$

So ergibt sich eine Baumhöhe von $20,0 \text{ m} \pm 1,5 \text{ m}$.

Genauso wird bei der Berechnung der restlichen Verschattungsobjekte verfahren. Diese Berechnungen befinden sich in Anhang iii.

Für die Bäume an der nordöstlichen Ecke der PV-Anlage ergibt sich eine durchschnittliche Schattenlänge von $11,7 \text{ m} \pm 1,6 \text{ m}$. Daraus ergibt sich durch die Formeln 3-4 und 3-5 eine Höhe h_{NO} von $15,0 \text{ m} \pm 2,0 \text{ m}$.

Der Knick wird vereinfacht als homogenes, längliches Verschattungsobjekt definiert. Bei der Abmessung der Schattenlängen fällt auf, dass der Knick ab der Höhe des Niederspannungsraumes Richtung Norden höher ist und westlich versetzt von der Hecke an dem westlichen Rand der PV-Anlage verläuft. Für den niedrigeren Abschnitt des Knicks entlang der westlichen Seite des PV-Anlage ergibt sich eine durchschnittliche Schattenlänge von $3,9 \text{ m} \pm 0,6 \text{ m}$. Dadurch resultiert eine Höhe h_W von $5,0 \text{ m} \pm 0,8 \text{ m}$.

Für den höheren Abschnitt des Knicks im Nordwesten der PV-Anlage ergibt sich eine durchschnittliche Schattenlänge von $7,8 \text{ m} \pm 2,5$. Es ergibt sich eine Höhe h_{NW} von $10,0 \text{ m} \pm 3,3 \text{ m}$.

Mit Hilfe des Abmessungstools „Lineal“ in Google Earth Pro (2018) wurden auch die Abstände der Verschattungsobjekte zu der PV-Anlage gemessen. Die Messung des Abstandes der östlichen Baumreihe zu der PV-Anlage ist beispielhaft in Abbildung 17 veranschaulicht. Der Abstand beträgt etwa 38 m.

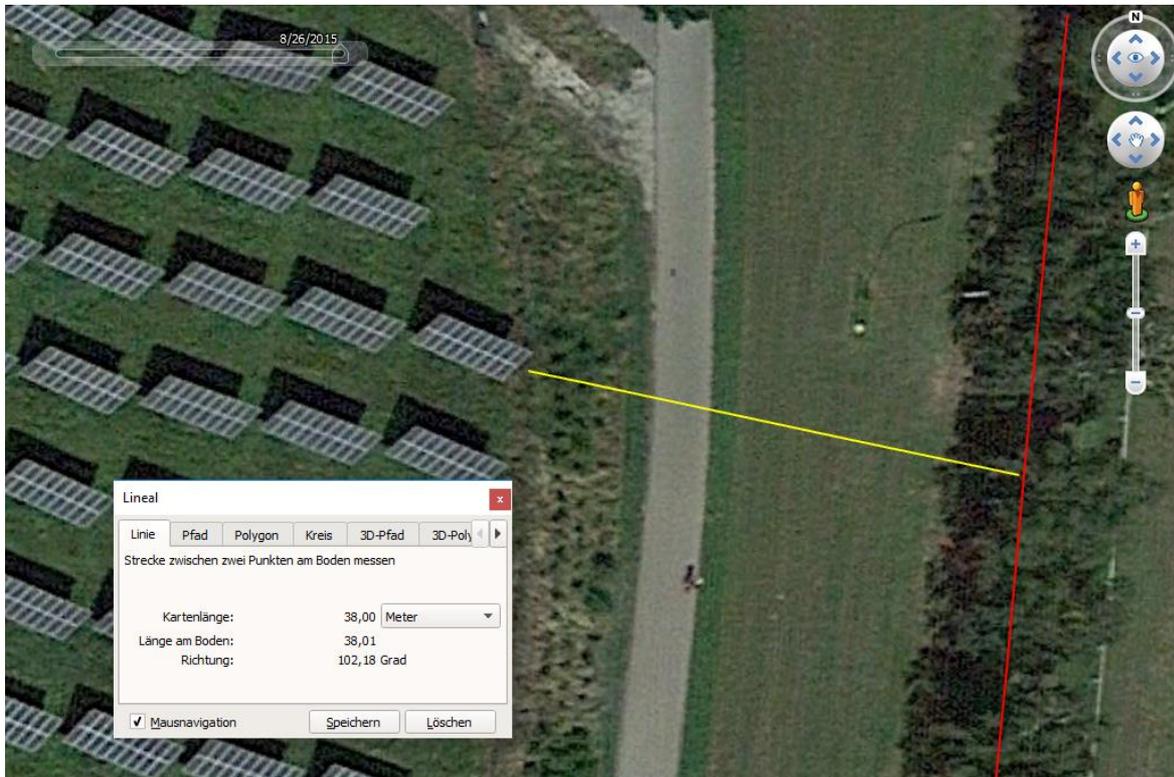


Abbildung 17: Messung des Abstands der östlichen Baumreihe zu der PV-Anlage mit Google Earth Pro (2018)

Die kürzeste Distanz zwischen den Bäumen im Nordosten und der PV-Anlage beträgt etwa 20 m.

Der Knick ist etwa 10 m von der Modulreihe südlich des Niederspannungsraumes und etwa 25 m von der südlichsten Modulreihe entfernt. Auf Höhe des Niederspannungsraumes verläuft die Hecke Richtung Norden etwa 15 m östlich versetzt weiter.

Der Niederspannungsraum befindet sich auf Höhe der ersten Modulreihe etwa 3 m von dem ersten Modultisch entfernt. Mit Hilfe von Google Earth Pro (2018) kann eine Breite von 3 m und eine Länge von 14 m festgestellt werden. Anhand von Fotografien des Niederspannungsraumes kann festgestellt werden, dass das Gebäude genauso hoch ist, wie es breit ist (greentech 2018).

Anhand dieser Parameter wurde die Verschattungsszene der PV-Anlage in PVsyst erstellt, wie sie in Abbildung 18 zu sehen ist.

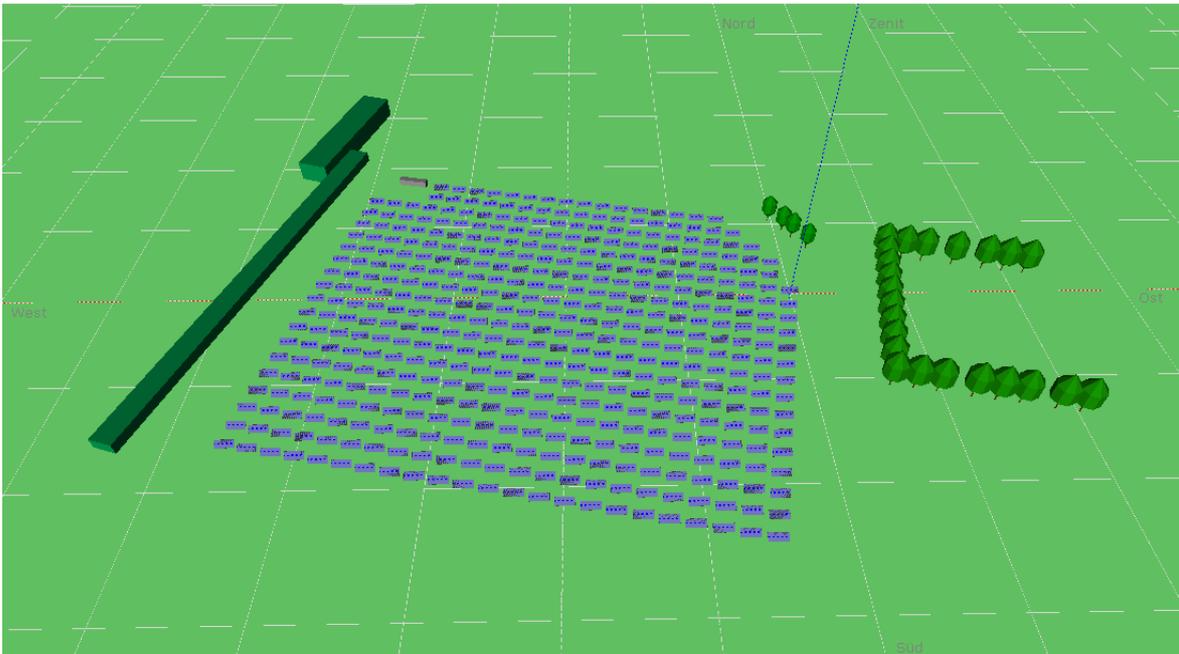


Abbildung 18: Verschattungsszene der PV-Anlage in Niederbayern abgebildet mit PVsyst (2018)

Bei den Berechnungen der Objekthöhen wird vereinfacht davon ausgegangen, dass die Bäume und Büsche gleich groß sind. In der Realität sind die Bäume unterschiedlich hoch gewachsen und die Hecke ist aufgrund der unterschiedlichen Büsche und Bäume noch schwerer abzuschätzen, wodurch die Verschattungsszene in PVsyst ungenau ist.

Da die Objekthöhen auf Grundlage der Aufnahme vom August 2015 berechnet wurden und die Büsche und Bäume seitdem gewachsen sind, können die aktuellen Höhen zudem größer ausfallen, als in den Simulationen angenommen wird.

Außerdem beruht die Berechnung der Objekthöhen durch die Schattenlängen auf der Annahme, dass der Untergrund eben ist. Wenn der Untergrund an dem nördlichen Ende des jeweiligen Schattens höher ist als bei dem Ursprung des Schattens, wird durch den verkürzten Schatten auf eine kleinere Objekthöhe geschlossen. Genauso wird durch einen Abfall des Untergrundes Richtung Norden auf eine größere als die tatsächliche Objekthöhe geschlossen. Dies führt insbesondere bei der Berechnung der Heckenhöhe, in der die Schatten besonders häufig auf unebenen Untergrund oder andere Objekte treffen, zu einer Unsicherheit der berechneten Höhe.

Die errechneten Parameter können demnach stark von der Realität abweichen, wodurch die Simulationsergebnisse mit einer weiteren Unsicherheit belastet sind. Durch den unterschiedlichen Einfluss der Verschattungsobjekte auf die

Simulationsvarianten ist auch das Ergebnis des Vergleichs mit einer Unsicherheit der Nahverschattungsszene belastet.

Eigenverschattung

In PVsyst kann angegeben werden, welche Module eines Tisches als String miteinander verbunden sind. So können die untere und die obere Modulreihe als zwei unterschiedliche Strings definiert werden. Verschattungen der Module werden in PVsyst als graue Fläche dargestellt. Durch die senkrechte Modulanordnung in der betrachteten PV-Anlage in Niederbayern betrifft eine Teilverschattung der unteren Modulzellen alle drei Substrings des Moduls, wodurch die Leistung des gesamten Moduls begrenzt wird. Wie in Kapitel 2.3.2 erläutert wurde, begrenzen verschattete Bereiche der Module auch den Strom aller restlichen Module, die in Reihe geschaltet sind. Diese Auswirkungen werden in PVsyst als „elektrischer Schatten“ dargestellt, indem die betroffenen Bereiche gelb eingefärbt werden.

So wird im Beispiel der betrachteten PV-Anlage bei einer Teilverschattung der unteren Modulreihe die restliche Fläche des betroffenen Moduls und die restlichen Module des Strings gelb markiert, wie in Abbildung 19 zu sehen ist.

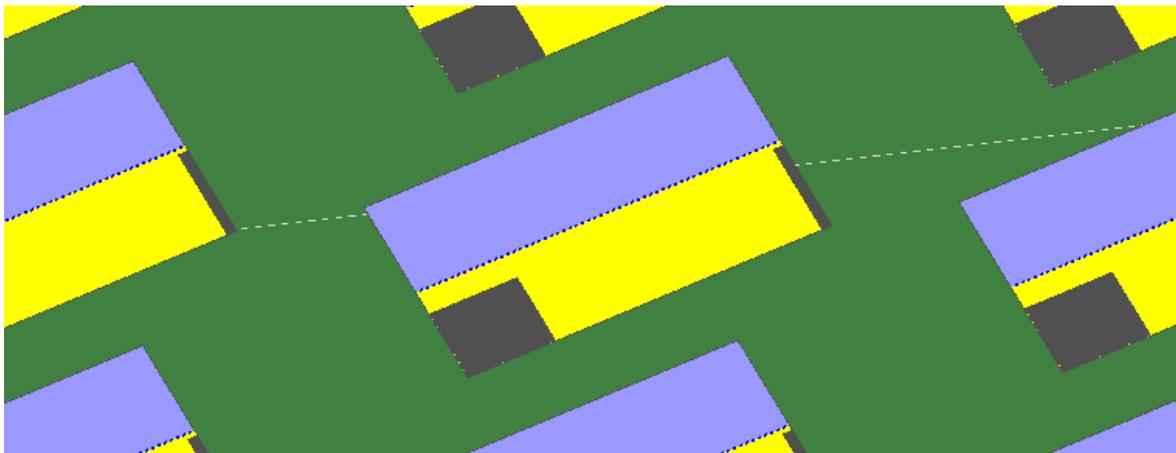


Abbildung 19: Darstellung von Verschattungen auf PV-Modulen in PVsyst (2018)

Die Verschattung der Module der betrachteten PV-Anlage in Niederbayern ist im Vergleich zu einer üblichen Verschattung eines Tisches zu einem String vorteilhaft, um Verluste durch Eigenverschattung zu minimieren (vgl. Kapitel 2.3.3). Wie in Abbildung 19 zu erkennen ist, hat die Verschattung der unteren Modulreihe keinen negativen Einfluss auf die obere Reihe, die wesentlich seltener von der Eigenverschattung betroffen ist.

Es ist allerdings nicht möglich, in PVsyst jeweils die unteren und oberen Reihen zweier benachbarter Modultische zu einem String zu verbinden, wie es in der PV-Anlage in Niederbayern der Fall ist. In dem überwiegenden Bereich der Anlage ist dies nicht problematisch, da die benachbarten Tische durch die gleichen Abstände zueinander den selben Einflüssen durch Eigenverschattungen ausgesetzt sind. Anders ist dies bei Modultischen, welche durch die umliegende Vegetation zusätzlicher Verschattung ausgesetzt sind. Dieser Verschattungsverlust würde auch die benachbarten unverschatteten Tische betreffen, die als String mit dem teilverschatteten Tisch verbunden sind. Das gleiche Problem tritt auch bei den Randtischen der PV-Anlage auf. Je nach Sonnenstand sind die Randtische nicht von Eigenverschattung betroffen, jedoch gleichzeitig mit einem benachbarten, von Eigenverschattung betroffenen Modultisch verbunden. In Abbildung 20 ist dies beispielhaft anhand des rechten Randtisches der letzten Reihe zu erkennen. Am 21. Dezember eines Jahres um 10:00 Uhr wird der Tisch ohne Verschattungsverluste dargestellt, obwohl der Strom dieser Module in der Praxis durch die Verschaltung mit dem benachbarten Tisch begrenzt wird.

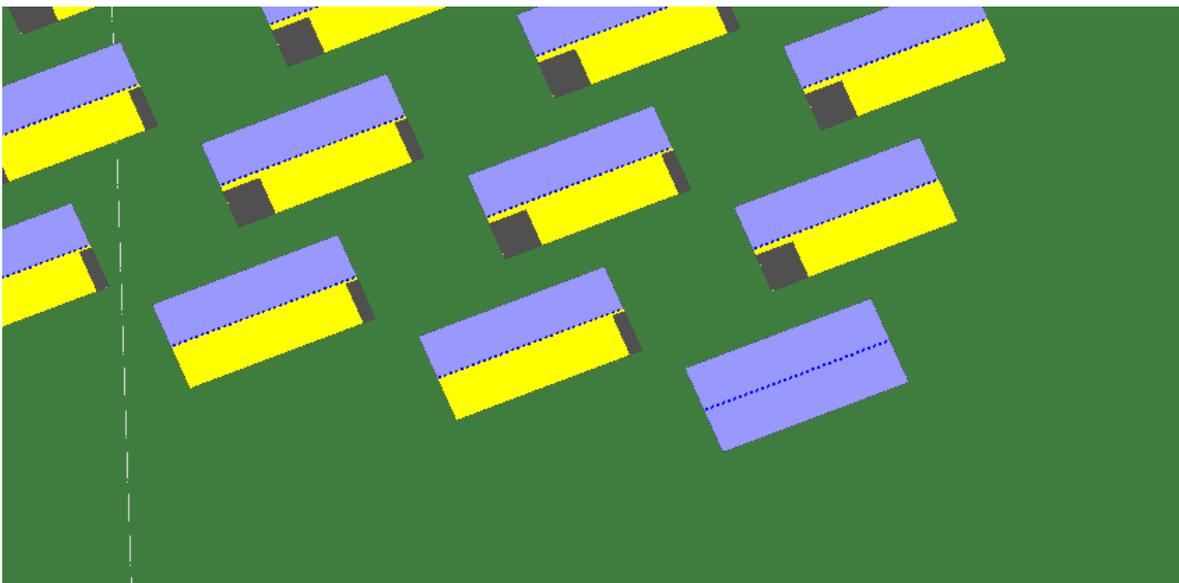


Abbildung 20: Inkorrekte Stringverschaltung der PV-Anlage in PVsyst (2018)

Dadurch ergeben die Module der Randtische immer einen etwas geringeren Ertrag, als in den Simulationen prognostiziert wird. Demzufolge werden die Simulationsergebnisse in allen drei Simulationsvarianten geringfügig besser ausfallen als in der Praxis. Aufgrund der verschiedenen Gestellsysteme der Simulationsvarianten hat die inkorrekte Stringverschaltung in PVsyst dabei einen

unterschiedlich großen Einfluss auf die Simulationen, wodurch das Ergebnis des Vergleichs der Simulationsvarianten mit einer weiteren Unsicherheit belastet ist. Des Weiteren kommt es durch mögliche Bodensenkungen zu einer Unsicherheit der prognostizierten Eigenverschattungsverluste. Da die PV-Anlage bereits Ende 2008 erbaut wurde, können Absenkungen des Untergrundes zu Abweichungen der Neigungswinkel mancher Modultische geführt haben. Kleine Abweichungen des Neigungswinkels haben keinen großen Einfluss auf die empfangene Einstrahlungssumme der Module, wie in Abbildung 9 auf der Seite 11 zu erkennen ist. Jedoch können diese zu einer deutlichen Änderung der Eigenverschattungen führen, da sich hierdurch der Abstand der Modultische zueinander verändert und Eigenverschattungen somit ab anderen Sonnenhöhenwinkeln auftreten, als in den Simulationen angenommen wird. Da jedoch von keinen erheblichen Bodensenkungen ausgegangen wird, kann angenommen werden, dass die dadurch entstehende Unsicherheit der Simulationen sehr gering ist.

3.1.4 Meteorologische Datenquelle

In PVsyst können verschiedene meteorologische Datenquellen verwendet werden. Für die Simulation der PV-Anlage in Niederbayern wird die Version 7.1 der meteorologischen Datenbank „meteonorm“ verwendet. Es werden die Globalstrahlung und die diffuse Einstrahlung auf die horizontale Ebene, die Windgeschwindigkeit und die Temperaturen des Anlagenstandortes in PVsyst importiert.

Meteonorm interpoliert die meteorologischen Daten für jeden Ort auf der Erde mit Hilfe der Daten von 8.275 Wetterstationen. Dabei werden die historischen Monatsmittel aus den Daten von 1991 bis 2010 gebildet. Die Werte der Datensätze für Europa von meteonorm liegen im Vergleich zu anderen Datenbanken etwas unter dem Durchschnitt. Dadurch ist die Simulation mit Daten von meteonorm konservativer als bei Verwendung anderer Datenquellen (PVsyst 2018).

Mit Hilfe der Geo-Koordinaten der PV-Anlage in Niederbayern wurden die monatlichen Mittelwerte der Abbildung 21 als Datengrundlage für die Simulation verwendet.

	Globalstr. kWh/m ² .Mt.	Diffus kWh/m ² .Mt.	Temp. °C	Windgeschw. m/s
Januar	26.7	13.3	-1.5	2.20
Februar	42.9	25.3	0.5	4.10
März	82.5	48.2	4.4	4.10
April	131.6	58.4	9.5	3.39
Mai	157.6	68.5	14.6	5.00
Juni	168.3	83.8	17.4	3.50
Juli	172.8	81.7	18.6	3.81
August	134.1	73.5	18.4	1.90
September	100.3	50.6	13.5	1.89
Oktober	60.5	36.4	9.1	1.90
November	26.6	19.6	3.9	2.10
Dezember	19.3	13.6	0.0	2.19
Jahr	1123.2	572.9	9.0	3.0

Abbildung 21: Monatliche meteorologische Daten der PV-Anlage (Darstellung in PVsyst (2018) mit Daten von meteonorm 7.1)

Um eine Analyse der Simulationen in PVsyst auf Stundenbasis durchführen zu können, werden die Monatswerte während der Simulationen zufällig auf die Stunden des jeweiligen Monats verteilt, um ein realistisches Ergebnis zu erzeugen (Remund 2015).

Diese stündliche Verteilung der monatlichen Einstrahlungssummen kann sehr stark von den realen stündlichen Einstrahlungswerten abweichen. Zudem können auch die monatlichen Einstrahlungssummen deutlich von dem historischen Mittel abweichen. Da die Einstrahlungswerte die Grundlage der Ertragsberechnung von PVsyst bilden, führt dies zu einer großen Unsicherheit der Simulationsergebnisse (Mermoud & Wittmer 2017).

3.2 Verifizierung der Simulationen

3.2.1 Vorüberlegungen

Es gilt zu prüfen, ob die implementierten Parameter der Simulationen zu korrekten und realistischen Ergebnissen führen.

In der ersten Simulation „V0“ ist die PV-Anlage mit einem einachsigen Nachführsystem ausgestattet, das die Modultische mit einem Azimut von -108° bis 132° der Sonne nachführen kann. Da die PV-Anlage aktuell genauso nachgeführt wird, kann diese Simulationsvariante mit Hilfe von Betriebsdaten der PV-Anlage und gemessenen Einstrahlungsdaten verifiziert werden.

Bei Inbetriebnahme der PV-Anlage im November 2008 waren die 18 Module eines Tisches zu einem String verbunden. Um Minderleistungen durch Eigenverschattung zu minimieren, wurden die Module in der Mitte des Jahres 2016 zu der aktuellen Stringanordnung verkabelt (greentech 2018). Da in den Simulationen die aktuelle Stringverkabelung implementiert wurde, ist eine Plausibilitätskontrolle der Simulation V0 mit den Betriebsdaten aus den Jahren 2009 bis 2016 nicht sinnvoll. Die Simulationsergebnisse werden demnach mit Hilfe der Betriebsdaten des Jahres 2017 verifiziert. Die Simulation wird dabei für das neunte Betriebsjahr der PV-Anlage durchgeführt, damit der Einfluss der Degradation im Jahr 2017 berücksichtigt wird.

Die Berechnungen der Simulationen in PVsyst beruhen auf der Annahme einer optimalen technischen Verfügbarkeit der PV-Anlage von 100 %. Es kann jedoch zu unvorhersehbaren Vorfällen kommen, welche die realen Anlagenerträge von den simulierten Anlagenerträgen abweichen lassen. Dazu gehören beispielsweise Ausfälle der Wechselrichter oder des Nachführsystems. Diese Ereignisse mindern den Anlagenertrag enorm und können je nach Ausfalldauer zu einer deutlichen Abweichung zwischen den simulierten und realen Erträgen führen. Dies muss bei der Verifizierung der Simulationsergebnisse berücksichtigt werden.

Im Jahr 2017 kam es zu Steuerungsausfällen des gesamten Nachführsystems der PV-Anlage. Da die eingestellten Azimute der Modultische zu den Ausfallzeitpunkten nicht bekannt sind und diese maßgeblich den Ertrag beeinflussen, ist der genaue Ertragsverlust nicht quantifizierbar. Aus diesem Grund sollten die Zeiträume, in

denen die Steuerung ausgefallen ist, nach Möglichkeit von der Verifizierung ausgeschlossen werden. Da die für die Verifizierung der Simulationen wichtigen Einstrahlungsdaten jedoch nur als Monatssummen zur Verfügung stehen und der Strahlungsanteil an den Tagen eines Monats stark schwankt, können nicht einzelne Tage von dem Vergleich ausgeschlossen werden.

Die Steuerung ist im Jahr 2017 vom 28. März bis zum 29. März und vom 13. September bis zum 23. Oktober ausgefallen (greentech 2018). Da die Steuerung der Nachführung im September und Oktober überwiegend defekt war, werden diese Monate in dem Vergleich nicht berücksichtigt. Durch den verhältnismäßig kurzen Ausfall der Steuerung über zwei Tage bleibt der März im Vergleichszeitraum enthalten. Die entstandene Minderleistung unbekanntem Umfangs wird bei der Auswertung des Vergleichs berücksichtigt.

Im Jahr 2017 sind außerdem zeitweise Wechselrichter ausgefallen. Wie sehr die technische Verfügbarkeit TV der PV-Anlage dadurch eingeschränkt wurde, ließ sich durch den genauen Ausfallzeitraum und der Nennleistung der jeweiligen Wechselrichter feststellen (greentech 2018). Mit Hilfe der Formel 3-6 lässt sich der Ertrag errechnen, zu dem es ohne die Ausfälle der Wechselrichter theoretisch gekommen wäre:

$$E(TV = 100 \%) = \frac{E(TV = x \%)}{x \%} \cdot 100 \% \quad 3-6$$

Die Berechnung des theoretischen Ertrags wird dabei unter der Annahme berechnet, dass die ausgefallenen Wechselrichter in den Ausfallzeiträumen denselben Wirkungsgrad wie die anderen Wechselrichter gehabt hätten. Dieser Ertrag, zu dem es bei einer Anlagenverfügbarkeit von 100 % gekommen wäre, kann so mit dem prognostizierten Ertrag der Simulation V_0 verglichen werden.

3.2.2 Gegenüberstellung der Ergebnisse

Die Ertragsdaten des Einspeisezählers der PV-Anlage werden für den berücksichtigten Zeitraum in der zweiten Spalte der Tabelle 3 wiedergegeben. Die technische Verfügbarkeit der PV-Anlage des jeweiligen Monats ist in der dritten Spalte aufgelistet (greentech 2018). Unter Anwendung der Formel 3-6 ist in der vierten Spalte der theoretische Ertrag des jeweiligen Zeitraumes angegeben.

	Spezifischer Ertrag 2017		
	Einspeisezähler der PV-Anlage in kWh/kWp	Technische Verfügbarkeit	Theoretischer Ertrag in kWh/kWp
Januar	38	100%	38
Februar	66	100%	66
März	107	98%	109
April	119	100%	119
Mai	170	96%	176
Juni	199	100%	199
Juli	156	99%	156
August	164	99%	165
November	28	100%	28
Dezember	14	100%	14
Total	1.059	99%	1.069

Tabelle 3: Spezifischer Ertrag der PV-Anlage des Jahres 2017

Im Jahr 2017 lag die technische Verfügbarkeit der PV-Anlage durch Ausfälle von Wechselrichtern bei etwa 99 %. Hierdurch lässt sich ein theoretischer spezifischer Ertrag von 1.069 kWh/kWp errechnen, zu dem es ohne die Ausfälle gekommen wäre. Dieser Wert wird in der dritten Spalte der Tabelle 4 mit der Ertragsprognose für das neunte Betriebsjahr der PV-Anlage in der dritten Spalte verglichen.

	Spezifischer Ertrag 2017		
	Theoretischer Ertrag in kWh/kWp	Ertragsprognose Pvsyst in kWh/kWp	Abweichung von der Ertragsprognose
Januar	38	39	-4%
Februar	66	54	22%
März	109	96	14%
April	119	151	-21%
Mai	176	166	6%
Juni	199	172	16%
Juli	156	180	-13%
August	165	139	19%
November	28	30	-7%
Dezember	14	24	-41%
Total	1.069	1.050	2%

Tabelle 4: Vergleich der spezifischen Erträge des Einspeisezählers mit den prognostizierten Erträgen des Jahres 2017

Die Summe des spezifischen Ertrags des Einspeisezählers weicht im betrachteten Zeitraum des Jahres 2017 um 2 % von der Ertragsprognose der Simulation in Pvsyst ab. Die Abweichungen der Monatssummen unterliegen dabei deutlichen Schwankungen.

Die Höhe der Erträge von PV-Anlagen richtet sich nach den Einstrahlungssummen. Zur besseren Einschätzung des Vergleichs der Erträge ist demnach ein Vergleich der realen und prognostizierten Einstrahlungssummen des Anlagenstandorts entscheidend. Es stehen monatliche Einstrahlungssummen des Deutschen Wetterdienstes (DWD) für das Jahr 2017 zur Verfügung (greentech 2018). Der DWD interpoliert durch umliegende Messstationen die Einstrahlungssummen für den Anlagenstandort.

Die Messwerte der jeweiligen Monate sind in der zweiten Spalte der Tabelle 5 aufgelistet. In der dritten Spalte sind die in der Simulation verwendeten Einstrahlungswerte von meteonorm der Abbildung 13 aufgelistet.

	Globalstrahlung auf die Horizontale 2017		
	Gemessene Werte des DWD in kWh/m ²	Einstrahlungsprognose meteonorm in kWh/m ²	Abweichung von der Einstrahlungsprognose
Januar	34	27	29%
Februar	50	43	17%
März	93	83	13%
April	113	132	-14%
Mai	182	158	16%
Juni	199	168	18%
Juli	168	173	-3%
August	154	134	15%
November	25	27	-6%
Dezember	17	19	-11%
Total	1.036	962	8%

Tabelle 5: Vergleich der Globalstrahlungssummen auf die Horizontale des Anlagenstandortes des Jahres 2017

Die Globalstrahlung weicht in dem betrachteten Zeitraum des Jahres 2017 um 8 % von dem historischen Mittelwert von meteonorm ab. Auch hier schwanken die monatlichen Abweichungen stark.

3.2.3 Bewertung

Die gemessene Einstrahlungssumme des betrachteten Zeitraums im Jahr 2017 weicht deutlich von dem Mittelwert der Jahre 1990 bis 2010 ab.

Wie in Kapitel 3.1.4 beschrieben wurde, unterliegen die jährlichen Einstrahlungssummen natürlichen Schwankungen, wodurch die Abweichung von 8 % begründet werden kann. Hinzu kommen die im Vergleich zu anderen

meteorologischen Datenquellen recht konservativen Einstrahlungsprognosen von meteonorm, durch die eine positive Abweichung der tatsächlichen Einstrahlungsmesswerte wahrscheinlich ist.

Aufgrund der Abhängigkeit des PV-Anlagenertrags von der Einstrahlung wird eine ähnlich hohe Abweichung zwischen dem tatsächlichen und dem prognostizierten Ertrag erwartet. Dass es nur zu einer Abweichung von 2 % kommt, hat verschiedene Gründe.

Wie in Kapitel 3.2.1 bereits beschrieben wurde, ist die Steuerung der Nachführung im März an zwei Tagen ausgefallen. Wenn an diesen beiden Tagen der Direktstrahlungsanteil an der Globalstrahlung sehr hoch war, kam es je nach Azimut der Modultische zu einer deutlichen Minderleistung des gemessenen Ertrages, die zu einer kleineren Differenz zwischen dem tatsächlichen und dem prognostizierten Ertrag an diesen beiden Tagen führt.

Im Jahr 2017 kam es zu weiteren Ereignissen, die zu nicht quantifizierbaren Mindererträgen geführt haben. Im Dezember 2017 wurden Auffälligkeiten einiger Strings festgestellt, deren Ursache unbekannt ist. In dem Fernüberwachungssystem wurden entweder keine oder unplausible Werte wiedergegeben. Hinzu kommen viele Ausfälle der Steuerung einzelner Modultische während des gesamten Jahres 2017 (greentech 2017). Diese Ausfälle sind nicht dokumentiert und deshalb nicht quantifizierbar.

Ein weiterer Grund dafür, dass die PV-Anlage die überdurchschnittlich gute Einstrahlung nicht so gut umgesetzt hat, könnte ein überdurchschnittlich hoher Diffusstrahlungsanteil der Globalstrahlung gewesen sein. Wie in Kapitel 2.4.2 erklärt wurde, setzt ein Nachführsystem den Direktstrahlungsanteil besonders gut in elektrische Energie um. Wenn der Direktstrahlungsanteil an der Globalstrahlung im Jahr 2017 geringer war als der in der Simulation verwendete Anteil von 51 %, könnte dies zu einer schlechteren Umsetzung der Globalstrahlung geführt haben. Es liegen jedoch keine Daten vor, wie hoch der Diffusstrahlungsanteil an der Globalstrahlung im Jahr 2017 war. Daher ist diese Vermutung nicht überprüfbar.

In der Simulation wird die Nachführung in Schrittgrößen von 1° ausgeführt. Das verbaute Nachführsystem der PV-Anlage kann die Modultische dagegen nur in Schrittgrößen von 5° nachführen. Zudem richtet sich das Nachführsystem aktuell nicht nach dem tagesspezifischen Sonnenazimutbereich, sondern nach einem

monatlich festgelegten Azimutbereich. Durch diese schlechtere Ausrichtung der Modultische in der Praxis könnte der reale Ertrag etwas geringer als der prognostizierte Ertrag ausfallen.

Hinzu kommen die Unsicherheiten der Ertragsprognosen durch die eingegebenen Parameter in PVsyst, die in Kapitel 3.1 beschrieben wurden. Diese können dazu geführt haben, dass der Ertrag zu optimistisch prognostiziert wird. Insbesondere durch die unterschiedlichen Verschaltungen der Modulstrings in der PV-Anlage und PVsyst kann es wie in Kapitel 3.1.3 beschrieben in der Praxis immer zu einem etwas höheren Verlust durch Eigenverschattung kommen, als in PVsyst angenommen wird.

Da die Abweichung der Erträge gering ist und die Differenz durch die genannten Aspekte erklärbar ist, wird davon ausgegangen, dass die Simulationen realistische Ergebnisse erbringen.

3.3 Vergleich der Simulationsvarianten

3.3.1 Vorstellung der Simulationsvarianten

Es werden drei Simulationsvarianten verglichen. In allen Varianten sind die angenommenen Verlustparameter, der Neigungswinkel der Module, die Nahverschattungssituation und die erhöhte Horizontlinie der PV-Anlage in Niederbayern implementiert. Auch die technischen Kenngrößen, die Anzahl, sowie die Verschaltung der in der PV-Anlage verbauten Module und Wechselrichter wurden in die Simulationen übernommen.

Unterschieden wird in den Simulationsvarianten lediglich zwischen den Gestellsystemen. Wie bereits beschrieben, ist in der ersten Variante („V0“) das aktuelle Gestellsystem der PV-Anlage implementiert, welches die PV-Module dem Sonnenazimut nachführt.

In der zweiten Variante („V1“) werden die PV-Module nicht nachgeführt. Dabei können die Modultische in der Praxis nicht mit dem optimalen Azimut starrer Gestellsysteme ausgerichtet werden, wie in Kapitel 3.3.2 erläutert wird. Die Modultische in der Simulation V1 werden mit einem Azimut von 2° ausgerichtet.

In der dritten Simulationsvariante („V2“) wird das einachsige Nachführsystem durch den Backtracking-Algorithmus von PVsyst ergänzt. Der Algorithmus ist in PVsyst jedoch noch nicht ausgereift, insbesondere für einachsige Nachführungen mit vertikaler Drehachse. Bei einem Sonnenazimut von unter -90° oder über $+90^\circ$ müssten die Module nördlich ausgerichtet werden, um die gegenseitige Verschattung der Module zu verhindern. Da dies durch den Azimutbereich des installierten Nachführsystems jedoch nicht möglich ist, bleiben die Module mit einer Südausrichtung stehen. Stattdessen wäre es sinnvoll, die Module mit einem Azimut auszurichten, der den kleinstmöglichen Schatten zufolge hat. In der Simulation entsteht an Tagen mit einem Sonnenazimut von unter -90° bei Sonnenaufgang und über $+90^\circ$ bei Sonnenuntergang in den Morgen- und Abendstunden ein Vollschatten auf den Modulen.

Der erste Tag eines Jahres, auf den dies zutrifft, ist der 21. März und der letzte Tag ist der 22. September (PVsyst 2018). In diesem Zeitraum werden die Ergebnisse der Simulation V2 schlechter ausfallen als die Ergebnisse einer Simulation mit einem sinnvollen Backtracking-Algorithmus. Aus diesem Grund werden vom 1. Januar bis zum 20. März und vom 23. September bis zum 31. Dezember alle Simulationsvarianten verglichen und in dem Zeitraum vom 21. März bis zum 22. September nur die Simulationen V0 und V1.

Die Simulationen werden für das zehnte Betriebsjahr der PV-Anlage durchgeführt, da die ertragsoptimierenden Maßnahmen noch im Jahr 2018 umgesetzt werden sollen.

3.3.2 Verbrauch des Nachführsystems

Bei der Simulation der PV Anlage mit einem starren Gestellsystem entfällt im Vergleich zu den anderen beiden Varianten die benötigte Leistung des Nachführsystems. Insbesondere in der Winterzeit, in welcher nur ein geringer Mehrertrag durch die Nachführung aufgrund des hohen Diffusstrahlungsanteils vermutet wird, ist die Berücksichtigung des Eigenverbrauchs wichtig. Dies könnte die Entscheidung beeinflussen, welches Gestellsystem für die PV-Anlage empfohlen wird.

Da das verbaute Nachführsystem die Modultische mit einer Schrittgröße g von 5° über einen Azimutbereich α_{max} von 240° der Sonne nachführen kann, ergibt sich folgende Anzahl z_{max} an Positionen, die von den Modultischen eingenommen werden können:

$$z_{max} = \frac{\alpha_{max}}{g} + 1 \quad 3-7$$
$$z_{max} = \frac{240^\circ}{5^\circ} + 1 = 49$$

Der Azimut der jeweiligen Positionen ist in der zweiten Spalte der Tabelle 6 aufgelistet. Durch die Anlagendrehung beträgt der Azimut der Mittelposition 12° (greentech 2018). Folglich können die Modultische mit einem Azimut von -108° bis 132° der Sonne nachgeführt und nicht genau in Richtung Süden ausgerichtet werden. Die Position 23 hat mit einem Azimut von 2° die geringste Abweichung zur Südausrichtung.

Ab welchem Sonnenazimut die Positionen jeweils eingenommen werden, ist in der dritten Spalte der Tabelle 6 dargestellt. Um dem Sonnenverlauf bei einer Schrittgröße von 5° optimal zu folgen, sollten die Positionen dann eingenommen werden, wenn der Sonnenazimut $2,5^\circ$ von dem Azimut der Position entfernt ist. Da der maximale Betrag des Sonnenazimuts am Anlagenstandort jedoch 127° beträgt (PVsyst 2018), wird die Position 1 bereits ab einem Sonnenazimut von -127° und die Position 49 zu keinem Zeitpunkt eingenommen.

Position	Azimut des Nachführsystems in °	Sonnenazimut in °
1	-108	-110,5
2	-103	-105,5
3	-98	-100,5
4	-93	-95,5
5	-88	-90,5
6	-83	-85,5
7	-78	-80,5
8	-73	-75,5
9	-68	-70,5
10	-63	-65,5
11	-58	-60,5
12	-53	-55,5
13	-48	-50,5
14	-43	-45,5
15	-38	-40,5
16	-33	-35,5
17	-28	-30,5
18	-23	-25,5
19	-18	-20,5
20	-13	-15,5
21	-8	-10,5
22	-3	-5,5
23	2	-0,5
24	7	4,5
25	12	9,5
26	17	14,5
27	22	19,5
28	27	24,5
29	32	29,5
30	37	34,5
31	42	39,5
32	47	44,5
33	52	49,5
34	57	54,5
35	62	59,5
36	67	64,5
37	72	69,5
38	77	74,5
39	82	79,5
40	87	84,5
41	92	89,5
42	97	94,5
43	102	99,5
44	107	104,5
45	112	109,5
46	117	114,5
47	122	119,5
48	127	124,5
49	132	129,5

Tabelle 6: Positionen des Nachführsystems und der Sonnenazimut, ab dem die Position idealerweise eingenommen wird

Durch die unterschiedlichen Azimute bei Sonnenaufgang und Sonnenuntergang im Verlaufe eines Jahres ist der Tagesverbrauch des Nachführsystems verschieden groß. Folgend wird der Verbrauch des Nachführsystems am 1. Januar eines Jahres berechnet.

Am 1. Januar geht die Sonne am Anlagenstandort mit einem Azimut von -54° auf und mit einem Azimut von 54° unter (PVsyst 2018). Aus der Tabelle 6 kann geschlossen werden, dass bei dem Sonnenaufgang die Position 11 mit einem Azimut α_A in $^\circ$ von -53° und bei dem Sonnenuntergang die Position 34 mit einem Azimut α_U von 52° von den Modultischen eingenommen wird. Da die Modultische nachts wieder in die Mittelpositionen gefahren werden, wird der Azimutbereich α_d , der an einem Tag insgesamt abgefahren wird, wie folgt berechnet:

$$\alpha_d = (\alpha_U - \alpha_A) \cdot 2 \quad 3-8$$

$$\alpha_d = (52^\circ + 53^\circ) \cdot 2 = 210^\circ$$

Durch die Schrittgröße g von 5° ergibt sich folgende Tagesanzahl z_d der Schritte am 1. Januar:

$$z_d = \frac{\alpha_d}{g} \quad 3-9$$

$$z_d = \frac{210^\circ}{5^\circ} = 42$$

Durch die Berechnung des Mittelwertes aller Tagesanzahlen eines Jahres ergibt sich eine durchschnittliche Tagesanzahl z_a von 71 Schritten pro Tag.

In der Betriebsanleitung des verbauten Nachführsystems ist ein Tagesbedarf W_a von 36 Wh angegeben, der pro Modultisch durchschnittlich in einem Jahr in Süddeutschland benötigt wird (IDEEMATIC 2008). So lässt sich der durchschnittliche Verbrauch eines Schrittes W_s des Nachführsystems errechnen:

$$W_s = \frac{W_a}{z_a} \quad 3-10$$

$$W_s = \frac{36 \text{ Wh}}{71} = 0,51 \text{ Wh}$$

Mit Hilfe dieser Daten und der Anzahl z_T der Modultische in der PV-Anlage kann der Tagesbedarf an Energie des Nachführsystems W_d in kWh für den 1. Januar berechnet werden:

$$W_d = z_d \cdot z_T \cdot W_s \quad 3-11$$

$$W_d = 42 \cdot 443 \cdot 0,51 \text{ Wh} \cdot \frac{1}{1000} \frac{\text{kWh}}{\text{Wh}} = 9,46 \text{ kWh}$$

Die Verbräuche der anderen Tage eines Jahres werden gleichermaßen berechnet. Diese sind in dem Anhang iv tabellarisch aufgelistet.

Durch die Addition der Tagesbedarfe eines Jahres ergibt sich ein Jahresbedarf des Nachführsystems von 5,82 MWh. Dabei beträgt der Bedarf in der Zeit vom 1. Januar bis zum 20. März und vom 23. September bis zum 31. Dezember 2,13 MWh und vom 21. März bis zum 22. September 3,69 MWh.

Bei einem Nachführsystem mit Backtracking werden nach Sonnenaufgang und vor Sonnenuntergang andere Positionen eingenommen als bei einem Nachführsystem ohne Backtracking. Es wird angenommen, dass die hierdurch entstehende Differenz der Verbräuche vernachlässigbar gering ist.

3.3.3 Vergleich der Simulationen bis zum 20. März und ab dem 23. September

3.3.3.1 Gegenüberstellung der Simulationsergebnisse

Wie in Abbildung 22 deutlich zu erkennen ist, weichen die spezifischen Gesamterträge E_{spez} des Zeitraums vom 1. Januar bis zum 20. März und vom 23. September bis zum 31. Dezember der Simulationen V0 bis V2 kaum voneinander ab.

Mit einem spezifischen Gesamtertrag von 298 kWh/kWp erbringt die Simulation der PV-Anlage mit einer Nachführung der Modultische das beste Ergebnis. Mit 292 kWh/kWp erzielt die Simulation der PV-Anlage mit einem starren Gestellsystem ein nur um 2 % schlechteren Ertrag. Das schlechteste Ergebnis wird mit 288 kWh/kWp für das Nachführsystem mit Backtracking prognostiziert. Dieser Ertrag weicht um 3 % von dem der Simulation V0 ab. Dabei wurde von den prognostizierten Erträgen der Simulationsvarianten V0 und V2 der in Kapitel 3.3.2 berechnete Verbrauch der Nachführsysteme bereits subtrahiert.

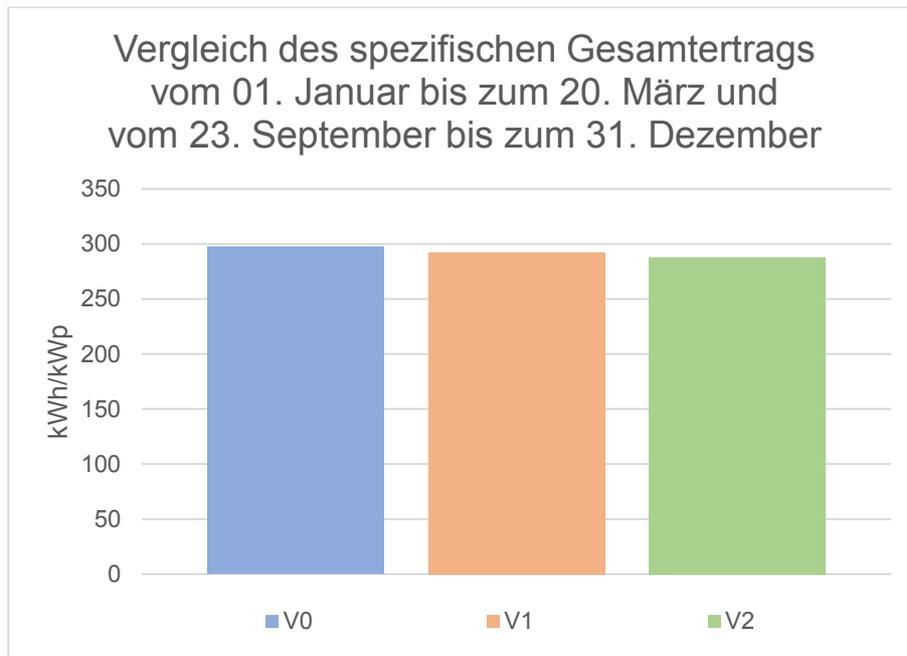


Abbildung 22: Vergleich des spezifischen Gesamtertrags der Simulationen V0 bis V2 vom 01. Januar bis zum 20. März und vom 23. September bis zum 31. Dezember

Anhand der Tabelle 7 ist zu erkennen, dass bei einer Betrachtung der spezifischen Monatserträge die Simulation V1 in den Monaten Januar, Februar, November und Dezember den größten Ertrag erzielt. In der restlichen Zeit des betrachteten Zeitraums erbringt die Simulation V0 den größten Ertrag.

Monat	Spezifische Monatserträge in kWh/kWp			Größter Ertrag
	V0	V1	V2	
Januar	39	41	39	V1
Februar	53	54	53	V1
01.-20. März	53	49	49	V0
23.-30. September	29	26	25	V0
Oktober	72	69	69	V0
November	29	30	30	V1
Dezember	23	24	24	V1
Gesamt	298	292	288	V0

Tabelle 7: Vergleich der spezifischen Monatserträge der Simulationen V0 bis V2

Zu einer genaueren Analyse des Vergleichs werden die spezifischen Tageserträge verglichen, die in Anhang v tabellarisch dargestellt sind. Durch die zufällige Verteilung der monatlichen Einstrahlungssummen von meteonorm auf die Tage eines Monats schwanken die Ergebnisse des Ertragsvergleichs stark.

Die Simulation V0 erbringt in der Zeit vom 27. Februar bis zum 20. März und vom 23. September bis zum 25. Oktober überwiegend den größten Ertrag. Ausnahmen

bilden die Tage, an denen von PVsyst ein Diffusstrahlungsanteil von mindestens 99 % angenommen wird. An diesen Tagen bringt die Simulation V1 das beste Ergebnis. Des Weiteren erbringt an drei Tagen die Simulation V2 das beste Ergebnis.

In der Zeit vom 1. Januar bis zum 26. Februar und vom 26. Oktober bis zum Ende des Jahres überwiegt die Simulation V1 als ertragsreichste Simulation. An nur 22 Tagen dieses Zeitraumes erzielt die Simulation V2 den größten Ertrag und an sechs Tagen die Simulation V0.

3.3.3.2 Bewertung

Die geringe Differenz der spezifischen Gesamterträge ist durch den hohen Diffusstrahlungsanteil in den Wintermonaten zu erklären. Durch die vertikale Drehachse und dieselben Neigungswinkel aller Simulationsvarianten wird die Diffusstrahlung in der Simulation V0 und V2 genauso gut genutzt, wie in der Simulation V1. Durch die effizientere Nutzung der Direktstrahlung der Nachführsysteme, können die Simulationen je nach Direktstrahlungsanteil dieselben oder größere Erträge erbringen als die Simulation V1. Der Tageserträge der Simulationen V0 und V2 werden jedoch um den jeweiligen Tagesverbrauch der Nachführsysteme aus dem Anhang v gemindert. Erst wenn der Ertragsgewinn der Simulationen V0 und V2 gegenüber der Simulation V1 größer als der Tagesverbrauch des Nachführsystems ist, erzielt eine Nachführung der Module im Vergleich zu einer starren Fixierung des Gestellsystems ein besseres Ergebnis.

Anhand der spezifischen Monatserträge ist zu erkennen, dass der Verlust durch Eigenverschattungen und dem Verbrauch der Nachführsysteme dem Verlust durch schrägere Einfallswinkel in den Wintermonaten überwiegt. Daher ist in diesem Zeitraum eine Gestellfixierung am sinnvollsten.

In den Herbst- und Frühlingsmonaten ändert sich dieses Verhältnis. Der Mehrertrag durch einen dauerhaft bestmöglichen Direkteinstrahlungswinkel auf die Module übertrifft den Betrag der Verluste durch größere Eigenverschattungen und höhere Betriebskosten durch das Nachführsystem. Dadurch führt die Simulation V0 zu den größten Erträgen.

In den Wintermonaten erzielen an einigen Tagen andere Simulationen als die Variante 1 das beste Ergebnis. In den meisten Fällen fällt dabei der Ertrag der Simulation V2 am besten aus. Insbesondere an Tagen mit relativ hohem

Direktstrahlungsanteil ist der Mehrertrag gegenüber einer Gestellfixierung größer als der Ertragsverlust durch den Verbrauch des Nachführsystems mit Backtracking. Da es dabei gleichzeitig nicht zu den großen Verlusten durch die Eigenverschattung der tief stehenden Sonne in den Wintermonaten kommt, erbringt die Simulation V2 in den Wintermonaten meist bessere Ergebnisse als die Simulation V0.

In den Monaten, in denen die Simulation V0 überwiegend den größten Ertrag erzielt, gibt es durch die unterschiedliche Einstrahlungsverteilung ebenfalls einige Tage, an denen andere Simulationen die besten Ergebnisse erzielen. An den meisten dieser Tage wird ein Diffusstrahlungsanteil von 100 % prognostiziert. Wie bereits erklärt, erzielt eine Gestellfixierung an solchen Tagen den größten Ertrag, da dieser durch den Eigenverbrauch eines Nachführsystems nicht verringert wird.

Die Simulation V2 ergibt in dieser Zeit an vernachlässigbar wenigen Tagen das beste Ergebnis. Wenn der Diffusstrahlungsanteil weniger als 100 % beträgt, überwiegt der Ertragsgewinn durch die dauerhaft optimalen Einstrahlungswinkel der Simulation V0 dem Ertragsgewinn durch weniger Eigenverschattung der Simulation V2. Dies ist durch die größeren Sonnenazimute und -höhenwinkel im Vergleich zu den Monaten Januar, November und Dezember zu erklären.

Durch die installierte Leistung P der PV-Anlage von 1.475 kWh/kWp liegt die Ertragssteigerung E_s bei der Verwendung einer einachsigen Nachführung gegenüber einem starren Gestellsystem bei etwa:

$$E_s = \Delta E_{spez} \cdot P \quad 3-12$$

$$E_s = (298 - 292) \frac{\text{kWh}}{\text{kWp}} \cdot 1.475 \text{ kWp} = 7.924 \text{ kWh}$$

Bei einem Vergütungssatz V der PV-Anlage von 35,49 Cent/kWh (greentech 2018) führt dies in der Zeit vom 1. Januar bis zum 20. März und vom 23. September bis zum 31. Dezember zu einer Nettogewinnsteigerung G_s von etwa:

$$G_s = E_s \cdot V \quad 3-13$$

$$G_s = 7.924 \text{ kWh} \cdot 0,3549 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 2.812 \text{ €}$$

Die Nachführung der Modultische nach der Sonne ist sinnvoll, wenn die Betriebskosten durch Wartungen und mögliche Ausfälle des Nachführsystems und die damit verbundenen Ertragsausfälle und Kosten zur Behebung der Störung weniger als 2.812 € betragen. Da die Anzahl und Dauer der Ausfälle nicht vorhersehbar sind, können die Betriebskosten nicht genau abgeschätzt werden.

Aus Erfahrungswerten der Firma greentech services GmbH kann jedoch geschlossen werden, dass aufgrund der Höhe der Gewinnsteigerung die Wahrscheinlichkeit gering ist, dass diese von den Betriebskosten übertroffen wird. Daher wird angenommen, dass eine Nachführung der Modultische insgesamt ein wirtschaftlich besseres Ergebnis erzielt, als ein starres Gestellsystem.

3.3.4 Vergleich der Simulationen vom 21. März bis zum 22. September

3.3.4.1 Gegenüberstellung der Simulationsergebnisse

In Abbildung 23 sind die spezifischen Gesamterträge der Simulationsvarianten V0 und V1 für den Zeitraum vom 21. März bis zum 22. September grafisch dargestellt. Der prognostizierte Ertrag der Variante V0 liegt bei 931 kWh/kWp und der Ertrag der Variante V1 bei 701 kWh/kWp. Damit liegt der prognostizierte Ertrag der Simulationsvariante V1 trotz der Berücksichtigung des Verbrauchs des Nachführsystems der Simulation V0 mit einer Differenz von 25 % deutlich unter dem Ertrag der Variante V0.

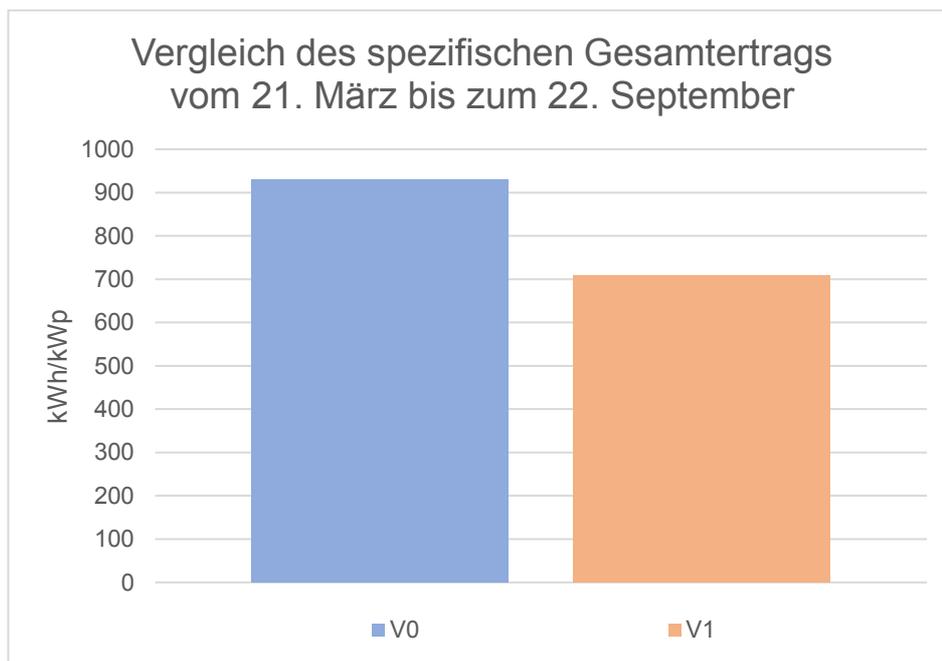


Abbildung 23: Vergleich des spezifischen Gesamtertrags der Simulationen V0 und V1 vom 21. März bis zum 22. September

Auch bei der Betrachtung der spezifischen Monatserträge der Tabelle 8 wird deutlich, dass die Ergebnisse der Simulation der PV-Anlage mit einem

Nachführsystem ausnahmslos besser als die Erträge der PV-Anlage mit einem starren Gestellsystem ausfallen.

Monat	Spezifische Monatserträge in kWh/kWp		Größter Ertrag
	V0	V1	
21.-31. März	42	36	V0
April	149	119	V0
Mai	165	123	V0
Juni	170	122	V0
Juli	179	128	V0
August	138	108	V0
01.-22. September	87	72	V0
Gesamt	931	709	V0

Tabelle 8: Vergleich der spezifischen Monatserträge der Simulationen V0 und V1

Dabei fällt der Ertrag der Simulation V1 nur an 15 von 186 Tagen größer als der Ertrag der Simulation V0 aus.

3.3.4.2 Bewertung

Durch den hohen Anteil der Direktstrahlung an der Globalstrahlung in den Sommermonaten ist der prognostizierte Ertrag der Simulationsvariante der nachgeführten PV-Anlage deutlich höher als bei einem starren Gestellsystem.

Lediglich an 15 Tagen des betrachteten Zeitraumes wird durch PVsyst ein Diffusstrahlungsanteil von 99 % bis 100 % prognostiziert. Dadurch wird in der Simulation V0 die Globalstrahlung genauso gut genutzt, wie in der Simulation V1. Durch den Eigenverbrauch des Nachführsystems der Simulation V0 erzielt die Simulation V1 an diesen Tagen daher das beste Ergebnis.

Wie in Kapitel 3.3.1 erklärt wurde, wird die Simulation V2 in dem Zeitraum vom 21. März bis zum 22. September nicht berücksichtigt. Allerdings lässt sich durch die Ergebnisse des Simulationsvergleichs in dem Zeitraum vom 1. Januar bis zum 20. März und vom 23. September bis zum 31. Dezember nachfolgende Hypothese aufstellen. Die Simulation V2 ergibt nur an wenigen Tagen in den Wintermonaten das beste Ergebnis. Dabei wird zuletzt am 1. März und erst wieder am 8. Oktober der größte Ertrag durch die Simulation V2 prognostiziert. Folglich lässt sich die Tendenz erkennen, dass die Simulation V2 mit zunehmendem Direktstrahlungsanteil und Sonnenazimuten immer schlechtere Ergebnisse im Vergleich zu den Simulationen V0 und V1 erzielt. Daher wird davon ausgegangen, dass auch in der gesamten Zeit vom 21. März bis zum 22. September durch den

hohen Direktstrahlungsanteil und die hohen Azimutbeträge bei Sonnenaufgang und Sonnenuntergang in den Sommermonaten eine Nachführung mit Backtracking das schlechteste Ergebnis erzielen würde.

Mit Hilfe der Formel 3-12 kann die prognostizierte Ertragssteigerung E_s für das Jahr 2018 bei der Verwendung eines einachsigen Nachführsystems vom 21. März bis zum 22. September gegenüber eines starren Gestellsystems berechnet werden:

$$E_s = (931 - 709) \frac{\text{kWh}}{\text{kWp}} \cdot 1.475 \text{ kWp} = 327.063 \text{ kWh}$$

Bei dem Vergütungssatz der PV-Anlage von 35,49 Cent/kWh kann durch Anwendung der Formel 3-13 die Nettogewinnsteigerung G_s berechnet werden:

$$G_s = 327.063 \text{ kWh} \cdot 0,3549 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 116.075 \text{ €}$$

Die reale Gewinnsteigerung kann durch die in Kapitel 3.1 beschriebenen Unsicherheiten der Simulationen von dem prognostizierten Betrag von 116.075 € abweichen.

Wie bereits in Kapitel 3.3.3.2 erwähnt wurde, können die Betriebskosten schwer abgeschätzt werden. Jedoch wird aufgrund der Höhe der prognostizierten Gewinnsteigerung davon ausgegangen, dass der Verlust durch höhere Betriebskosten und Ertragsminderungen in der Zeit vom 21. März bis zum 22. September stets deutlich unter der realen Gewinnhöhe gegenüber einer Gestellfixierung liegt.

3.4 Entwicklung einer ertragsoptimierenden Nachführmethode

In der Programmierung des Nachführsystems der PV-Anlage in Niederbayern kann genau festgelegt werden, zu welchen Zeiten welche Position von den Modultischen eingenommen werden soll. So kann die Programmierung an die Funktionsweise verschiedener Gestellsysteme angepasst werden.

Durch die Erkenntnisse aus den Kapiteln 3.3.3 und 3.3.4 kann eine jahreszeitabhängige Empfehlung der Gestellsysteme entwickelt werden, welche den Ertrag der PV-Anlage in den kommenden Jahren steigern wird.

Aufgrund der hohen Ertragssteigerung durch ein Nachführsystem gegenüber einer Gestellfixierung vom 21. März bis zum 22. September 2018 wird empfohlen, die PV-Anlage in diesem Zeitraum eines Jahres weiterhin nachzuführen. Die wenigen Tage, an denen der größte Ertrag durch die Simulation V1 prognostiziert wurde, werden nicht berücksichtigt. Es ist nicht abschätzbar, an welchen Tagen in den nächsten Jahren der Diffusstrahlungsanteil bei 99 % oder 100 % liegt.

Aus dem Vergleich der Simulationen für den Zeitraum vom 1. Januar bis zum 20. März und vom 23. September bis zum 31. Dezember ergibt sich ein weniger eindeutiges Ergebnis, welches Gestellsystem empfohlen werden sollte. Die zufällige Verteilung der monatlichen Global- und Einstrahlungssummen auf die Tage eines Monats führt zu vielen Schwankungen des empfohlenen Gestellsystems. Daher kann keine tagesgenaue Empfehlung ausgesprochen werden. Eine monatsbasierte Empfehlung zur Nachführung der PV-Anlage ist wiederum sehr ungenau, weshalb die Erträge auf einer Wochenbasis zusammengefasst werden, um eine Empfehlung für das Gestellsystem in den Winterhalbjahren festzulegen. Eine Übersicht der prognostizierten spezifischen Wochenerträge ist in Tabelle 9 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass von der ersten bis zur achten Woche und von der 44. bis zur 53. Woche der größte Ertrag überwiegend durch ein starres Gestellsystem prognostiziert wird und ein Nachführsystem in der Zwischenzeit den größten Ertrag erzielt. In den vier Wochen, in denen eine Nachführung mit Backtracking den größten Ertrag bringt, weichen die Erträge der Simulationsvarianten nur um maximal 3 % voneinander ab. Zudem treten diese Wochen durch die zufällige Verteilung der monatlichen Einstrahlungssummen vereinzelt auf. Daher wird das abweichende Ergebnis dieser vier Wochen in der Empfehlung für eine zukünftige Programmierung des Gestellsystems nicht berücksichtigt.

Folglich wird eine Fixierung des Nachführsystems in der Position 23 vom 1. Januar bis zum 25. Februar und vom 29. Oktober bis zum 31. Dezember eines Jahres empfohlen.

Woche	Spezifische Wochenenerträge in kWh/kWp			Größter Ertrag	
	V0	V1	V2	V0 / V1 / V2	V0 / V1
1	9	9	9	V1	V1
2	7	7	7	V1	V1
3	4	4	4	V2	V1
4	16	17	16	V1	V1
5	7	7	7	V1	V1
6	9	9	9	V2	V0
7	18	18	17	V1	V1
8	15	15	15	V1	V1
9	14	13	13	V0	V0
10	15	14	15	V0	V0
11	28	25	25	V0	V0
12	19	18	18		V0
13	32	27	27		V0
14	23	19	20		V0
15	29	24	25		V0
16	34	27	28		V0
17	50	38	39		V0
18	47	34	34		V0
19	49	35	35		V0
20	18	15	15		V0
21	35	26	27		V0
22	46	33	34		V0
23	37	27	28		V0
24	40	28	29		V0
25	40	29	29		V0
26	37	26	27		V0
27	47	32	33		V0
28	45	31	32		V0
29	28	21	22		V0
30	42	31	31		V0
31	37	27	27		V0
32	30	24	24		V0
33	31	25	25		V0
34	24	20	20		V0
35	40	31	32		V0
36	24	19	19		V0
37	29	24	24		V0
38	25	21	21		V0
39	27	24	24	V0	V0
40	13	12	12	V0	V0
41	14	13	14	V0	V0
42	22	21	21	V0	V0
43	17	17	16	V0	V0
44	10	10	10	V1	V1
45	8	8	8	V1	V1
46	9	10	10	V1	V1
47	4	4	4	V2	V1
48	5	5	5	V1	V1
49	5	5	5	V2	V0
50	7	7	7	V1	V1
51	3	3	3	V1	V1
52	7	7	7	V1	V1
53	1	1	1	V1	V1

Tabelle 9: Vergleich der spezifischen Wochenenerträge der Simulationen V0, V1 und V2

In Tabelle 10 sind die spezifischen Erträge der Simulation des aktuellen Nachführsystems den prognostizierten Erträgen der ertragsoptimierenden Kombination der Gestellsysteme für das Jahr 2018 gegenübergestellt.

Woche	Aktuelle Nachführmethode		Optimierte Nachführmethode		Differenz in kWh/kWp
	Simulations- variante	Spezifischer Ertrag in kWh/kWp	Simulations- variante	Spezifischer Ertrag in kWh/kWp	
1 bis 8	V0	84	V1	87	2
9 bis 43		1.084	V0	1.084	0
44 bis 53		60	V1	61	2
Total		1.228		1.232	4

Tabelle 10: Vergleich der spezifischen Erträge der aktuellen und der optimierten Nachführmethode für das Jahr 2018

Durch die Fixierung des Gestellsystems in den ersten acht und den letzten neun Wochen wird ein spezifischer Jahresertrag von 1.232 kWh/kWp prognostiziert. Da eine Umprogrammierung des Nachführsystems lediglich in den Wintermonaten erfolgt und die größten Einstrahlungssummen in den Sommermonaten vorliegen, übertrifft dieser Wert den spezifischen Ertrag der aktuellen Nachführmethode für das Jahr 2018 mit 4 kWh/kWp nur um 0,3 %.

Aufgrund dessen, dass die Simulationen erst im April des Jahres 2018 fertig gestellt wurden, kann das Nachführsystem zudem nur noch in den letzten neun Wochen des Jahres 2018 deaktiviert werden. Dadurch kann nur noch eine spezifische Ertragssteigerung von 2 kWh/kWp gegenüber der aktuellen Nachführmethode in dem Jahr 2018 erreicht werden.

Zur Berechnung der spezifischen Ertragssteigerung bis zum Ende der Betriebslaufzeit der PV-Anlage werden die Simulationen für die nächsten Jahre bis 2028 durchgeführt. Wie in Tabelle 11 zu erkennen ist, nehmen die spezifischen Jahreserträge im Laufe der Jahre degradationsbedingt leicht ab, während der prozentuale Ertragsgewinn von 0,3 % durch die optimierte Nachführmethode konstant bleibt. In den Erträgen wurde der Eigenverbrauch des Nachführsystems bereits berücksichtigt.

Jahr	Spezifische Jahreserträge in kWh/kWp		Differenz in kWh/kWp
	Aktuelle Nachführmethode	Optimierte Nachführmethode	
2018	1.228	1.230	2
2019	1.223	1.226	3
2020	1.214	1.217	3
2021	1.204	1.207	3
2022	1.194	1.197	3
2023	1.184	1.187	3
2024	1.175	1.178	3
2025	1.167	1.170	3
2026	1.159	1.162	3
2027	1.152	1.155	3
01 / 2028 - 10 / 2028	1.095	1.097	2
Total	12.993	13.026	33

Tabelle 11: Spezifische Jahreserträge der Simulationen mit der aktuellen und optimierten Nachführmethode

Durch die grafische Darstellung der prognostizierten spezifischen Jahreserträge von 2019 bis zum Ende der Betriebslaufzeit der PV-Anlage in Abbildung 24 ist der geringe Mehrertrag zwischen der aktuellen und optimierten Nachführmethode deutlich zu erkennen.

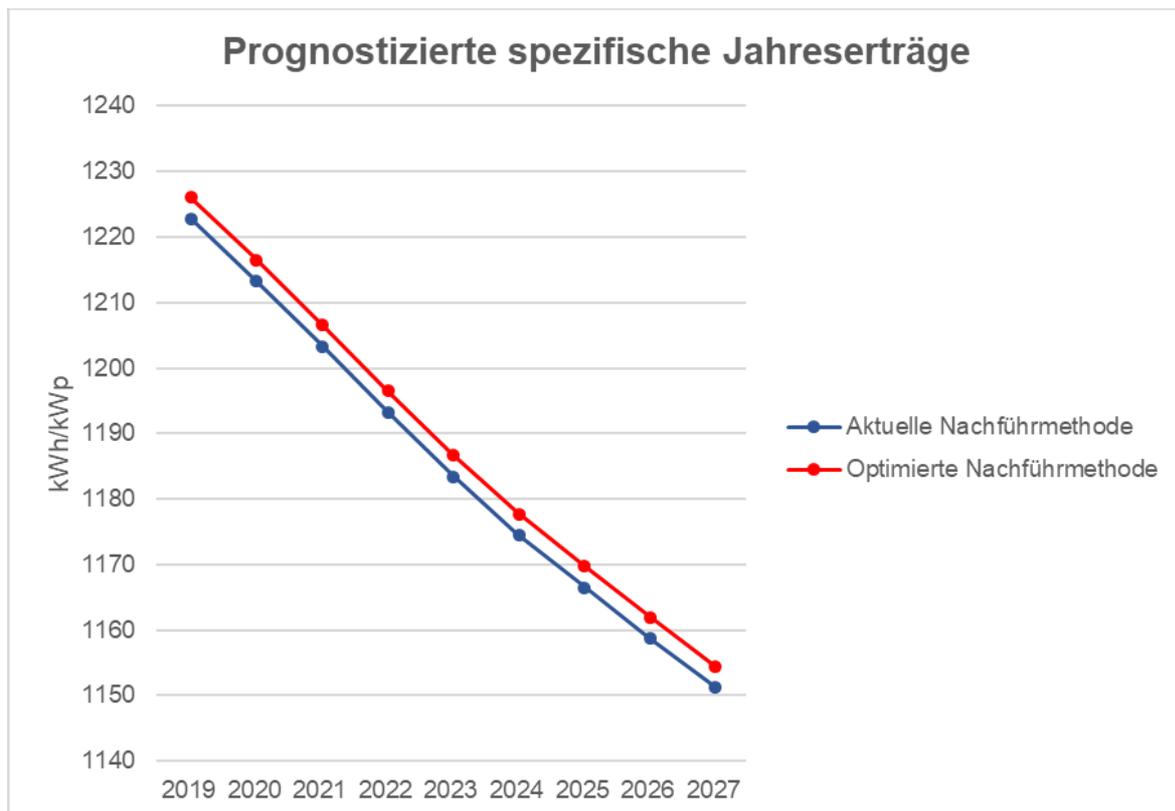


Abbildung 24: Prognostizierte spezifische Jahreserträge der Jahre 2019 bis 2027

Durch die installierte Leistung der PV Anlage von 1.475 kWp und die niedrigeren Kosten durch eine zwischenzeitliche Stilllegung des Nachführsystems führt dieser geringe Mehrertrag jedoch zu einer nicht unerheblichen Gewinnsteigerung.

Mit Hilfe der Formel 3-12 kann der mögliche Ertragsgewinn für das Jahr 2018 berechnet werden:

$$E_s = (1.230 - 1.228) \frac{\text{kWh}}{\text{kWp}} \cdot 1.475 \text{ kWp} = 2.509 \text{ kWh}$$

Durch die Formel 3-13 kann so die prognostizierte Nettogewinnsteigerung G_s für das Jahr 2018 bestimmt werden:

$$G_s = 2.509 \text{ kWp} \cdot 0,3549 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 891 \text{ €}$$

Auch für die nächsten Jahre werden die Ertrags- und Gewinnsteigerungen bis zum Ende der Betriebslaufzeit berechnet. Die Ergebnisse sind in der Tabelle 12 dargestellt.

Jahr	Ertragssteigerung in kWh	Gewinnsteigerung in €
2018	2.509	891
2019	4.798	1.703
2020	4.808	1.706
2021	4.811	1.708
2022	4.811	1.707
2023	4.807	1.706
2024	4.790	1.700
2025	4.760	1.689
2026	4.727	1.677
2027	4.689	1.664
01 / 2028 - 10 / 2028	2.881	1.022
Total	48.391	17.174

Tabelle 12: Prognostizierte Ertrags- und Gewinnsteigerung durch die optimierte Nachführmethode bis zum Ende der Betriebslaufzeit der PV-Anlage

Es ergibt sich bis zum 31. Oktober 2028 eine prognostizierte Nettogewinnsteigerung von etwa 17.174 €, wenn die Änderung des Nachführsystems bis zur 44. Woche des Jahres 2018 eingepflegt wird. Zudem entfallen pro Jahr für 17 Wochen die zusätzlich anfallenden Betriebskosten durch das Nachführsystem und die damit einhergehenden Wartungen, Behebungen von Ausfällen und den hiermit verbundenen Ertragsminderungen. Dadurch kann die Gewinnsteigerung wesentlich größer ausfallen.

4 Empfehlungen und Ausblick

Aufgrund der in Kapitel 3.1 beschriebenen Unsicherheiten der Simulationen sind die Prognosen der ertragsoptimierenden Nachführmethode lediglich Richtwerte. Daher sollten die Simulationsergebnisse nach Umsetzung der ertragsoptimierenden Nachführmethode verifiziert werden. Dabei sollten die Erträge der nächsten Jahre und die prognostizierten Erträge mit derselben Vorgehensweise wie in Kapitel 3.2 verglichen werden.

Für zuverlässigere Simulationsergebnisse könnten zudem weitere Schritte zur Minimierung der Unsicherheiten unternommen werden. Beispielsweise könnte die Unsicherheit der Nahverschattungsverluste durch die manuelle Erfassung der genauen Daten aller Verschattungsobjekte am Anlagenstandort minimiert werden. Des Weiteren könnten die Neigungswinkel überprüft werden, die sich vermutlich bei einigen Modultischen durch Absenkungen des Bodens geändert haben. Außerdem könnte in Zusammenarbeit mit der Firma PVsyst SA der Backtracking-Algorithmus für Nachführsysteme mit einer vertikalen Drehachse weiterentwickelt werden, um die Simulation V2 für ein ganzes Jahr durchführen zu können. In der Simulation V2 wurde zudem derselbe Verbrauch des Nachführsystems angenommen wie von einem Nachführsystem ohne Backtracking. Wenn nach Entwicklung eines sinnvollen Backtracking-Algorithmus die Azimute des Gestells bekannt sind, kann der genaue Verbrauch des Nachführsystems mit Backtracking errechnet werden. Durch die Simulationen in PVsyst wurde untersucht, wie der Ertrag der PV-Anlage in Niederbayern durch eine Änderung des Gestellsystems gesteigert werden könnte. Da der prognostizierte Mehrertrag durch die entwickelte Nachführmethode nur etwa 0,3 % beträgt, sollten zukünftig weitere ertragsoptimierende Maßnahmen untersucht werden.

Die ertragsoptimierende Nachführmethode wurde auf Grundlage der prognostizierten Wochenerträge entwickelt. Wie bereits beschrieben wurde, hängt das Ergebnis, welches die ertragreichste Simulation ist, von der Jahreszeit und der Globalstrahlung ab. Da die Einstrahlungssummen und Diffusstrahlungsanteile von den prognostizierten Werten abweichen können, kann auch der Zeitraum, in dem eine Fixierung des Nachführsystems empfehlenswert ist, sehr unterschiedlich sein. Um zu jedem Zeitpunkt den maximalen Ertrag erzielen zu können, müsste von

einem astronomischen auf ein sensorgesteuertes Nachführsystem umgestiegen werden. Da das Nachführsystem jedoch eine vertikale Drehachse hat, ist an Tagen mit hohem Diffusstrahlungsanteil kein großer Mehrertrag möglich. An wolkenbedeckten Tagen kann lediglich der Verbrauch des Nachführsystems eingespart werden. Zudem ist eine Sensorsteuerung störanfälliger, ihre Anschaffung ist kostenintensiv und es ist kein Backtracking-Algorithmus integrierbar. Dennoch könnte genauer untersucht werden, ob sich eine sensorgesteuerte Nachführung aus wirtschaftlicher Sicht lohnen würde.

Um die Vorteile von astronomischen und sensorgesteuerten Nachführsystemen zu kombinieren, könnte ein Verfahren entwickelt werden, welches meteorologische Wettervorhersagen in die Programmierung des Nachführsystems integriert. Wenn in der Zeit von der ersten bis zur achten oder von der 44. bis zur 53. Woche eines Jahres ein Tag mit hohem Direktstrahlungsanteil prognostiziert wird, könnten die Tische mit einem Backtracking-Algorithmus dem Sonnenverlauf nachgeführt werden, anstatt in südlicher Richtung ausgerichtet zu bleiben. Wenn in der Zeit von der neunten bis zur 43. Woche eines Jahres ein wolkenbedeckter Tag prognostiziert wird, könnten die Modultische in der 23. Position des Nachführsystems fixiert werden und so dessen Verbrauch einsparen. Ein solches Verfahren wäre auch auf andere astronomisch nachgeführten PV-Anlagen anwendbar und sollte weiter untersucht werden.

Anhand der Nahverschattungssituation aus Kapitel 3.1.3 ist erkennbar, dass eine unterschiedliche Programmierung des Nachführsystems für verschiedene Anlagenbereiche sinnvoll wäre. In der Zeit, in der die Modultische im Osten und Westen der Anlage von Nahverschattungen betroffen sind, ist eine Nachführung der Modultische nicht notwendig, sodass der Verbrauch des Nachführsystems gemindert werden könnte. Zurzeit ist eine unterschiedliche Nachführung verschiedener Anlagenbereiche technisch jedoch nicht realisierbar. Als ertragssteigernde Maßnahme kann folglich untersucht werden, wie eine solche Programmierung der Modultische umgesetzt werden kann.

Es könnten weitere Möglichkeiten untersucht werden, um den Ertrag der PV-Anlage weiter zu steigern. Allerdings gehen viele Maßnahmen bei Bestandsanlagen mit hohen Investitionskosten einher. Wenn deren Investitionskosten die Gewinnsteigerung übertreffen, sind diese nicht wirtschaftlich. Wenn solche

Maßnahmen bereits bei der Planung der PV-Anlagen geprüft werden, könnten diese in einigen Fällen den Ertrag optimieren.

Da in der PV-Anlage in Niederbayern ein einachsiges Nachführsystem installiert ist, wurden in den Simulationen keine zweiachsigen Nachführsysteme betrachtet. Das einachsige Nachführsystems führt gegenüber einem starren Gestellsystem bereits zu einem Mehrertrag von 23 %. Damit liegt der Mehrertrag knapp unter dem maximalen üblichen Mehrertrag für einachsige Nachführsysteme in Deutschland von 25 %. Da in Deutschland durch zweiachsige Nachführsysteme nur ein um maximal 5 % größerer Mehrertrag erwartet wird (vgl. Kapitel 2.4.2), kann davon ausgegangen werden, dass die Kosten der Nachrüstung eines zweiachsigen Nachführsystems durch den entstehenden Mehrertrag nicht gedeckt würden.

Da in den verbauten Modulen je 24 Solarzellen zu drei Substrings parallel verschaltet sind, kann durch eine waagerechte Anordnung der Module der Verlust durch waagerechte Verschattungen reduziert werden. Wie in Kapitel 2.3.3 beschrieben wurde, würden insbesondere die verbauten Bypassdioden der Module den Leistungsverlust minimieren. In der jetzigen senkrechten Anordnung der Module haben die Bypassdioden keinen Nutzen, da im Falle von senkrechten Schattenwürfen alle parallel verbundenen Solarzellen des Moduls gleichzeitig betroffen sind. Da der Umbau aller Module zu einer waagerechten Anordnung jedoch mit sehr hohen Kosten verbunden wäre, wird davon ausgegangen, dass diese ertragssteigernde Maßnahme für die Bestandsanlage in Niederbayern nicht wirtschaftlich ist. Es ist zu empfehlen, bereits bei der Planung von PV-Anlagen zu prüfen, ob diese Maßnahme umgesetzt werden sollte, da diese so zu keiner Erhöhung der Kosten der Anlagenerrichtung führen würde.

Des Weiteren könnte geprüft werden, ob ein anderer Neigungswinkel der Modultische zu höheren Erträgen geführt hätte. Wie in Kapitel 2.4.1 beschrieben wurde, liegt der Neigungswinkel zur Ganzjahresnutzung von PV-Anlagen in Deutschland bei 30° und ist damit kleiner als der Neigungswinkel in der untersuchten PV-Anlage von 38°. Ein kleinerer Neigungswinkel könnte durch bessere Einstrahlwinkel und weniger Verluste durch Eigenverschattungen zu größeren Erträgen führen. Jedoch ist auch die Anpassung des Neigungswinkels in Bestandsanlagen mit hohen Kosten verbunden, weshalb diese Maßnahme nicht weiter geprüft wird.

Eine weitere ertragsoptimierende Maßnahme ist die Anpassung des Abstands der Modultische zueinander. Wenn die Modultische mit einer vertikalen Drehachse der Sonne nachgeführt werden, ist ab einem bestimmten Sonnenhöhenwinkel eine Eigenverschattung der Module nicht zu verhindern. Durch die Umstellung der Formel 2-1 kann berechnet werden, ab welcher Elevation sich die Modultische gegenseitig verschatten.

$$\gamma = \tan^{-1} \frac{\sin(\beta)}{\frac{d_{min}}{b} - \cos(\beta)}$$

Für den Mindestabstand d_{min} sollte der Abstand der Modultische eingesetzt werden, der durch die Nachführung der Tische wiederum von dem Sonnenazimut abhängt. Mit Hilfe dieser Daten kann der Umfang der gegenseitigen Verschattungen berechnet werden.

Je größer der Abstand der Modultische dabei ist, desto weniger Verschattungsverluste entstehen. Je kleiner der Abstand ist, desto größer ist jedoch der Flächenwirkungsgrad. Es gilt, den Abstand zu berechnen, der durch ein optimales Verhältnis zwischen dem Flächenwirkungsgrad und den Verschattungsverlusten den maximal möglichen Ertrag der PV-Anlage erzielt.

Da die Kosten einer Versetzung der Modultische die dadurch entstehende Gewinnsteigerung deutlich überschreiten würde, sind auch diese Berechnungen nur für die Planung zukünftiger PV-Anlagen relevant.

5 Zusammenfassung

Der Ertrag von PV-Anlagen kann mit Hilfe von Nachführsystemen gesteigert werden. Diese richten die Module nach der Sonne aus, sodass die auf die Solarzellen treffende Einstrahlungssumme vergrößert wird. Die in dieser Arbeit untersuchte PV-Anlage in Niederbayern ist mit einem einachsigen Nachführsystem ausgestattet. Durch die vertikale Drehachse verschatten sich die Modultische in den Morgen- und Abendstunden gegenseitig.

Mit Hilfe der Simulationssoftware PVsyst wurde untersucht, wie durch eine Umprogrammierung des Nachführsystems die Verschattungen gemindert und somit der Ertrag optimiert werden kann. Neben dem aktuellen Nachführsystem wurde ein starres Gestellsystem getestet, welches zwar zu einer schlechteren Nutzung des Direktstrahlungsanteils der Globalstrahlung führt, jedoch auch mit geringeren Verschattungsverlusten und Betriebskosten einhergeht. In der dritten Simulation wurde ein Nachführsystem mit Backtracking simuliert, welches die Module zwar nicht optimal nachführt, dadurch jedoch die Verschattungsverluste minimiert.

Durch den Vergleich der prognostizierten Erträge aller Simulationsvarianten konnte auf eine ertragsoptimierende Kombination der Gestellsysteme geschlossen werden. Den Simulationsergebnissen konnte entnommen werden, dass das aktuelle Nachführsystem bereits sehr gute Ergebnisse erzielt. In der Zeit von der neunten bis zur 43. Woche eines Jahres sollte das aktuelle Nachführsystem beibehalten werden. Von der ersten bis zur achten Woche und von der 44. Woche bis zum Ende des Jahres sollten die Modultische in der 23. Position des Nachführsystems fixiert bleiben, um die Funktion eines starren Gestellsystems zu erfüllen. Hierdurch kann eine jährliche Ertragssteigerung von etwa 0,3 % erreicht werden, wodurch der Nettogewinn der PV-Anlage bis zum Ende der Betriebslaufzeit um etwa 17.174 € gesteigert werden kann. Zudem entfallen in den 17 Wochen, in denen das Nachführsystem deaktiviert wird, das Ausfallrisiko und damit einhergehende Ertragsminderungen und Kosten.

Aufgrund der Unsicherheiten der Simulationen sollte nach Einbindung der neuen Nachführmethode die prognostizierte Ertragssteigerung verifiziert werden.

Außerdem sollten aufgrund des geringen Ertragsgewinns weitere Möglichkeiten zur Optimierung des Ertrags der PV-Anlage untersucht werden.

6 Literaturverzeichnis

- Conergy AG (Hg.) 2008. *Conergy IPG series central inverters: Operating manual*. o.O.: Conergy AG. Nicht mehr erhältlich. Abgespeichert in der unternehmensinternen Datenbank der Firma greentech services GmbH (2018).
- Changzhou EGing Photovoltaic Technology Co., Ltd (Hg.) [o.J.]. *Datenblatt der EGM-185 monokristallinen PV-Module*. o.O.: Changzhou EGing Photovoltaic Technology Co., Ltd. Nicht mehr erhältlich. Abgespeichert in der unternehmensinternen Datenbank der Firma greentech services GmbH (2018).
- Google Earth Pro 2018. [Software]. Version 7.3.1 vom 23.01.2018. o.O: Google LLC. URL: <https://www.google.de/intl/de/earth/> [Stand 21.03.2018].
- greentech services GmbH 2018. *Unternehmensinterne Datenbank*. Hamburg.
- Häberlin, Heinrich 2010. *Photovoltaik: Strom aus Sonnenlicht für Verbundnetz und Inselanlagen*. Fehraltorf: Electrosuisse Verlag [u.a.] 2. Auflage.
- Haselhuhn, Ralf u.a. 2012. *Photovoltaische Anlagen: Leitfaden für das Elektro- und Dachdeckerhandwerk, Fachplaner, Architekten, Ingenieure, Bauherren und Weiterbildungsinstitutionen*. Berlin: Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie, Landesverband Berlin Brandenburg e.V. 5. Auflage.
- Haselhuhn, Ralf 2013. *Photovoltaik: Gebäude liefern Strom*. (BINE-Fachbuch). Stuttgart: Fraunhofer IRB-Verlag. 7. Auflage.
- IDEEMATIC Deutschland GmbH (Hg.) 2008. *Risikobewertung nach DIN EN 1050 für Safe Track ST-25/30° ST-25/38° 01.12.2008*. Wallerfing: IDEEMATIC Deutschland GmbH.
- Mermoud, André & Wittmer, Bruno 2017. *Tutorial PVsyst SA: PVsyst6*. Satigny: PVsyst SA. Auch Online im Internet: URL: http://www.pvsyst.com/images/pdf/PVsyst_Tutorials.pdf [PDF-Datei] [Stand 2018-02-26].
- Mertens, Konrad 2015. *Photovoltaik: Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis*. München: Fachbuchverlag Leipzig im Carl Hanser Verlag München. 3. Auflage.

- PVsyst SA 2012. *Our objectives*. Online im Internet: URL: <http://www.pvsyst.com/en/about-us> [Stand 2018-03-02].
- PVsyst 2018. [Software]. Version 6.68 vom 02.02.2018. Genf: PVsyst SA. URL: <http://www.pvsyst.com/en/software> [Stand 21.03.2018].
- Remund, Jan, u.a. 2015. *Meteonorm Global Meteorological database Version 7 Software and Data for Engineers, Planners and Education: Handbook Part I: Software*. Bern: METEOTEST. Auch Online im Internet: URL: http://www.meteonorm.com/images/uploads/downloads/mn71_software.pdf [PDF-Datei] [Stand: 2018-03-12]
- Scheibe-Keßler, Hansjörg & Glasow, Felix 2015. *Ertragsgutachten. PV-Kraftwerk Aufroth: Nachgeführte & netzgekoppelte PV-Freilandanlage*. Langewiesen: IngenieurBüro Dr. Bergmann.
- Seltmann, Thomas 2009. *Photovoltaik: Strom ohne Ende: Netzgekoppelte Solarstromanlagen optimal bauen und nutzen*. Berlin: Solarpraxis AG (Hg.) 4. Auflage.
- Ullrich, Sven 2016. Jeden Strahl einfangen. *photovoltaik*. 2016(12). Auch Online im Internet: <https://www.photovoltaik.eu/Archiv/Heftarchiv/article-743578-110453/jeden-strahl-einfangen-.html> [Stand 2018-03-09].
- Wohlfahrt, Dirk 2010. Mit Nachführsystemen zu höheren Photovoltaik-Erträgen. *FACH.JOURNAL*. 2010, 52-57. Auch Online im Internet: URL: <https://www.ihks-fachjournal.de/fachartikel/download.php?title=mit-nachfuehrsystemen-zu-hoeheren-photovoltaik-ertraegen> [PDF-Datei] [Stand 2018-03-09].

Anhangsverzeichnis

Anhangsverzeichnis	A - 1
i. Technische Daten der Wechselrichter (Conergy AG 2008)	A - 2
ii. Datenblatt der Module (Changzhou EGing Photovoltaic Technology Co., Ltd o.J.)	A - 3
iii. Höhenberechnung der Verschattungsobjekte	A - 5
iv. Tagesverbräuche des Nachführsystems	A - 9
v. Tageserträge der Simulationen im Vergleich	A - 14

i. Technische Daten der Wechselrichter (Conergy AG 2008)

Kenngröße	IPG 40K	IPG 60K	IPG 80K	IPG 100K	IPG 110K	IPG 280K	IPG 300K
Empfohlene Solargeneratoranschlussleistung	40 kW _p	60 kW _p	80 kW _p	100 kW _p	110 kW _p	280 kW _p	300 kW _p
Ausgangsleistung	36 kW	54 kW	72 kW	90 kW	100kW	250 kW	270 kW
Wirkungsgrad, maximal	95,2 %	95,2 %	95,6 %	95,6 %	95,6 %	95,6 %	97 %
Wirkungsgrad, europäisch	94,5 %	94,2 %	96,0 %	96,2 %	96,2 %	94,6 %	96,5 %
Eingangsspannungsbereich	V _{pmin} = 493 V _{DC} /V _{ocmax} = 965 V _{DC}						V _{pmin} = 530 V _{DC} /V _{ocmax} = 965 V _{DC}
MPP-Bereich bei DC-Nennleistung	493 V _{DCMin} bis 780 V _{DC}						530 V _{DCMin} bis 780 V _{DC}
Eingangsstrom	81 A _{DC}	122 A _{DC}	162 A _{DC}	203 A _{DC}	223 A _{DC}	568 A _{DC}	566 A _{DC}
Netzspannungsbereich (Phase zu N)	196 bis 253 V (Standardeinstellung) einstellbar für andere Ländernormen						126 bis 179 V
Netzfrequenzbereich	49,8 bis 50,2 Hz (Standardeinstellung) einstellbar für andere Ländernormen						49,8 bis 50,2 Hz
Leistung Stand-by-Betrieb	43 W	43 W	49 W	49 W	49 W	55 W	55 W
Leistung Nachtbetrieb	43 W	43 W	49 W	49 W	49 W	55 W	55 W
Klirrfaktor des Ausgangsstroms	< 2 %						< 3 %
AC-Ausgänge Anschlussklemmen	L1, L2, L3, N und PE, eine Klemme pro Pol		L1, L2, L3, N und PE, 2 Bolzen M12 pro Pol				
DC-Eingänge	3			4			
Automatische Einschaltung	Bei ausreichender Solargeneratorleistung						
Überlastungsverhalten	Veränderung des Arbeitspunktes auf der Solargeneratorkennlinie						
DC-Spannungsrippel	2 %						
Betriebsweise	Maximum Power Point Tracking (99 % Genauigkeit)						
Erdschlussüberwachung	Ja						
Verpolschutz	PV-seitig durch Kurzschlussdioden						
Überspannungsschutz	Hochleistungsvaristoren						
Leistungsfaktor Cos φ (Phi)	1						
Entkopplung Solargenerator/Netz	Hochisolierender Transformator						Nicht integriert
Max. Leistung der Hilfsversorgung	250 W	250 W	250 W	250 W	278 W	700 W	700 W
Empfohlene Vorsicherung für die Hilfsversorgung	10 A						
Umgebungstemperatur	-20 bis +40 °C		-20 bis +45 °C			-20 bis +40 °C	
Relative Luftfeuchtigkeit	95 %, nicht kondensierend						
Gehäuse	IP 20						
Volumenstrom Lüfter	1385 m ³ /h					3230 m ³ /h	
Abmessungen Anschluss L1, L2, L3, N, SG+, SG-	Klemmen 35-95 mm ²		Anschlussbolzen M12				
PE	Anschlussbolzen M10		Anschlussbolzen M12				
Hilfsversorgung	Klemmen 1,5-2,5 mm ²		Klemmen 1,5-2,5 mm ²				

ii. Datenblatt der Module (Changzhou EGing Photovoltaic Technology Co., Ltd o.J.)



EGing PV fühlt sich verpflichtet, durch kontinuierliche Verbesserung der Technik und des Know-Hows in der Fertigung eine hohe Qualität der Module zu gewährleisten. Ihre Leistungsstärke und Stabilität im Wirkungsgrad wurden an Dachanlagen mit unterschiedlichen Größen bis hin zu großen Solarparkprojekten mehrfach nachgewiesen.



Besonderheiten der EGing Module

Flexibilität:

Unser Management in der Materialbeschaffung macht es möglich, auf die individuellen Bedürfnisse der Kunden einzugehen und sie für verschiedene Systeme und Anwendungen mit maßgeschneiderten Modulen zu beliefern

Leistungsgarantie:

Mindestleistung von 90 % nach 10 Jahren ab Lieferdatum
Mindestleistung von 80% nach 25 Jahren ab Lieferdatum

Geprüft und zertifiziert nach:

° TÜV, IEC 61215, IEC 61730
° CE



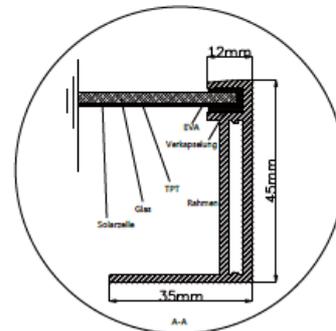
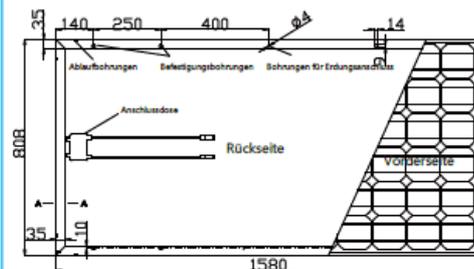
EGM-185 monokristalline PV Module

ELEKTRISCHE KENNGRÖSSEN

Nennleistung	W	185	
Leistungstoleranz	%	±3	
Spannung bei Maximalleistung	V	35.16	
Strom bei Maximalleistung	A	5.27	
Leerlaufspannung	V	44.38	
Kurzschlussstrom	A	5.7	
Modulwirkungsgrad	%	14.4	
Maximale Systemspannung	V	1000	
Maximale Rückstrombelastbarkeit	A	15	
Temperaturkoeffizient	P _{max}	%/°C	-(0.43±0.05)
	I _{sc}	%/°C	0.04±0.015
	V _{oc}	%/°C	-(0.325±0.1)

Standard-Testbedingungen:
Lichteinstrahlung 1000 W/m², Modultemperatur 25 °C,
Lichtspektrum von AM 1.5

ABMESSUNGEN



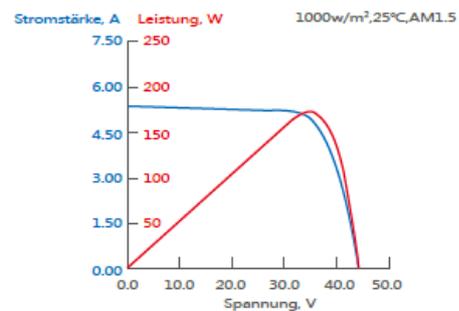
MECHANISCHE KENNGRÖSSEN

Zellen pro Modul	Stück	72
Zellmaße	mm	125X125
Modulgröße	mm	1580×808×45/50
Gewicht	kg	15.5/16
Stecker		MC4 oder MC4 - kompatibel

ABSOLUTE GRENZDATEN

Betriebstemperaturbereich	-40 °C ~ +85 °C
Schnee-/Windlast	bis 5400 Pa
Widerstandsfähigkeit bei Hageleinschlag	25mm Eiskörner bei einer Geschwindigkeit von 23m/s

I-V KENNLINIEN



Changzhou Eging Photovoltaic Technology Co., Ltd
 Adresse: Jinwu-Road 18, 213213 Jintan, Jiangsu Province, P.R.China
 Telefon: +86-519-82585880 Fax: +86-519-82581868
 Email: eging@egingpv.com Website: www.egingpv.com

iii. Höhenberechnung der Verschattungsobjekte

Berechnung der Höhe der Bäume nordöstlich der PV-Anlage

Zur Berechnung der Baumhöhen im Nordosten der PV-Anlage wurden die Schattenlängen aller vier Bäume gemessen.



Abbildung 25: Messung der Schattenlängen der Bäume im Nordosten der PV-Anlage mit Hilfe von Google Earth Pro (2018)

Die Schattenlängen sind in Tabelle 13 dargestellt.

Baum b_{NO}	1	2	3	4
Schattenlänge $l_{b,NO}$ in m	11,5	9,5	13,0	12,5

Tabelle 13: Höhen und Schattenlängen der Bäume nordöstlich der PV-Anlage

Aus diesen Werten ergibt sich durch die Formel 3-1 ein Mittelwert als Schätzwert für die wahre Schattenlänge l_{NO} der Bäume im Nordosten der PV-Anlage: $l_{b,NO}$

$$l_{NO} = \frac{1}{4} \sum_b l_{b,NO}$$

$$l_{NO} = \frac{1}{4} \cdot (11,5 + 9,5 + 13,0 + 12,5) \text{ m} = 11,7 \text{ m}$$

Mit Hilfe der Formel 3-2 und dem Mittelwert der Schattenlänge l_{NO} von 11,7 m wird der Schätzwert für die Standardabweichung berechnet:

$$s_{NO} = \sqrt{\frac{1}{4-1} \sum_b (l_{b,NO} - l_{NO})^2}$$

$$s_{NO} = \sqrt{\frac{1}{4-1} \cdot [(11,5 - 11,5)^2 + (9,5 - 11,5)^2 + (13,0 - 11,5)^2 + (12,5 - 11,5)^2]} \text{ m} = 1,6 \text{ m}$$

Die Messwerte der Schattenlängen werden mit einer Wahrscheinlichkeit von 95,5 % um höchstens folgenden Wert von dem Mittelwert abweichen:

$$u_{NO}(l_{NO}) = \pm 2 \cdot \frac{1,6 \text{ m}}{\sqrt{4}} = 1,6 \text{ m}$$

Mit Hilfe der Formel 3-4 kann die Höhe h_{NO} der Bäume im Nordosten der PV-Anlage berechnet werden:

$$h_{NO} = \tan(52^\circ) \cdot 11,7 \text{ m} = 15,0 \text{ m}$$

Durch die Gauß'sche Fortpflanzung der Messunsicherheiten ergibt sich mit Hilfe der Formel 3-5 folgende Messunsicherheit für die Baumhöhe:

$$u_{NO}(h_{NO}) = \sqrt{(\tan(52^\circ))^2 \cdot (1,6 \text{ m})^2} = 2,0 \text{ m}$$

So ergibt sich eine Baumhöhe von $15,0 \text{ m} \pm 2,0 \text{ m}$.

Berechnung der Höhe der Hecke westlich der PV-Anlage

Zur Berechnung der Heckenhöhe im Westen der PV-Anlage wurden die Schattenlängen einzelner Büsche gemessen.



Abbildung 26: Messung der Schattenlängen der Büsche im Westen der PV-Anlage mit Hilfe von Google Earth Pro (2018)

Die Schattenlängen sind in Tabelle 14 dargestellt.

Busch b_W	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Schattenlänge $l_{b,W}$ in m	5,5	5,0	3,0	3,0	3,5	5,0	5,0	2,5	3,0

Tabelle 14: Höhen und Schattenlängen der Büsche westlich der PV-Anlage

Aus diesen Werten ergibt sich durch die Formel 3-1 ein Mittelwert als Schätzwert für die wahre Schattenlänge l_W der Hecke im Westen der PV-Anlage:

$$l_W = \frac{1}{9} \sum_b l_{b,W}$$

$$l_W = \frac{1}{9} \cdot (5,5 + 5,0 + 3,0 + 3,0 + 3,5 + 5,0 + 5,0 + 2,5 + 3,0) \text{ m} = 3,9 \text{ m}$$

Mit Hilfe der Formel 3-2 und dem Mittelwert der Schattenlänge l_W von 3,9 m wird der Schätzwert für die Standardabweichung berechnet:

$$s_W = \sqrt{\frac{1}{9-1} \sum_b (l_{b,W} - l_W)^2}$$

$$s_W = \sqrt{\frac{1}{9-1} \cdot [(5,5 - 3,9)^2 + (5,0 - 3,9)^2 + (3,0 - 3,9)^2 + (3,0 - 3,9)^2 + (3,5 - 3,9)^2 + (5,0 - 3,9)^2 + (5,0 - 3,9)^2 + (2,5 - 3,9)^2 + (3,0 - 3,9)^2]} \text{ m} = 0,9 \text{ m}$$

Die Messwerte der Schattenlängen werden mit einer Wahrscheinlichkeit von 95,5 % um höchstens folgenden Wert von dem Mittelwert abweichen:

$$u_W(l_W) = \pm 2 \cdot \frac{0,9 \text{ m}}{\sqrt{9}} = 0,6 \text{ m}$$

Mit Hilfe der Formel 3-4 kann die Höhe h_W der Hecke im Westen der PV-Anlage berechnet werden:

$$h_W = \tan(52^\circ) \cdot 3,9 \text{ m} = 5,0 \text{ m}$$

Durch die Gauß'sche Fortpflanzung der Messunsicherheiten ergibt sich mit Hilfe der Formel 3-5 folgende Messunsicherheit für die Heckenhöhe:

$$u_W(h_W) = \sqrt{(\tan(52^\circ))^2 \cdot (0,6 \text{ m})^2} = 0,8 \text{ m}$$

So ergibt sich eine Höhe der Hecke im Westen der PV-Anlage von $5,0 \text{ m} \pm 0,8 \text{ m}$.

Berechnung der Höhe der Hecke nordwestlich der PV-Anlage

Zur Berechnung der Heckenhöhe im Nordwesten der PV-Anlage wurden ebenfalls die Schattenlängen vereinzelter Büsche gemessen.



Abbildung 27: Messung der Schattenlängen der Büsche im Nordwesten der PV-Anlage mit Hilfe von Google Earth Pro (2018)

Die Schattenlängen sind in Tabelle 15 dargestellt.

Busch b_{NW}	1	2	3	4	5
Schattenlänge $l_{b,NW}$ in m	12,0	7,5	8,0	4,0	7,5

Tabelle 15: Höhen und Schattenlängen der Büsche nordwestlich der PV-Anlage

Aus diesen Werten ergibt sich durch die Formel 3-1 ein Mittelwert als Schätzwert für die wahre Schattenlänge l_W der Hecke im Nordwesten der PV-Anlage:

$$l_{NW} = \frac{1}{5} \sum_b l_{b,NW}$$

$$l_{NW} = \frac{1}{5} \cdot (12,0 + 7,5 + 8,0 + 4,0 + 7,5) \text{ m} = 7,8 \text{ m}$$

Mit Hilfe der Formel 3-2 und dem Mittelwert der Schattenlänge l_{NW} von 7,8 m wird der Schätzwert für die Standardabweichung berechnet:

$$s_{NW} = \sqrt{\frac{1}{5-1} \sum_b (l_{b,NW} - l_{NW})^2}$$

$$s_{NW} = \sqrt{\frac{1}{5-1} \cdot [(12,0 - 7,8)^2 + (7,5 - 7,8)^2 + (8,0 - 7,8)^2 + (4,0 - 7,8)^2 + (7,5 - 7,8)^2]} \text{ m} = 2,8 \text{ m}$$

Die Messwerte der Schattenlängen werden mit einer Wahrscheinlichkeit von 95,5 % um höchstens folgenden Wert von dem Mittelwert abweichen:

$$u_{NW}(l_{NW}) = \pm 2 \cdot \frac{2,8 \text{ m}}{\sqrt{5}} = 2,5 \text{ m}$$

Mit Hilfe der Formel 3-4 kann die Höhe h_{NW} der Hecke im Nordwesten der PV-Anlage berechnet werden:

$$h_{NW} = \tan(52^\circ) \cdot 7,8 \text{ m} = 10,0 \text{ m}$$

Durch die Gauß'sche Fortpflanzung der Messunsicherheiten ergibt sich mit Hilfe der Formel 3-5 folgende Messunsicherheit für die Heckenhöhe:

$$u_{NW}(h_{NW}) = \sqrt{(\tan(52^\circ))^2 \cdot (2,5 \text{ m})^2} = 3,3 \text{ m}$$

So ergibt sich eine Höhe der Hecke im Nordwesten der PV-Anlage von 10,0 m \pm 3,3 m.

iv. Tagesverbräuche des Nachführsystems

Datum	Betrag des maximalen Sonnenazimuts in °	Stellung der Modultische bei Sonnenuntergang		Stellung der Modultische bei Sonnenaufgang		α_d in °	z_d	W_d in kWh
		Position	α_A in °	Position	α_U in °			
01.01.	54	12	-53	33	52	210	42	9,46
02.01.	54	12	-53	33	52	210	42	9,46
03.01.	54	12	-53	33	52	210	42	9,46
04.01.	54	12	-53	33	52	210	42	9,46
05.01.	54	12	-53	33	52	210	42	9,46
06.01.	55	12	-53	34	57	220	44	9,91
07.01.	55	12	-53	34	57	220	44	9,91
08.01.	55	12	-53	34	57	220	44	9,91
09.01.	55	12	-53	34	57	220	44	9,91
10.01.	56	11	-58	34	57	230	46	10,36
11.01.	56	11	-58	34	57	230	46	10,36
12.01.	56	11	-58	34	57	230	46	10,36
13.01.	57	11	-58	34	57	230	46	10,36
14.01.	57	11	-58	34	57	230	46	10,36
15.01.	57	11	-58	34	57	230	46	10,36
16.01.	57	11	-58	34	57	230	46	10,36
17.01.	58	11	-58	34	57	230	46	10,36
18.01.	58	11	-58	34	57	230	46	10,36
19.01.	58	11	-58	34	57	230	46	10,36
20.01.	59	11	-58	34	57	230	46	10,36
21.01.	59	11	-58	34	57	230	46	10,36
22.01.	60	11	-58	35	62	240	48	10,81
23.01.	60	11	-58	35	62	240	48	10,81
24.01.	60	11	-58	35	62	240	48	10,81
25.01.	61	10	-63	35	62	250	50	11,26
26.01.	61	10	-63	35	62	250	50	11,26
27.01.	62	10	-63	35	62	250	50	11,26
28.01.	62	10	-63	35	62	250	50	11,26
29.01.	62	10	-63	35	62	250	50	11,26
30.01.	63	10	-63	35	62	250	50	11,26
31.01.	63	10	-63	35	62	250	50	11,26
01.02.	64	10	-63	35	62	250	50	11,26
02.02.	64	10	-63	35	62	250	50	11,26
03.02.	65	10	-63	36	67	260	52	11,71
04.02.	65	10	-63	36	67	260	52	11,71
05.02.	66	9	-68	36	67	270	54	12,16
06.02.	66	9	-68	36	67	270	54	12,16
07.02.	67	9	-68	36	67	270	54	12,16
08.02.	67	9	-68	36	67	270	54	12,16
09.02.	68	9	-68	36	67	270	54	12,16
10.02.	68	9	-68	36	67	270	54	12,16
11.02.	69	9	-68	36	67	270	54	12,16
12.02.	69	9	-68	36	67	270	54	12,16
13.02.	70	9	-68	37	72	280	56	12,61
14.02.	70	9	-68	37	72	280	56	12,61
15.02.	71	8	-73	37	72	290	58	13,06
16.02.	71	8	-73	37	72	290	58	13,06
17.02.	72	8	-73	37	72	290	58	13,06
18.02.	72	8	-73	37	72	290	58	13,06
19.02.	73	8	-73	37	72	290	58	13,06
20.02.	73	8	-73	37	72	290	58	13,06
21.02.	74	8	-73	37	72	290	58	13,06
22.02.	75	8	-73	38	77	300	60	13,51
23.02.	75	8	-73	38	77	300	60	13,51
24.02.	76	7	-78	38	77	310	62	13,96
25.02.	76	7	-78	38	77	310	62	13,96
26.02.	77	7	-78	38	77	310	62	13,96
27.02.	77	7	-78	38	77	310	62	13,96
28.02.	78	7	-78	38	77	310	62	13,96
01.03.	79	7	-78	38	77	310	62	13,96
02.03.	79	7	-78	38	77	310	62	13,96
03.03.	80	7	-78	39	82	320	64	14,41
04.03.	80	7	-78	39	82	320	64	14,41
05.03.	81	6	-83	39	82	330	66	14,86
06.03.	81	6	-83	39	82	330	66	14,86
07.03.	82	6	-83	39	82	330	66	14,86
08.03.	83	6	-83	39	82	330	66	14,86
09.03.	83	6	-83	39	82	330	66	14,86
10.03.	84	6	-83	39	82	330	66	14,86

Datum	Betrag des maximalen Sonnenazimuts in °	Stellung der Modultische bei Sonnenuntergang		Stellung der Modultische bei Sonnenaufgang		α_d in °	z_d	W_d in kWh
		Position	α_A in °	Position	α_U in °			
11.03.	84	6	-83	39	82	330	66	14,86
12.03.	85	6	-83	40	87	340	68	15,31
13.03.	86	5	-88	40	87	350	70	15,77
14.03.	86	5	-88	40	87	350	70	15,77
15.03.	87	5	-88	40	87	350	70	15,77
16.03.	87	5	-88	40	87	350	70	15,77
17.03.	88	5	-88	40	87	350	70	15,77
18.03.	89	5	-88	40	87	350	70	15,77
19.03.	89	5	-88	40	87	350	70	15,77
20.03.	90	5	-88	41	92	360	72	16,22
21.03.	90	5	-88	41	92	360	72	16,22
22.03.	91	4	-93	41	92	370	74	16,67
23.03.	92	4	-93	41	92	370	74	16,67
24.03.	92	4	-93	41	92	370	74	16,67
25.03.	93	4	-93	41	92	370	74	16,67
26.03.	93	4	-93	41	92	370	74	16,67
27.03.	94	4	-93	41	92	370	74	16,67
28.03.	94	4	-93	41	92	370	74	16,67
29.03.	95	4	-93	42	97	380	76	17,12
30.03.	96	3	-98	42	97	390	78	17,57
31.03.	96	3	-98	42	97	390	78	17,57
01.04.	97	3	-98	42	97	390	78	17,57
02.04.	97	3	-98	42	97	390	78	17,57
03.04.	98	3	-98	42	97	390	78	17,57
04.04.	99	3	-98	42	97	390	78	17,57
05.04.	99	3	-98	42	97	390	78	17,57
06.04.	100	3	-98	43	102	400	80	18,02
07.04.	100	3	-98	43	102	400	80	18,02
08.04.	101	2	-103	43	102	410	82	18,47
09.04.	102	2	-103	43	102	410	82	18,47
10.04.	102	2	-103	43	102	410	82	18,47
11.04.	103	2	-103	43	102	410	82	18,47
12.04.	103	2	-103	43	102	410	82	18,47
13.04.	104	2	-103	43	102	410	82	18,47
14.04.	104	2	-103	43	102	410	82	18,47
15.04.	105	2	-103	44	107	420	84	18,92
16.04.	106	1	-108	44	107	430	86	19,37
17.04.	106	1	-108	44	107	430	86	19,37
18.04.	107	1	-108	44	107	430	86	19,37
19.04.	107	1	-108	44	107	430	86	19,37
20.04.	108	1	-108	44	107	430	86	19,37
21.04.	108	1	-108	44	107	430	86	19,37
22.04.	109	1	-108	44	107	430	86	19,37
23.04.	109	1	-108	44	107	430	86	19,37
24.04.	110	1	-108	45	112	440	88	19,82
25.04.	110	1	-108	45	112	440	88	19,82
26.04.	111	1	-108	45	112	440	88	19,82
27.04.	111	1	-108	45	112	440	88	19,82
28.04.	112	1	-108	45	112	440	88	19,82
29.04.	112	1	-108	45	112	440	88	19,82
30.04.	113	1	-108	45	112	440	88	19,82
01.05.	113	1	-108	45	112	440	88	19,82
02.05.	114	1	-108	45	112	440	88	19,82
03.05.	114	1	-108	45	112	440	88	19,82
04.05.	115	1	-108	46	117	450	90	20,27
05.05.	115	1	-108	46	117	450	90	20,27
06.05.	116	1	-108	46	117	450	90	20,27
07.05.	116	1	-108	46	117	450	90	20,27
08.05.	117	1	-108	46	117	450	90	20,27
09.05.	117	1	-108	46	117	450	90	20,27
10.05.	118	1	-108	46	117	450	90	20,27
11.05.	118	1	-108	46	117	450	90	20,27
12.05.	118	1	-108	46	117	450	90	20,27
13.05.	118	1	-108	46	117	450	90	20,27
14.05.	119	1	-108	46	117	450	90	20,27
15.05.	119	1	-108	46	117	450	90	20,27
16.05.	119	1	-108	46	117	450	90	20,27
17.05.	120	1	-108	47	122	460	92	20,72
18.05.	121	1	-108	47	122	460	92	20,72
19.05.	121	1	-108	47	122	460	92	20,72
20.05.	122	1	-108	47	122	460	92	20,72
21.05.	122	1	-108	47	122	460	92	20,72
22.05.	122	1	-108	47	122	460	92	20,72
23.05.	122	1	-108	47	122	460	92	20,72

Datum	Betrag des maximalen Sonnenazimuts in °	Stellung der Modultische bei Sonnenuntergang		Stellung der Modultische bei Sonnenaufgang		α_d in °	z_d	W_d in kWh
		Position	α_A in °	Position	α_U in °			
24.05.	123	1	-108	47	122	460	92	20,72
25.05.	123	1	-108	47	122	460	92	20,72
26.05.	123	1	-108	47	122	460	92	20,72
27.05.	124	1	-108	47	122	460	92	20,72
28.05.	124	1	-108	47	122	460	92	20,72
29.05.	124	1	-108	47	122	460	92	20,72
30.05.	125	1	-108	48	127	470	94	21,17
31.05.	125	1	-108	48	127	470	94	21,17
01.06.	125	1	-108	48	127	470	94	21,17
02.06.	125	1	-108	48	127	470	94	21,17
03.06.	125	1	-108	48	127	470	94	21,17
04.06.	126	1	-108	48	127	470	94	21,17
05.06.	126	1	-108	48	127	470	94	21,17
06.06.	126	1	-108	48	127	470	94	21,17
07.06.	126	1	-108	48	127	470	94	21,17
08.06.	126	1	-108	48	127	470	94	21,17
09.06.	127	1	-108	48	127	470	94	21,17
10.06.	127	1	-108	48	127	470	94	21,17
11.06.	127	1	-108	48	127	470	94	21,17
12.06.	127	1	-108	48	127	470	94	21,17
13.06.	127	1	-108	48	127	470	94	21,17
14.06.	127	1	-108	48	127	470	94	21,17
15.06.	127	1	-108	48	127	470	94	21,17
16.06.	127	1	-108	48	127	470	94	21,17
17.06.	127	1	-108	48	127	470	94	21,17
18.06.	127	1	-108	48	127	470	94	21,17
19.06.	127	1	-108	48	127	470	94	21,17
20.06.	127	1	-108	48	127	470	94	21,17
21.06.	127	1	-108	48	127	470	94	21,17
22.06.	127	1	-108	48	127	470	94	21,17
23.06.	127	1	-108	48	127	470	94	21,17
24.06.	127	1	-108	48	127	470	94	21,17
25.06.	127	1	-108	48	127	470	94	21,17
26.06.	127	1	-108	48	127	470	94	21,17
27.06.	127	1	-108	48	127	470	94	21,17
28.06.	127	1	-108	48	127	470	94	21,17
29.06.	127	1	-108	48	127	470	94	21,17
30.06.	127	1	-108	48	127	470	94	21,17
01.07.	127	1	-108	48	127	470	94	21,17
02.07.	127	1	-108	48	127	470	94	21,17
03.07.	127	1	-108	48	127	470	94	21,17
04.07.	126	1	-108	48	127	470	94	21,17
05.07.	126	1	-108	48	127	470	94	21,17
06.07.	126	1	-108	48	127	470	94	21,17
07.07.	126	1	-108	48	127	470	94	21,17
08.07.	126	1	-108	48	127	470	94	21,17
09.07.	126	1	-108	48	127	470	94	21,17
10.07.	125	1	-108	48	127	470	94	21,17
11.07.	125	1	-108	48	127	470	94	21,17
12.07.	125	1	-108	48	127	470	94	21,17
13.07.	125	1	-108	48	127	470	94	21,17
14.07.	124	1	-108	47	122	460	92	20,72
15.07.	124	1	-108	47	122	460	92	20,72
16.07.	124	1	-108	47	122	460	92	20,72
17.07.	124	1	-108	47	122	460	92	20,72
18.07.	123	1	-108	47	122	460	92	20,72
19.07.	123	1	-108	47	122	460	92	20,72
20.07.	123	1	-108	47	122	460	92	20,72
21.07.	122	1	-108	47	122	460	92	20,72
22.07.	122	1	-108	47	122	460	92	20,72
23.07.	122	1	-108	47	122	460	92	20,72
24.07.	121	1	-108	47	122	460	92	20,72
25.07.	121	1	-108	47	122	460	92	20,72
26.07.	121	1	-108	47	122	460	92	20,72
27.07.	120	1	-108	47	122	460	92	20,72
28.07.	120	1	-108	47	122	460	92	20,72
29.07.	119	1	-108	46	117	450	90	20,27
30.07.	119	1	-108	46	117	450	90	20,27
31.07.	119	1	-108	46	117	450	90	20,27
01.08.	118	1	-108	46	117	450	90	20,27
02.08.	118	1	-108	46	117	450	90	20,27
03.08.	117	1	-108	46	117	450	90	20,27
04.08.	117	1	-108	46	117	450	90	20,27
05.08.	117	1	-108	46	117	450	90	20,27

Datum	Betrag des maximalen Sonnenazimuts in °	Stellung der Modultische bei Sonnenuntergang		Stellung der Modultische bei Sonnenaufgang		α_d in °	z_d	W_d in kWh
		Position	α_A in °	Position	α_U in °			
06.08.	116	1	-108	46	117	450	90	20,27
07.08.	116	1	-108	46	117	450	90	20,27
08.08.	115	1	-108	46	117	450	90	20,27
09.08.	115	1	-108	46	117	450	90	20,27
10.08.	114	1	-108	45	112	440	88	19,82
11.08.	114	1	-108	45	112	440	88	19,82
12.08.	113	1	-108	45	112	440	88	19,82
13.08.	113	1	-108	45	112	440	88	19,82
14.08.	112	1	-108	45	112	440	88	19,82
15.08.	112	1	-108	45	112	440	88	19,82
16.08.	112	1	-108	45	112	440	88	19,82
17.08.	111	1	-108	45	112	440	88	19,82
18.08.	110	1	-108	45	112	440	88	19,82
19.08.	110	1	-108	45	112	440	88	19,82
20.08.	109	1	-108	44	107	430	86	19,37
21.08.	109	1	-108	44	107	430	86	19,37
22.08.	108	1	-108	44	107	430	86	19,37
23.08.	108	1	-108	44	107	430	86	19,37
24.08.	107	1	-108	44	107	430	86	19,37
25.08.	106	1	-108	44	107	430	86	19,37
26.08.	106	1	-108	44	107	430	86	19,37
27.08.	105	2	-103	44	107	420	84	18,92
28.08.	105	2	-103	44	107	420	84	18,92
29.08.	104	2	-103	43	102	410	82	18,47
30.08.	104	2	-103	43	102	410	82	18,47
31.08.	103	2	-103	43	102	410	82	18,47
01.09.	103	2	-103	43	102	410	82	18,47
02.09.	102	2	-103	43	102	410	82	18,47
03.09.	101	2	-103	43	102	410	82	18,47
04.09.	101	2	-103	43	102	410	82	18,47
05.09.	100	3	-98	43	102	400	80	18,02
06.09.	100	3	-98	43	102	400	80	18,02
07.09.	99	3	-98	42	97	390	78	17,57
08.09.	99	3	-98	42	97	390	78	17,57
09.09.	98	3	-98	42	97	390	78	17,57
10.09.	97	3	-98	42	97	390	78	17,57
11.09.	97	3	-98	42	97	390	78	17,57
12.09.	96	3	-98	42	97	390	78	17,57
13.09.	96	3	-98	42	97	390	78	17,57
14.09.	95	4	-93	42	97	380	76	17,12
15.09.	94	4	-93	41	92	370	74	16,67
16.09.	94	4	-93	41	92	370	74	16,67
17.09.	93	4	-93	41	92	370	74	16,67
18.09.	93	4	-93	41	92	370	74	16,67
19.09.	92	4	-93	41	92	370	74	16,67
20.09.	91	4	-93	41	92	370	74	16,67
21.09.	91	4	-93	41	92	370	74	16,67
22.09.	90	5	-88	41	92	360	72	16,22
23.09.	90	5	-88	41	92	360	72	16,22
24.09.	89	5	-88	40	87	350	70	15,77
25.09.	89	5	-88	40	87	350	70	15,77
26.09.	88	5	-88	40	87	350	70	15,77
27.09.	87	5	-88	40	87	350	70	15,77
28.09.	87	5	-88	40	87	350	70	15,77
29.09.	86	5	-88	40	87	350	70	15,77
30.09.	85	6	-83	40	87	340	68	15,31
01.10.	85	6	-83	40	87	340	68	15,31
02.10.	84	6	-83	39	82	330	66	14,86
03.10.	84	6	-83	39	82	330	66	14,86
04.10.	83	6	-83	39	82	330	66	14,86
05.10.	82	6	-83	39	82	330	66	14,86
06.10.	82	6	-83	39	82	330	66	14,86
07.10.	81	6	-83	39	82	330	66	14,86
08.10.	81	6	-83	39	82	330	66	14,86
09.10.	80	7	-78	39	82	320	64	14,41
10.10.	80	7	-78	39	82	320	64	14,41
11.10.	79	7	-78	38	77	310	62	13,96
12.10.	79	7	-78	38	77	310	62	13,96
13.10.	78	7	-78	38	77	310	62	13,96
14.10.	77	7	-78	38	77	310	62	13,96
15.10.	77	7	-78	38	77	310	62	13,96
16.10.	76	7	-78	38	77	310	62	13,96
17.10.	76	7	-78	38	77	310	62	13,96
18.10.	75	8	-73	38	77	300	60	13,51

Datum	Betrag des maximalen Sonnenazimuts in °	Stellung der Modultische bei Sonnenuntergang		Stellung der Modultische bei Sonnenaufgang		α_d in °	z_d	W_d in kWh
		Position	α_A in °	Position	α_U in °			
19.10.	74	8	-73	37	72	290	58	13,06
20.10.	74	8	-73	37	72	290	58	13,06
21.10.	73	8	-73	37	72	290	58	13,06
22.10.	73	8	-73	37	72	290	58	13,06
23.10.	72	8	-73	37	72	290	58	13,06
24.10.	72	8	-73	37	72	290	58	13,06
25.10.	71	8	-73	37	72	290	58	13,06
26.10.	71	8	-73	37	72	290	58	13,06
27.10.	70	9	-68	37	72	280	56	12,61
28.10.	70	9	-68	37	72	280	56	12,61
29.10.	69	9	-68	36	67	270	54	12,16
30.10.	68	9	-68	36	67	270	54	12,16
31.10.	68	9	-68	36	67	270	54	12,16
01.11.	67	9	-68	36	67	270	54	12,16
02.11.	67	9	-68	36	67	270	54	12,16
03.11.	67	9	-68	36	67	270	54	12,16
04.11.	66	9	-68	36	67	270	54	12,16
05.11.	66	9	-68	36	67	270	54	12,16
06.11.	65	10	-63	36	67	260	52	11,71
07.11.	64	10	-63	35	62	250	50	11,26
08.11.	64	10	-63	35	62	250	50	11,26
09.11.	64	10	-63	35	62	250	50	11,26
10.11.	63	10	-63	35	62	250	50	11,26
11.11.	63	10	-63	35	62	250	50	11,26
12.11.	62	10	-63	35	62	250	50	11,26
13.11.	62	10	-63	35	62	250	50	11,26
14.11.	61	10	-63	35	62	250	50	11,26
15.11.	61	10	-63	35	62	250	50	11,26
16.11.	61	10	-63	35	62	250	50	11,26
17.11.	60	11	-58	35	62	240	48	10,81
18.11.	60	11	-58	35	62	240	48	10,81
19.11.	60	11	-58	35	62	240	48	10,81
20.11.	59	11	-58	34	57	230	46	10,36
21.11.	59	11	-58	34	57	230	46	10,36
22.11.	58	11	-58	34	57	230	46	10,36
23.11.	58	11	-58	34	57	230	46	10,36
24.11.	58	11	-58	34	57	230	46	10,36
25.11.	57	11	-58	34	57	230	46	10,36
26.11.	57	11	-58	34	57	230	46	10,36
27.11.	57	11	-58	34	57	230	46	10,36
28.11.	56	11	-58	34	57	230	46	10,36
29.11.	56	11	-58	34	57	230	46	10,36
30.11.	56	11	-58	34	57	230	46	10,36
01.12.	56	11	-58	34	57	230	46	10,36
02.12.	55	12	-53	34	57	220	44	9,91
03.12.	55	12	-53	34	57	220	44	9,91
04.12.	55	12	-53	34	57	220	44	9,91
05.12.	55	12	-53	34	57	220	44	9,91
06.12.	54	12	-53	33	52	210	42	9,46
07.12.	54	12	-53	33	52	210	42	9,46
08.12.	54	12	-53	33	52	210	42	9,46
09.12.	54	12	-53	33	52	210	42	9,46
10.12.	54	12	-53	33	52	210	42	9,46
11.12.	53	12	-53	33	52	210	42	9,46
12.12.	53	12	-53	33	52	210	42	9,46
13.12.	53	12	-53	33	52	210	42	9,46
14.12.	53	12	-53	33	52	210	42	9,46
15.12.	53	12	-53	33	52	210	42	9,46
16.12.	53	12	-53	33	52	210	42	9,46
17.12.	53	12	-53	33	52	210	42	9,46
18.12.	53	12	-53	33	52	210	42	9,46
19.12.	53	12	-53	33	52	210	42	9,46
20.12.	53	12	-53	33	52	210	42	9,46
21.12.	53	12	-53	33	52	210	42	9,46
22.12.	53	12	-53	33	52	210	42	9,46
23.12.	53	12	-53	33	52	210	42	9,46
24.12.	53	12	-53	33	52	210	42	9,46
25.12.	53	12	-53	33	52	210	42	9,46
26.12.	53	12	-53	33	52	210	42	9,46
27.12.	53	12	-53	33	52	210	42	9,46
28.12.	53	12	-53	33	52	210	42	9,46
29.12.	53	12	-53	33	52	210	42	9,46
30.12.	53	12	-53	33	52	210	42	9,46
31.12.	54	12	-53	33	52	210	42	9,46

v. Tageserträge der Simulationen im Vergleich

Datum	Spezifische Tageserträge in kWh/kWp			Größter Ertrag		Diffusstrahlungsanteil
	V0	V1	V2	V0 / V1 / V2	V0 / V1	
01.01.	1	1	1	V2	V1	92%
02.01.	1	1	1	V2	V0	92%
03.01.	0	0	0	V1	V1	100%
04.01.	0	0	0	V1	V1	100%
05.01.	3	3	3	V1	V1	28%
06.01.	2	3	3	V1	V1	29%
07.01.	3	3	3	V1	V1	27%
08.01.	1	1	1	V1	V1	92%
09.01.	0	0	0	V1	V1	100%
10.01.	0	0	0	V1	V1	100%
11.01.	0	0	0	V1	V1	100%
12.01.	3	3	3	V1	V1	37%
13.01.	2	2	2	V1	V1	42%
14.01.	0	0	0	V1	V1	99%
15.01.	1	1	1	V1	V1	93%
16.01.	0	0	0	V1	V1	100%
17.01.	1	1	1	V2	V0	53%
18.01.	0	0	0	V1	V1	100%
19.01.	0	0	0	V1	V1	100%
20.01.	0	0	0	V1	V1	100%
21.01.	2	2	2	V2	V0	57%
22.01.	3	3	3	V1	V1	27%
23.01.	2	2	2	V2	V1	67%
24.01.	2	2	2	V1	V1	73%
25.01.	0	0	0	V1	V1	100%
26.01.	3	3	3	V1	V1	30%
27.01.	3	4	3	V1	V1	24%
28.01.	3	4	3	V1	V1	25%
29.01.	0	0	0	V1	V1	100%
30.01.	3	4	3	V1	V1	26%
31.01.	0	0	0	V1	V1	100%
01.02.	2	2	2	V2	V1	58%
02.02.	1	1	1	V1	V1	92%
03.02.	0	0	0	V1	V1	100%
04.02.	0	0	0	V1	V1	100%
05.02.	1	1	1	V1	V1	86%
06.02.	2	2	2	V0	V0	83%
07.02.	2	1	2	V2	V0	50%
08.02.	0	0	0	V1	V1	100%
09.02.	1	1	1	V2	V0	57%
10.02.	1	1	1	V2	V0	89%
11.02.	2	2	2	V1	V1	72%
12.02.	2	2	2	V1	V1	52%
13.02.	3	3	3	V1	V1	42%
14.02.	1	1	1	V1	V1	98%
15.02.	2	2	2	V0	V0	81%
16.02.	2	2	2	V2	V1	46%
17.02.	3	3	3	V0	V0	59%
18.02.	4	5	4	V1	V1	20%
19.02.	5	5	5	V1	V1	16%
20.02.	2	2	2	V0	V0	76%
21.02.	4	4	4	V1	V1	36%
22.02.	0	0	0	V1	V1	100%
23.02.	2	3	2	V1	V1	60%
24.02.	0	0	0	V1	V1	100%
25.02.	1	1	1	V2	V0	67%
26.02.	3	3	3	V2	V1	46%
27.02.	2	2	2	V0	V0	81%
28.02.	2	2	2	V0	V0	68%
01.03.	1	1	1	V2	V0	75%
02.03.	4	4	4	V0	V0	50%
03.03.	0	0	0	V1	V1	100%
04.03.	1	1	1	V1	V1	100%
05.03.	2	2	2	V0	V0	87%
06.03.	1	1	1	V0	V0	96%
07.03.	3	3	3	V0	V0	62%
08.03.	3	3	3	V0	V0	73%
09.03.	3	3	3	V0	V0	73%
10.03.	2	2	2	V0	V0	80%
11.03.	1	1	1	V1	V1	100%
12.03.	1	1	1	V1	V1	100%
13.03.	3	3	3	V0	V0	73%
14.03.	1	1	1	V0	V0	93%
15.03.	3	3	3	V0	V0	42%
16.03.	6	5	5	V0	V0	22%
17.03.	7	6	6	V0	V0	13%
18.03.	6	5	5	V0	V0	32%

Datum	Spezifische Tageserträge in kWh/kWp			Größter Ertrag		Diffusstrahlungsanteil
	V0	V1	V2	V0 / V1 / V2	V0 / V1	
19.03.	2	2	2	V0	V0	92%
20.03.	2	2	2	V0	V0	91%
21.03.	2	2	2		V0	85%
22.03.	3	2	2		V0	85%
23.03.	2	2	2		V0	87%
24.03.	2	2	2		V0	94%
25.03.	6	5	5		V0	30%
26.03.	4	4	4		V0	72%
27.03.	1	1	1		V1	100%
28.03.	3	3	3		V0	82%
29.03.	6	5	5		V0	35%
30.03.	7	5	5		V0	26%
31.03.	7	5	5		V0	29%
01.04.	5	4	4		V0	65%
02.04.	4	4	4		V0	64%
03.04.	3	3	3		V0	68%
04.04.	3	3	3		V0	68%
05.04.	4	4	4		V0	62%
06.04.	6	5	5		V0	45%
07.04.	1	1	1		V1	99%
08.04.	1	1	1		V1	100%
09.04.	2	2	2		V0	98%
10.04.	5	4	4		V0	56%
11.04.	4	3	3		V0	79%
12.04.	3	3	3		V0	57%
13.04.	3	3	3		V0	81%
14.04.	8	6	6		V0	13%
15.04.	4	3	3		V0	79%
16.04.	8	6	6		V0	15%
17.04.	1	1	1		V1	100%
18.04.	4	3	4		V0	59%
19.04.	8	6	6		V0	27%
20.04.	4	3	3		V0	49%
21.04.	4	3	3		V0	77%
22.04.	6	4	4		V0	51%
23.04.	8	6	6		V0	25%
24.04.	8	6	6		V0	17%
25.04.	8	6	6		V0	18%
26.04.	8	6	6		V0	19%
27.04.	9	6	6		V0	13%
28.04.	3	3	3		V0	50%
29.04.	5	4	4		V0	65%
30.04.	9	6	6		V0	24%
01.05.	8	6	6		V0	20%
02.05.	9	6	6		V0	14%
03.05.	8	6	6		V0	25%
04.05.	8	6	6		V0	24%
05.05.	1	1	1		V1	100%
06.05.	4	3	3		V0	82%
07.05.	9	6	6		V0	15%
08.05.	9	6	6		V0	16%
09.05.	9	6	6		V0	13%
10.05.	8	6	6		V0	29%
11.05.	3	3	3		V0	90%
12.05.	2	2	2		V0	96%
13.05.	8	6	6		V0	34%
14.05.	2	2	2		V0	98%
15.05.	2	2	2		V0	96%
16.05.	2	2	2		V0	95%
17.05.	2	2	2		V0	97%
18.05.	1	1	1		V1	100%
19.05.	1	1	1		V1	100%
20.05.	9	6	6		V0	21%
21.05.	6	4	4		V0	47%
22.05.	6	5	5		V0	51%
23.05.	3	3	3		V0	92%
24.05.	3	2	2		V0	95%
25.05.	7	5	5		V0	45%
26.05.	9	6	6		V0	13%
27.05.	1	1	1		V1	100%
28.05.	4	4	4		V0	71%
29.05.	4	4	4		V0	82%

Datum	Spezifische Tageserträge in kWh/kWp			Größter Ertrag		Diffusstrahlungsanteil
	V0	V1	V2	V0 / V1 / V2	V0 / V1	
30.05.	8	6	6		V0	32%
31.05.	9	6	6		V0	24%
01.06.	7	5	5		V0	49%
02.06.	5	4	4		V0	47%
03.06.	9	6	6		V0	14%
04.06.	4	3	3		V0	81%
05.06.	5	3	4		V0	76%
06.06.	4	3	3		V0	80%
07.06.	3	3	3		V0	91%
08.06.	10	6	6		V0	18%
09.06.	9	6	6		V0	20%
10.06.	2	2	2		V0	97%
11.06.	2	2	2		V0	96%
12.06.	5	3	3		V0	76%
13.06.	5	4	4		V0	66%
14.06.	9	6	6		V0	23%
15.06.	8	5	6		V0	38%
16.06.	5	4	4		V0	72%
17.06.	6	4	4		V0	48%
18.06.	6	5	5		V0	53%
19.06.	6	5	5		V0	55%
20.06.	3	2	2		V0	92%
21.06.	8	6	6		V0	32%
22.06.	8	5	6		V0	36%
23.06.	8	6	6		V0	33%
24.06.	1	1	1		V1	100%
25.06.	4	3	3		V0	83%
26.06.	4	3	3		V0	75%
27.06.	3	3	3		V0	73%
28.06.	9	6	6		V0	21%
29.06.	3	2	2		V0	74%
30.06.	8	6	6		V0	36%
01.07.	5	4	4		V0	49%
02.07.	7	5	5		V0	47%
03.07.	5	3	3		V0	61%
04.07.	9	6	6		V0	26%
05.07.	8	5	6		V0	37%
06.07.	7	5	5		V0	52%
07.07.	4	3	3		V0	68%
08.07.	7	5	5		V0	45%
09.07.	7	5	5		V0	43%
10.07.	5	3	3		V0	61%
11.07.	8	5	5		V0	39%
12.07.	9	6	6		V0	27%
13.07.	4	4	4		V0	62%
14.07.	9	6	6		V0	20%
15.07.	3	3	3		V0	90%
16.07.	8	6	6		V0	35%
17.07.	4	3	3		V0	86%
18.07.	6	4	4		V0	62%
19.07.	1	1	1		V1	100%
20.07.	1	1	1		V1	99%
21.07.	3	2	2		V0	94%
22.07.	6	4	4		V0	49%
23.07.	7	5	5		V0	38%
24.07.	9	6	6		V0	14%
25.07.	3	3	3		V0	94%
26.07.	8	6	6		V0	32%
27.07.	8	5	5		V0	34%
28.07.	4	3	3		V0	66%
29.07.	3	3	3		V0	85%
30.07.	4	3	3		V0	59%
31.07.	8	6	6		V0	24%
01.08.	8	6	6		V0	24%
02.08.	4	3	3		V0	65%
03.08.	3	2	2		V0	95%
04.08.	4	3	3		V0	81%
05.08.	6	5	5		V0	56%
06.08.	1	1	1		V1	99%
07.08.	2	2	2		V0	95%
08.08.	5	4	4		V0	64%
09.08.	7	5	5		V0	40%

Datum	Spezifische Tageserträge in kWh/kWp			Größter Ertrag		Diffusstrahlungsanteil
	V0	V1	V2	V0 / V1 / V2	V0 / V1	
10.08.	8	6	6		V0	26%
11.08.	3	2	2		V0	84%
12.08.	3	3	3		V0	81%
13.08.	1	1	1		V1	99%
14.08.	5	3	3		V0	51%
15.08.	3	3	3		V0	49%
16.08.	6	5	5		V0	47%
17.08.	8	6	6		V0	13%
18.08.	2	2	2		V0	97%
19.08.	6	5	5		V0	45%
20.08.	4	3	3		V0	41%
21.08.	2	2	2		V0	96%
22.08.	2	2	2		V0	85%
23.08.	2	2	2		V0	97%
24.08.	2	2	2		V0	94%
25.08.	5	4	4		V0	58%
26.08.	6	4	5		V0	49%
27.08.	8	6	6		V0	13%
28.08.	5	4	4		V0	65%
29.08.	2	2	2		V0	95%
30.08.	6	4	4		V0	52%
31.08.	7	5	6		V0	20%
01.09.	8	6	6		V0	12%
02.09.	4	3	3		V0	72%
03.09.	5	3	3		V0	58%
04.09.	2	2	2		V0	93%
05.09.	7	5	5		V0	28%
06.09.	2	2	2		V0	96%
07.09.	3	2	3		V0	84%
08.09.	4	3	3		V0	72%
09.09.	1	1	1		V0	98%
10.09.	2	2	2		V0	97%
11.09.	7	6	6		V0	18%
12.09.	6	5	5		V0	36%
13.09.	1	1	1		V1	100%
14.09.	5	4	4		V0	47%
15.09.	2	2	2		V0	67%
16.09.	6	5	5		V0	38%
17.09.	5	4	4		V0	49%
18.09.	3	3	3		V0	57%
19.09.	1	1	1		V1	100%
20.09.	1	1	1		V0	98%
21.09.	7	6	6		V0	12%
22.09.	5	5	5		V0	43%
23.09.	2	2	2	V0	V0	55%
24.09.	6	5	5	V0	V0	30%
25.09.	5	4	4	V0	V0	42%
26.09.	6	5	5	V0	V0	19%
27.09.	1	1	1	V1	V1	99%
28.09.	2	2	2	V0	V0	88%
29.09.	4	4	4	V0	V0	50%
30.09.	3	2	2	V0	V0	82%
01.10.	2	2	2	V0	V0	87%
02.10.	1	1	1	V0	V0	97%
03.10.	4	4	4	V0	V0	51%
04.10.	3	3	3	V0	V0	66%
05.10.	0	0	0	V1	V1	100%
06.10.	0	0	0	V1	V1	100%
07.10.	1	1	1	V1	V1	100%
08.10.	2	2	2	V2	V0	72%
09.10.	4	4	3	V0	V0	51%
10.10.	2	2	2	V0	V0	84%
11.10.	1	1	1	V1	V1	100%
12.10.	0	0	0	V1	V1	100%
13.10.	3	3	3	V0	V0	76%
14.10.	2	2	2	V2	V0	79%
15.10.	5	4	4	V0	V0	24%
16.10.	1	1	1	V1	V1	100%
17.10.	2	2	2	V0	V0	93%
18.10.	3	3	3	V0	V0	56%
19.10.	2	2	1	V0	V0	79%
20.10.	5	5	5	V0	V0	15%

Datum	Spezifische Tageserträge in kWh/kWp			Größter Ertrag		Diffusstrahlungsanteil
	V0	V1	V2	V0 / V1 / V2	V0 / V1	
21.10.	5	5	5	V0	V0	14%
22.10.	1	1	1	V1	V1	100%
23.10.	2	2	2	V0	V0	75%
24.10.	3	3	2	V0	V0	48%
25.10.	4	4	4	V0	V0	43%
26.10.	4	4	4	V1	V1	21%
27.10.	2	2	2	V2	V0	59%
28.10.	1	1	1	V2	V1	79%
29.10.	2	2	2	V1	V1	52%
30.10.	1	1	1	V0	V0	96%
31.10.	3	3	3	V1	V1	39%
01.11.	0	0	0	V1	V1	100%
02.11.	0	0	0	V1	V1	100%
03.11.	1	1	1	V1	V1	84%
04.11.	1	1	1	V2	V1	64%
05.11.	0	0	0	V1	V1	100%
06.11.	2	2	2	V1	V1	73%
07.11.	0	0	0	V1	V1	100%
08.11.	3	4	3	V1	V1	25%
09.11.	0	0	0	V1	V1	100%
10.11.	1	1	1	V1	V1	84%
11.11.	0	0	0	V1	V1	100%
12.11.	1	1	1	V2	V0	59%
13.11.	2	2	2	V2	V1	65%
14.11.	2	2	2	V1	V1	75%
15.11.	1	1	1	V1	V1	82%
16.11.	3	3	3	V1	V1	42%
17.11.	0	0	0	V1	V1	100%
18.11.	0	0	0	V1	V1	98%
19.11.	1	1	1	V1	V1	97%
20.11.	0	0	0	V1	V1	100%
21.11.	0	0	0	V1	V1	100%
22.11.	1	1	1	V1	V1	90%
23.11.	0	0	0	V1	V1	100%
24.11.	0	0	0	V1	V1	100%
25.11.	1	1	1	V2	V0	59%
26.11.	1	1	1	V1	V1	68%
27.11.	3	3	3	V1	V1	29%
28.11.	0	0	0	V1	V1	100%
29.11.	0	0	0	V1	V1	100%
30.11.	0	0	0	V1	V1	100%
01.12.	0	0	0	V1	V1	100%
02.12.	0	0	0	V1	V1	100%
03.12.	1	1	1	V2	V0	56%
04.12.	0	0	0	V1	V1	100%
05.12.	1	1	1	V2	V0	58%
06.12.	1	1	1	V2	V0	64%
07.12.	2	2	2	V1	V1	54%
08.12.	0	0	0	V1	V1	100%
09.12.	0	0	0	V1	V1	100%
10.12.	0	0	0	V1	V1	100%
11.12.	0	0	0	V1	V1	99%
12.12.	1	1	1	V1	V1	70%
13.12.	2	2	2	V1	V1	60%
14.12.	3	3	3	V1	V1	27%
15.12.	0	0	0	V1	V1	100%
16.12.	1	1	1	V1	V1	63%
17.12.	0	0	0	V1	V1	100%
18.12.	0	0	0	V1	V1	100%
19.12.	2	2	2	V0	V0	56%
20.12.	0	0	0	V1	V1	100%
21.12.	0	0	0	V1	V1	100%
22.12.	0	0	0	V1	V1	100%
23.12.	1	1	1	V1	V1	79%
24.12.	0	0	0	V1	V1	100%
25.12.	2	2	2	V1	V1	39%
26.12.	2	2	2	V2	V0	47%
27.12.	0	0	0	V1	V1	98%
28.12.	0	0	0	V1	V1	99%
29.12.	1	1	1	V1	V1	82%
30.12.	0	0	0	V1	V1	98%
31.12.	1	1	1	V1	V1	77%