



## **VORTEILE VON OST-WEST ANLAGEN IM GEWERBEBEREICH**

**Ertrag steigern und Kosten senken mit einem MPP-Tracker**

© Fronius International GmbH

Version V1.0 11/2021

Peter Schmidhuber, Jasmin Gross

Solar Energy

Fronius behält sich alle Rechte, insbesondere das Recht der Vervielfältigung und Verbreitung sowie der Übersetzung vor. Kein Teil des Werkes darf in irgendeiner Form ohne schriftliche Genehmigung von Fronius reproduziert oder unter Verwendung elektrischer Systeme gespeichert, verarbeitet, vervielfältigt oder verbreitet werden. Es wird darauf hingewiesen, dass alle Angaben in diesem Dokument trotz sorgfältiger Bearbeitung ohne Gewähr erfolgen und eine Haftung des Autors oder von Fronius ausgeschlossen ist. Geschlechterspezifische Formulierungen beziehen sich gleichermaßen auf die weibliche und männliche Form

# INHALTSVERZEICHNIS

1	<b>Einführung</b> .....	4
2	<b>Ausrichtungsarten</b> .....	5
3	<b>Aufbau einer Ost-West Anlage</b> .....	6
4	<b>Die Wahl des Wechselrichters</b> .....	7
5	<b>Energieertrag nach Ausrichtung</b> .....	9
5.1	Einflussfaktoren auf den PV-Ertrag .....	10
6	<b>Ost-West mit 1 MPP-Tracker</b> .....	14
6.1	Niedrigere Kosten durch 1 MPPT .....	15
6.2	Positiver Einfluss auf den Wirkungsgrad .....	15
7	<b>Berechnungsbeispiel</b> .....	17
7.1	Beispiel A: ohne Überdimensionierung.....	17
7.2	Beispiel B: Überdimensionierung von 120 % .....	19
7.3	Beispiel C: Überdimensionierung 140 % .....	21
8	<b>Ergebnisse der Simulation</b> .....	23
9	<b>Fazit</b> .....	24
10	<b>Anhang</b> .....	25
11	<b>Abbildungsverzeichnis</b> .....	34
12	<b>Tabellenverzeichnis</b> .....	34

# 1 EINFÜHRUNG

Eine gewerbliche PV-Anlage wird in der Planung an örtliche Gegebenheiten angepasst, sodass mit geringen Kosten maximaler Ertrag erwirtschaftet wird. Neben dem klassischen Systemdesign wird auch zunächst über die Ausrichtung in eine gewisse Himmelsrichtung entschieden.

In diesem Dokument werden unterschiedliche Anlagen-Ausrichtungen von gewerblichen PV-Anlagen erläutert und auf Basis des zu erwartenden Ertrages und deren individuelle Vorteile miteinander verglichen. Zudem wird im Detail auf die Ost-West-Ausrichtung im Gewerbebereich eingegangen, im Speziellen, welche Auswirkungen es hat, wenn Ost-West-Anlagen mit nur einem MPP-Tracker pro Wechselrichter realisiert werden.

Mittels PV\*SOL-Berechnungen wird gezeigt, dass unterschiedliche Ausrichtungen auf einem MPP-Tracker – wie etwa die klassische Ost-West-Ausrichtung - keinen Einfluss auf den Gesamtenergieertrag der gewerblichen Anlage haben, sondern sogar Vorteile aufweisen.

## 2 AUSRICHTUNGSARTEN

Die Ausrichtung von gewerblichen PV-Anlagen kann in unterschiedliche Richtungen erfolgen. Die sinnvollsten Ausrichtungen sind Süden, Osten, oder Westen. Auch Kombinationen aus diesen drei Ausrichtungen sind möglich und gängig (z.B.: Süd-Ost, Ost-West, Süd-West).

### **Mehr Platz für mehr Leistung durch Ost-West-Ausrichtung**

Eine übliche Variante ist die sogenannte „Ost-West-Anlage“, bei der die Module der PV-Anlage einerseits in Richtung Osten und andererseits in Richtung Westen ausgerichtet sind.

Vor allem bei Flachdächern ist diese Methode der Aufständigung sehr effizient, da der Füllgrad der Dachfläche höher ist, ohne auf potenzielle Verschattungen durch die Module selbst achten zu müssen. Bei einer Süd-Anlage hingegen muss eine mögliche Verschattung von Modulen durch andere Module berücksichtigt werden.

Aufgrund dieser gegenseitigen Verschattung bei Südanlagen ermöglicht eine Ost-West-Ausrichtung annähernd eine **doppelt so hohe Modulanzahl auf der Dachfläche** als bei einer aufgeständerten Süd-Ausrichtung.



Abbildung 1: PV-Module in Südausrichtung



Abbildung 2: PV-Module in Ost-West-Ausrichtung

### 3 AUFBAU EINER OST-WEST ANLAGE

Eine Ost-West Anlage auf einem Flachdach eines Gewerbebetriebs wird meist Modul an Modul gereiht mit max. 10 Grad Neigung. Dabei ist nicht auf eine Verschattung von Modul zu Modul zu achten, da diese Rückseite an Rückseite platziert werden. Auf geneigten Dächern (z.B. Satteldach) wird herkömmlicherweise die Modulinstallation „dachparallel“ mit klassischen Modul-Montagesystemen, oder „dachintegriert“ ausgeführt.

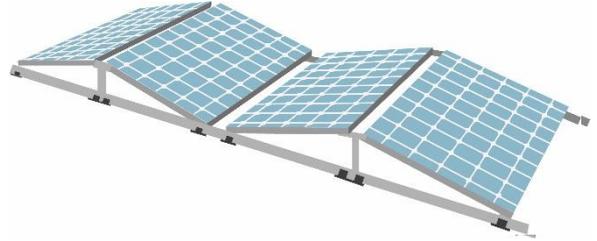


Abbildung 3: Flachdach-Aufständigung Ost-West-Anlage

Die Montage der Module auf einem Flachdach gestaltet sich meist weniger aufwändig, da auf Grund der kleineren Windangriffsfläche weniger Beschwerung oder Befestigung nötig ist als bei einer aufgeständerten Südanlage auf einem Flachdach. Dies kann in vielen Fällen auch ein wesentliches Entscheidungskriterium für eine solche Ausrichtung sein. Bei älteren Dächern ist außerdem diese zusätzliche Belastung durch die benötigte Beschwerung einer Südanlage oftmals aus statischen Gründen nicht möglich.

Bei der Platzierung der Wechselrichter kann zwischen einem zentralen und dezentralen Systemdesign unterschieden werden. Je nach örtlichen Gegebenheiten der gewerblichen PV-Anlage kann frei gewählt werden, ob die Wechselrichter entweder nah bei den Modulen oder nah am Verteilerkasten platziert werden.

## 4 DIE WAHL DES WECHSELRICHTERS

Nachdem eine Entscheidung für die Ausrichtung der gewerblichen PV-Anlage getroffen wurde, werden prinzipiell die benötigten Hauptkomponenten für das Projekt definiert. Zentrales Herzstück einer PV-Anlage ist bzw. sind die Wechselrichter. Hat man sich für den Typ eines Wechselrichters erstmal entschieden gilt es die Frage der Leistungsklasse pro Gerät zu klären.

### Niedrigere Initialkosten bei Ost-West-Anlage

Die benötigte Leistungsklasse des Wechselrichters richtet sich primär nach der gesamten Generatorleistung der PV-Anlage. Hier kommt es allerdings zu einem essenziellen Unterschied zwischen Süd- und Ost-West-Ausrichtung. So kann beispielsweise für dieselbe Generatorleistung bei einer Ost-West-Ausrichtung eine niedrigere Leistungsklasse beim Wechselrichter eingesetzt werden als bei einer Süd-Ausrichtung. Dies kann im Projekt zu erheblichen Kosteneinsparungen führen.

Die Unterschiede in der benötigten Leistungsklasse ergeben sich aus der Maximalleistung des Wechselrichters. Diese Maximalleistung ist trotz gleicher Generatorleistung je nach Ausrichtungsart unterschiedlich. Dies ist einfach am Vergleich der PV-Ertragskurven der beiden Ausrichtungsarten abzulesen.

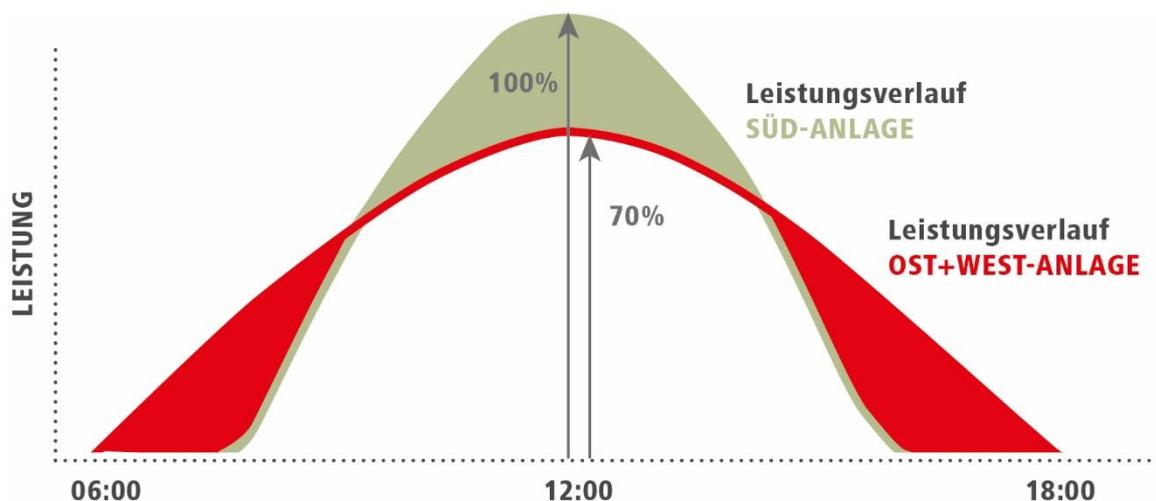


Abbildung 4: Wechselrichter-Auslastung bei Ost-West- und Südanlagen

Bei einer Ost-West ausgerichteten Anlage beginnt die Tagesproduktion der PV-Anlage bereits bei der ersten Helligkeit in den frühen Morgenstunden, steigt steil an und produziert typischerweise bereits am späten Vormittag beinahe den Höchstwert, der bis in den frühen Nachmittag gehalten wird. Am späten Nachmittag/Abend fällt dann die Kurve wieder ab, endet aber auf der Westseite erst in den späten Abendstunden. So entsteht eine breite, aber dennoch flache PV-Ertragskurve. Bei einer südausgerichteten PV-Anlage hingegen beginnt die Produktion etwas später am Vormittag und steigt danach steil an. Eine Südanlage verzeichnet eher kurz rund um die Mittagszeit den größten Ertrag, welcher am Nachmittag wieder abnimmt. So ergibt sich bei Südanlagen eine typisch steile aber engere PV-Ertragskurve.

Bei der Süd-Ertragskurve ist der Wechselrichter rund um die Mittagsstunden am meisten gefordert und ist Großteils bis zu 100 % ausgelastet. Bei der flacheren Ost-West-Ausrichtung hingegen wird der Wechselrichter über den Tag verteilt gleichmäßiger ausgelastet, wodurch die Maximalleistung in der Regel nie 100% erreicht. Aus diesem Grund können Wechselrichter bei Ost-West-Anlagen stark überdimensioniert werden.

Die Entscheidung für eine kleine Leistungsklasse bei den Wechselrichtern hat zudem einen positiven Einfluss auf die Initialkosten und wirkt sich somit auch positiv auf die Gesamtsystemkosten aus.

## 5 ENERGIEERTRAG NACH AUSRICHTUNG

Sowohl auf einem Flachdach als auch auf konventionell geneigten Dächern ist eine Ost-West-Ausrichtung der Module möglich und in den vielen Fällen äußerst sinnvoll. Generell produziert eine Ost-West-Anlage über den Tag verteilt länger Energie. Wie bereits erwähnt, beginnt die Produktion bei einer Ost-West-Anlage früher in den Morgenstunden und endet gleichzeitig später in den Abendstunden, im Vergleich zu einer Süd-Anlage. Dies führt zu einer breiteren, aber flacheren PV-Ertragskurve. Eine Südausrichtung hingegen bildet eine höhere, aber engere Ertragskurve, denn diese erwirtschaftet besonders um die Mittagszeit mehr Energie als eine Ost-West-Anlage.

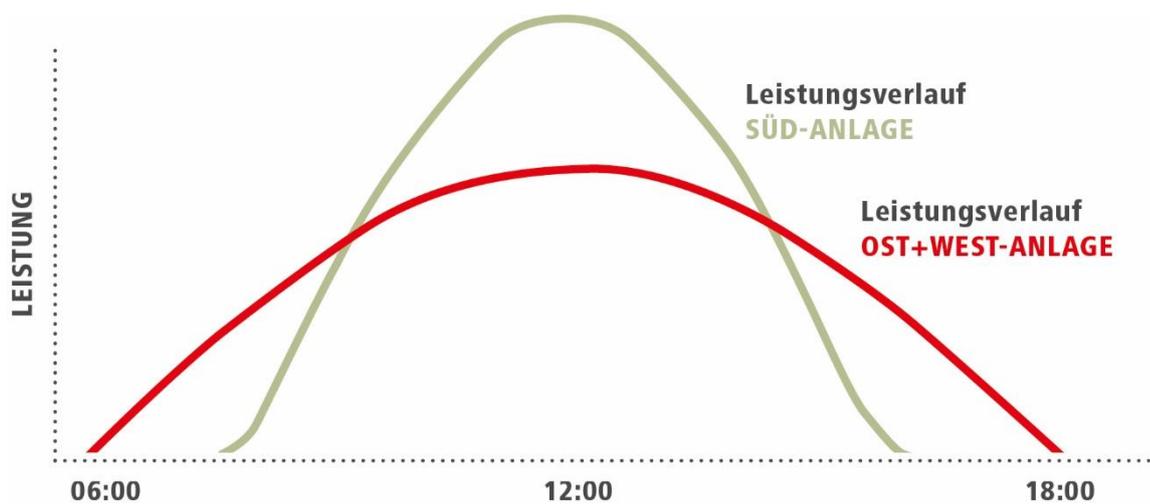


Abbildung 5: exemplarischer Verlauf der Energieertragskurve abhängig von der Ausrichtung der PV-Anlage

### Höherer Eigenverbrauch bei Ost-West-Anlagen

Eine breite PV-Ertragskurve (Ost-West) ist generell eine gute Basis für eine hohe Eigenverbrauchsquote, denn Energie wird am Tag insgesamt länger und vor allem gleichmäßiger produziert, wodurch temporärer PV-Überschuss eher geringgehalten wird. Unternehmen, die auf eine Ost-West-Anlage Ausrichtung bei ihrem PV-System setzen profitieren folglich von einer hohen Eigenverbrauchsquote. Je höher der Eigenverbrauch desto schneller amortisiert sich die Investition der PV-Anlage.

Vergleicht man die beiden Ausrichtungsarten auf Basis des zu erwartenden Ertrages und ausgehend von derselben Generatorleistung, so erwirtschaftet eine Süd-Anlage meist mehr als eine Ost-West-Anlage.

**Aber:** Betrachtet man den genutzten Anteil der jeweiligen Dachfläche, so wird man mit Ost-West-Ausrichtungen immer mehr Ertrag als mit Südausrichtungen erzielen können, da die Dachfläche effizienter genutzt werden kann und mehr Module verbaut werden können. Mehr Module bedeuten wiederum, dass der PV-Generator an sich größer ist. Je größer der PV-Generator desto größer ist der zu erwartenden PV-Ertrag.

Auch der Nutzungsgrad der einzelnen Wechselrichter ist meist bei einer Ost-West-Anlage höher, da sich durch die Ausrichtung in zwei Himmelsrichtungen die Spitzenlast verringert. Dadurch ist der Wechselrichter

einerseits besser ausgelastet und andererseits wird dieser auch in einem besseren Wirkungsgradbereich betrieben. Denn die meisten Wechselrichter haben ihren besten Wirkungsgrad nicht bei Volleleistung.

## 5.1 Einflussfaktoren auf den PV-Ertrag

Der Energieertrag einer PV-Anlage hängt grundsätzlich von verschiedenen externen Faktoren, die auf die Module einwirken, ab. Hierzu zählen unter anderem die Außentemperatur, die Sonneneinstrahlung sowie das MPP-Tracking der Wechselrichter.

### Einfluss von Temperatur

Die Umgebungstemperatur hat einen großen Einfluss auf die Module und somit den PV-Ertrag. Bei hohen Temperaturen ist ein negativer Einfluss auf den PV-Ertrag gegeben, was in der nachfolgenden Grafik ersichtlich ist.

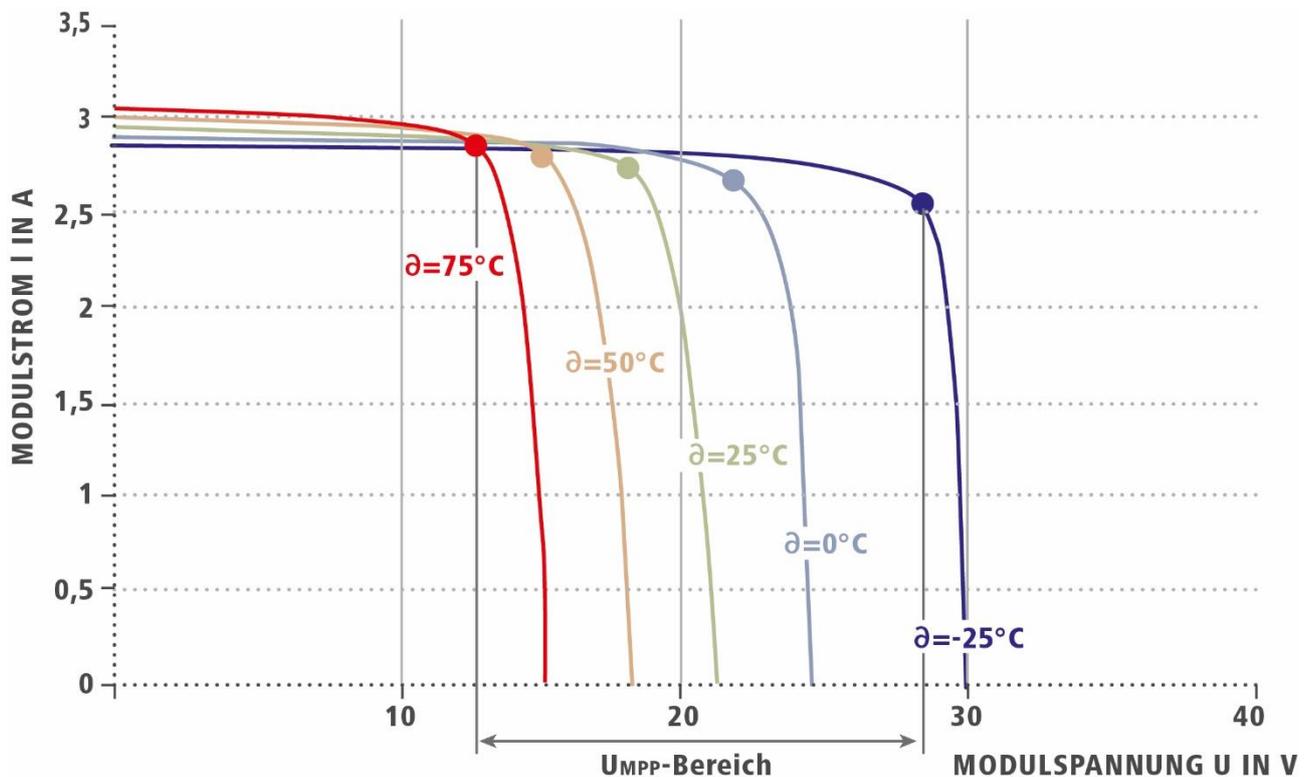


Abbildung 6. Energieertrag abhängig von der Außentemperatur

Wie zu erkennen ist, hat die Temperatur primär einen Einfluss auf die Spannung (V) und nicht auf den Strom (A). Je höher die Temperatur desto niedriger ist die Spannung. Bei einer Ost-West-Anlage wäre dieser Effekt indirekt proportional. Am Morgen sorgen die ersten Sonnenstrahlen auf der Ost-Seite für einen Temperaturanstieg, was die Spannung des Modulfelds sinken lässt. Auf der West-Seite hingegen herrschen im Schatten noch niedrigere Temperaturen, was die Spannung ansteigen lässt. Auf der Schattenseite ist die Spannung somit höher, aber die Leistung auf der Schattenseite ist mangels Sonneneinstrahlung noch gering. Aus diesem Grund stellt der Wechselrichter den optimalen Arbeitspunkt auf die Ost-Module in der

Sonne ein. Auf der verschatteten West-Seite entsteht, trotz der Abweichung des idealen Arbeitspunktes, kein nennenswerter Verlust der Gesamtenergie.

### **Einfluss von Sonneneinstrahlung**

Neben der Außentemperatur hat die direkte Sonneneinstrahlung den größten Einfluss auf die Module und somit den PV-Ertrag. Je nach Standort, Tageszeit und Wetterbedingung unterscheidet sich die direkte Sonneneinstrahlung auf das Modulfeld. Je intensiver die Einstrahlung, desto höher ist der zu erwartenden PV-Ertrag.

Die nachfolgende Grafik zeigt ein Modulkennliniendiagramm in Abhängigkeit von der Sonneneinstrahlung.

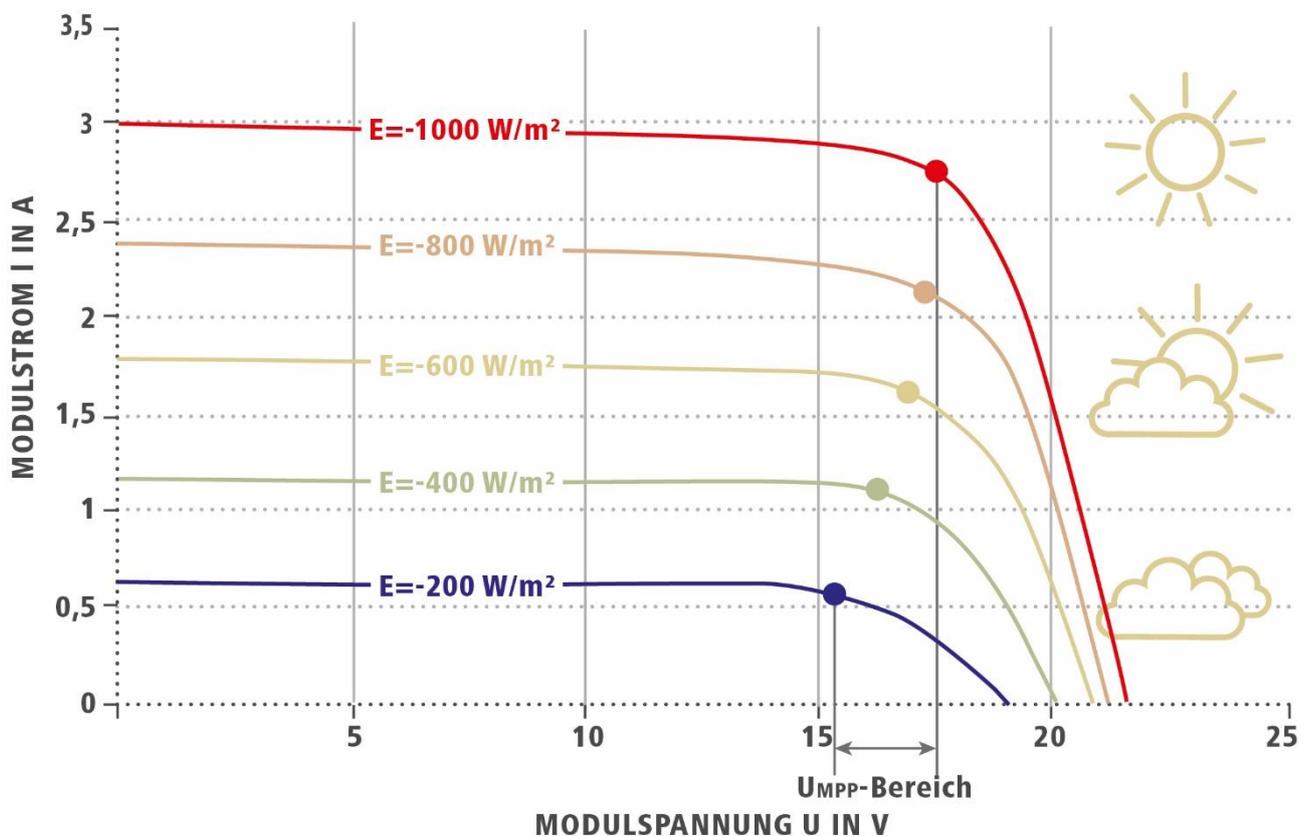


Abbildung 7: Energieertrag abhängig von der Intensität der Sonneneinstrahlung

Es ist einfach zu erkennen, dass bereits bei geringer Einstrahlung das Spannungsniveau hoch ist. Dieses ändert sich bis zur Maximaleinstrahlung nur geringfügig, denn die Einstrahlung hat primären Einfluss auf den Strom (A) und nicht auf wie die Temperatur auf die Spannung (V).

Dieser Effekt hat eine positive Auswirkung auf eine Ost-West-Ausrichtung, denn wenn in den Morgenstunden bereits Sonneneinstrahlung auf der Ost-Seite vorhanden ist, so ist das Spannungsniveau dennoch ähnlich wie das der West-Seite. Die entstehenden Mismatch-Verluste sind demnach marginal und können vernachlässigt werden.

## Einfluss von Modulneigung

Aufgrund des großen Einflusses der Sonneneinstrahlung auf den Gesamtenergieertrag einer PV-Anlage ist erstrebenswert die Neigung der Module so zu wählen, dass die optimale Einstrahlung möglich ist. Die ideale Neigung ist je Ausrichtung und Standort unterschiedlich. Die nachfolgende Grafik zeigt ein Energieertragsdiagramm. Daraus ist abzulesen, dass für den beispielhaft gewählten Standort<sup>1</sup> eine Ausrichtung nach Süden mit einer Neigung von knapp 30° (schwarze gepunktete Linie) in der Horizontalen ideal wäre. Zu erkennen ist auch, dass bei einer Ost-West Ausrichtung auf einem Flachdach mit einer Neigung von 10° immer noch knapp 95% der maximalen Einstrahlung auf dem Modul zu erreicht werden (dunkelorange Bereich). Der blaue Punkt stellt den West-Teil der Ost-West Anlage dar, der schwarze Punkt den Ost-Teil.

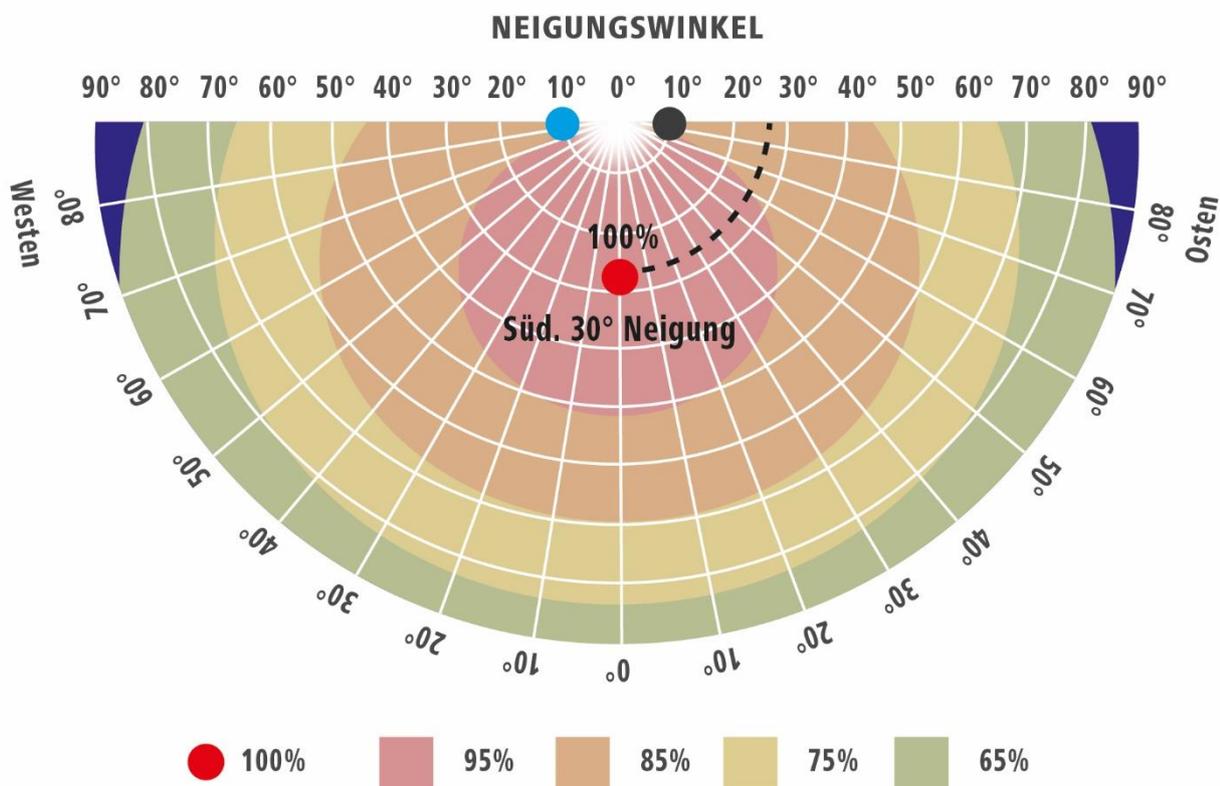


Abbildung 8: Energieertragsdiagramm Österreich bezogen auf den mittleren Jahresertrag

Das bedeutet, dass theoretisch rund 5% weniger Energie von den einzelnen Modulen nutzbar ist, im Vergleich zu einer Idealneigung bei einer Südanlage. Mit dem Wissen, dass bei einer Ost-West Ausrichtung die Installation von beinahe **doppelt so vielen Modulen auf dem Dach** möglich ist, kann in der Praxis am Ende allerdings durch einen größeren PV-Generator mehr Ertrag erwirtschaftet werden, als mit einer Südausrichtung.

## Einfluss durch das MPP-Tracking

<sup>1</sup> Salzburg, Österreich

Temperatur und Einstrahlung haben wie erwähnt einen Einfluss auf das Strom- und Spannungslevel des Modulfelds. Dieses beeinflusst wiederum das sogenannte MPP-Tracking. Das MPP-Tracking eines Wechselrichters hat das Ziel, den PV-Generator immer im optimalen Arbeitspunkt zu betreiben. Der optimale Arbeitspunkt ist der Punkt, an dem die Leistung des Generators ein Maximum erreicht.

Wie in der nachfolgenden Grafik aufgezeigt wird, ergibt sich bei Einstrahlungsänderungen im hohen Bereich (500W/m<sup>2</sup>-1000W/m<sup>2</sup>) meist keine oder nur eine sehr kleine Änderung der Spannung des MPP. Erst bei Einstrahlungen von **300W/m<sup>2</sup> und weniger** verschiebt sich der MPP in einen niedrigeren Spannungsbereich.

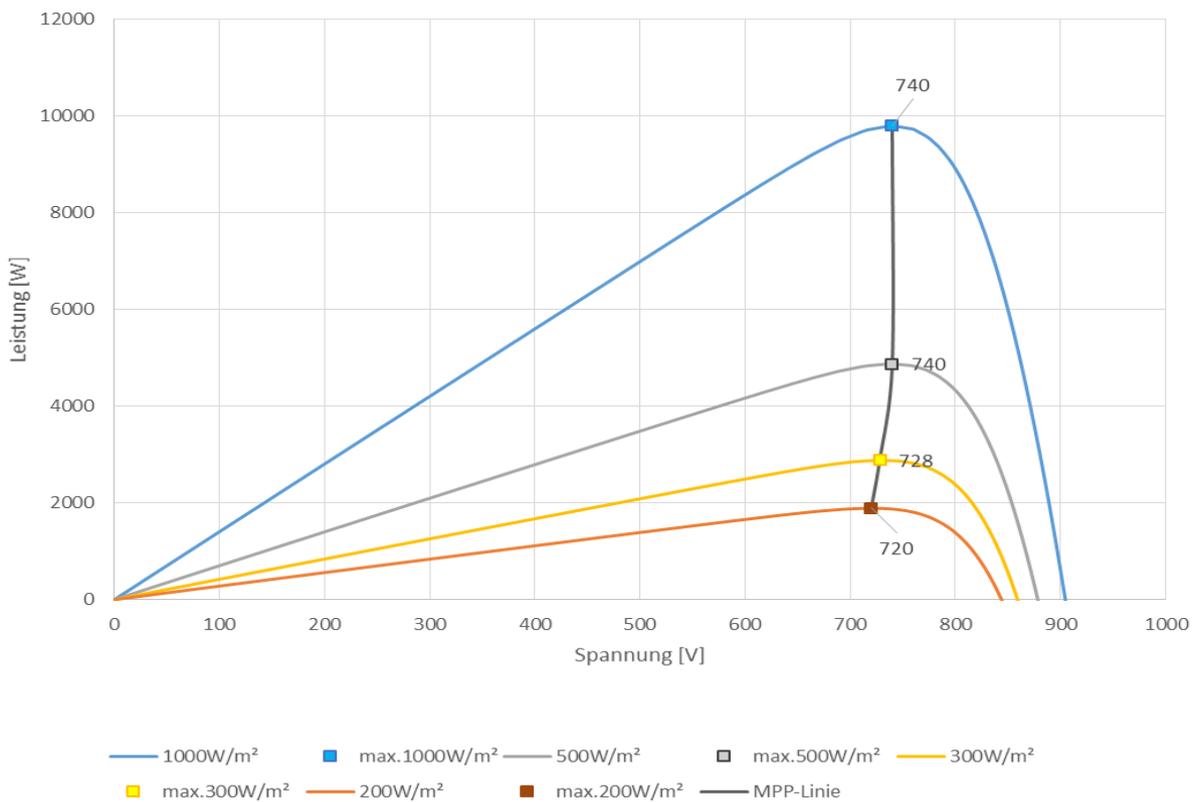


Abbildung 9: Optimaler Arbeitspunkt abhängig von der Einstrahlung

In der Grafik sind mehrere beispielhafte Kennlinien eines PV-Strangs mit dem Parameter der veränderten Einstrahlung dargestellt. Je kleiner die Einstrahlung ist, desto flacher wird die Kurve des Strangs. Je flacher die Ertragskurve desto weniger Energie wird produziert.

## 6 OST-WEST MIT 1 MPP-TRACKER

Werden 2 Stränge mit unterschiedlichen Ausrichtungen auf einem MPP Tracker verbunden, so sucht sich der Wechselrichter den gemeinsamen MPP dieser Strings. Die optimalen Arbeitspunkte der Stränge von Ost-West-Anlagen können über den Tag verteilt sehr unterschiedlich ausfallen. Der größte Unterschied ist in den Vormittags- sowie in den Abendstunden gegeben. In dem Zeitraum, wo die Sonne aufgeht, ist auf den nach Osten ausgerichteten Modulen die höchste Einstrahlung zu verzeichnen, wo hingegen die West-Stränge noch wenig Einstrahlung erfahren. Im Laufe des Tages wird dieser Unterschied immer geringer. In der Mittagszeit ist der Arbeitspunkt beider Ausrichtungen etwa gleich. In den Nachmittagsstunden wird der Unterschied zwischen den optimalen Arbeitspunkten der Ost- und Weststränge wieder größer.

Die folgende Grafik vergleicht eine Ost-West-Anlage, welche mit einem einzelnen MPP-Tracker realisiert wurde (olivgrüne Linie) und eine Anlage, wo die Ost- (blau) sowie die Westseite (orange) je auf einem individuellen MPP-Tracker installiert wurde. Das Beispiel reflektiert eine typische Vormittagssituation einer Ost-West-Anlage. Es ist zu erkennen, dass beim Oststrang (blau) der optimale Arbeitspunkt bei 740 V liegt. Beim orangen West-Strang, welcher am Vormittag etwas schwächer ist, liegt dieser bei 720 V. Wirft man einen Blick auf den olivgrünen Strang, der eine Ost-West-Anlage kombiniert auf einem einzelnen MPP-Tracker zeigt, so ist leicht zu erkennen, dass der „starke“ Strang in seinem MPP betrieben wird und der „schwache“ etwas außerhalb seines MPP betrieben wird. Diese Abweichung ist allerdings so gering, sodass dies eine unwesentliche Auswirkung auf den Gesamtenergieertrag hat (siehe Kapitel 5.1).

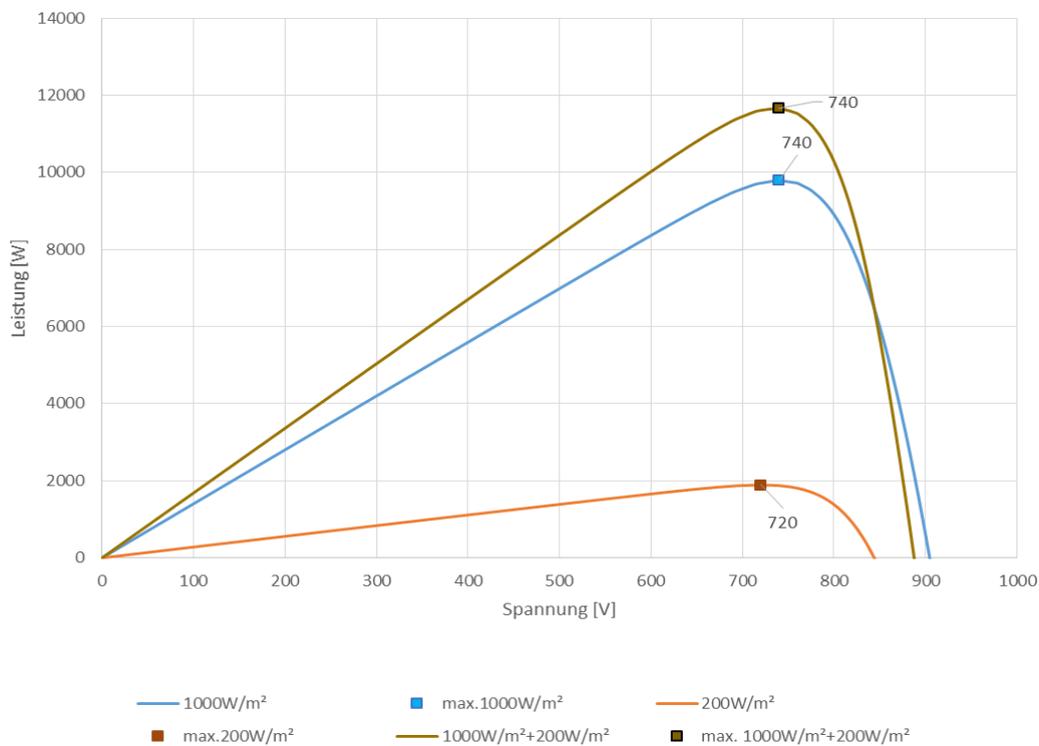


Abbildung 10: Verhalten von MPP-Tracking bei Ost-West-Anlage am Vormittag (09:00 Uhr)

## 6.1 Niedrigere Kosten durch 1 MPPT

Wie in Kapitel 4 beschrieben, ist es bei Ost-West-Anlagen möglich auf einen Wechselrichter mit kleinerer Leistungsklasse zu setzen und so aktiv bei den Initialkosten zu sparen. Bei PV-Projekten sind neben Wechselrichtern und Modulen jedoch auch viele weitere kleinere Komponenten zum Einsatz, welche einen wichtigen Beitrag für das Gesamtsystem liefern. Unter anderem muss für die Gerätesicherheit der einzelnen Wechselrichter gesorgt werden. Um dies zu gewährleisten werden pro MPP-Tracker sogenannte Überspannungsschutz-Geräte (ÜSS) installiert. Je mehr MPP-Tracker vorhanden sind, desto mehr ÜSS werden folglich benötigt. Wechselrichter mit nur einem MPP-Tracker benötigen folglich weniger Komponenten und verursachen folglich weniger BOS-Kosten.

Neben Kosteneinsparungen auf Komponentenebene wirkt sich ein Single-Tracker auch positiv auf den Ertrag der PV-Anlage aus. Dies ist auf den positiven Einfluss auf die Auslastung des Wechselrichters zurückzuführen.

## 6.2 Positiver Einfluss auf den Wirkungsgrad

Ein Wechselrichter weist einen gewissen Wirkungsgrad während des Betriebes auf. Dieser Wirkungsgrad verändert sich jedoch je nach Auslastung des Wechselrichters. Am Beispiel des Fronius Tauro lässt sich erkennen, dass der beste Wirkungsgradbereich nicht bei Volllast erzielt wird.

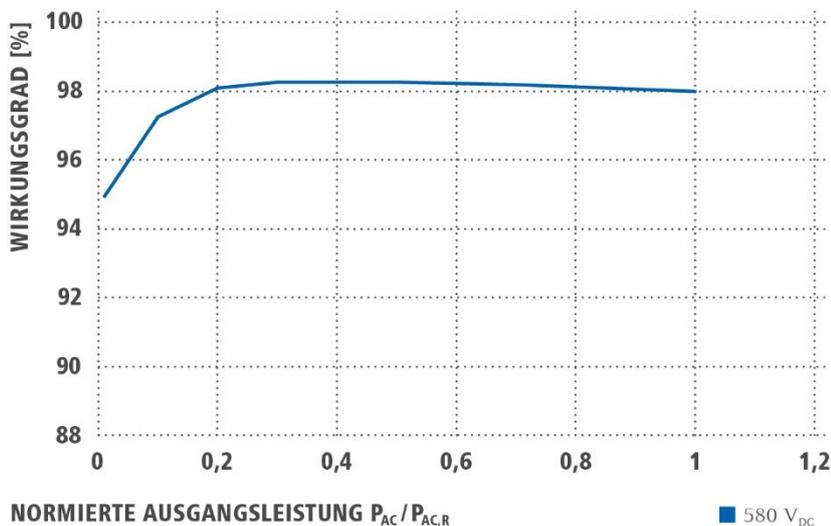


Abbildung 11: Wirkungsgrad Fronius Tauro

Im Diagramm ist zu sehen, dass der Wechselrichter bei 50% Auslastung einen besseren Wirkungsgrad hat als bei voller Auslastung. Bedingt ist das durch physikalische Gegebenheiten im Aufbau des Wechselrichters.

Generell ist es demnach effizient den Wechselrichter langfristig mit weniger Last zu betreiben als kurzzeitig immer wieder auf Volllast. Eine ausgewogene Auslastung des Wechselrichters hält die Temperatur der

elektronischen Komponenten konstant niedrig und schont Bauteile und Gerät. Dies hat zudem einen positiven Einfluss auf die Lebensdauer des Wechselrichters.

Eine langfristige Auslastung des Wechselrichters außerhalb des Volllastbereichs kann ganz einfach durch eine Ost-West-Ausrichtung auf einem MPP-Tracker realisiert werden. Werden Ost- sowie Weststränge auf einem MPPT installiert, so verteilt sich die Leistung über den gesamten Tag und es ergibt sich ein optimaler Wirkungsgrad. Würden bei Großanlagen je die Oststränge auf einen Wechselrichter mit 1 MPPT und die Weststränge auf einen anderen Inverter installiert werden, so werden die Geräte eher im Volllastbereich betrieben.

Dieses Verhalten ist ganz einfach anhand der folgenden Grafik erklärbar. Eine PV-Anlage mit Südausrichtung (grün) erzielt bei voller Einstrahlung rund um die Mittagszeit die größten Ertragsspitzen. In diesem Bereich muss der Wechselrichter am meisten Arbeiten. Das führt dazu, dass der Wechselrichter im Volllastbereich operiert.

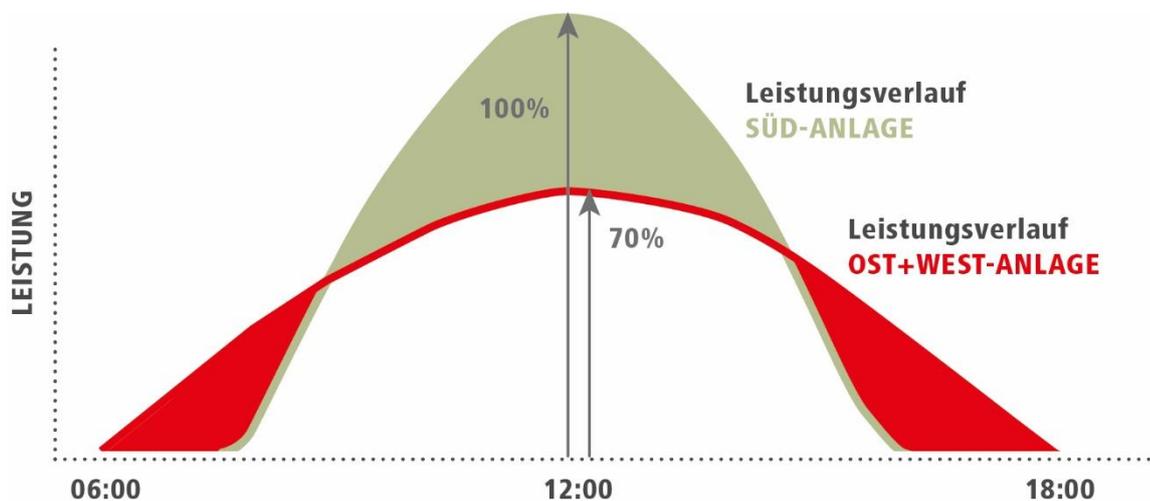


Abbildung 12: Wechselrichter-Auslastung bei Ost-West- und Südanlagen

Bei der Ost-West-Anlage (rot) hingegen, entsteht automatisch aufgrund der Ausrichtung eine homogenere Aufteilung der Energieproduktion. Der Wechselrichter der Ost-West-Anlage wird daher nur selten bis gar nicht im Volllast-Bereich arbeiten. Aufgrund der besseren Verteilung der Energieproduktion über den Tag hinweg kann der Inverter der Ost-West-Anlage in einem besseren Wirkungsgradbereich operieren. Dieser bessere Wirkungsgrad führt demnach auch zu einem besseren Ertragsergebnis, welche gegebenenfalls marginal auftretende Mismatch-Verluste durch die Ost-West-Ausrichtung ebenfalls aufheben würde.

## 7 BERECHNUNGSBEISPIEL

In diesem Kapitel sind mehrere Beispiele dargestellt, deren Ergebnisse mittels Software PV\*SOL berechnet sind. In jeder beispielhaften PV-Anlage wird je ein Wechselrichter mit den entsprechenden Modulen nach Osten plus ein Wechselrichter mit den entsprechenden Modulen nach Westen ausgerichtet („getrennter MPPT“), mit einer Anlage verglichen, wo bei 2 Wechselrichtern Stränge nach Osten sowie Westen angeschlossen sind („gemeinsamer MPPT“). So soll ein Vergleich simuliert werden, der eine Ost-West-Anlage zeigt, wo einmal die Ost- sowie Weststränge mit einem MPP-Tracker und einmal mit mehreren MPP-Trackern realisiert wurden. Am Ende wird der Gesamtenergieertrag verglichen.

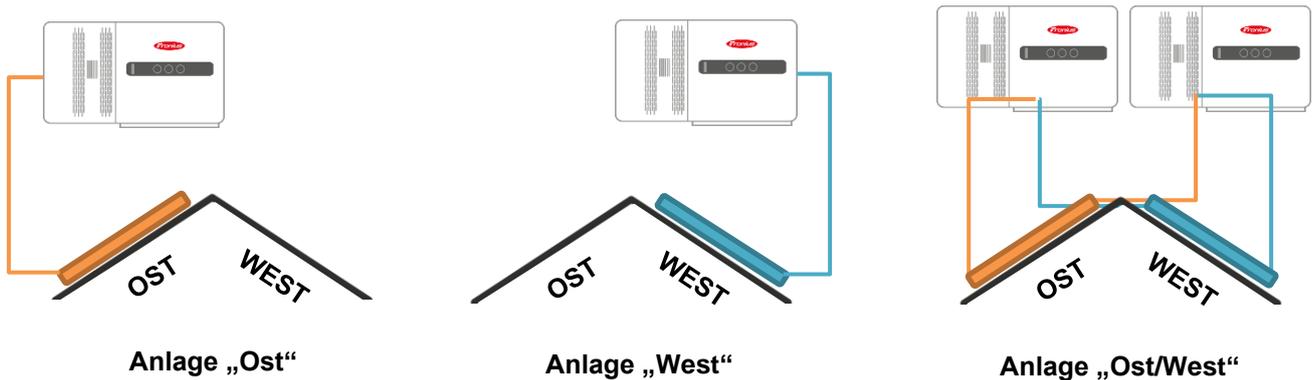


Abbildung 13: Visualisierung der Beispielszenarien

### 7.1 Beispiel A: ohne Überdimensionierung

Folgend werden zwei Beispielanlagen mit Tauro Eco und Ost-West Orientierungen, bei einem gleichen Verhältnis von DC- und AC-Leistung, miteinander verglichen.

	<b>ANLAGE „OST“</b>	<b>ANLAGE „WEST“</b>	<b>ANLAGE „OST-WEST“</b>
<b>MODULE</b>	Jinko Tiger Pro JKM550M-72HL4-(V)	Jinko Tiger Pro JKM550M-72HL4-(V)	Jinko Tiger Pro JKM550M-72HL4-(V)
<b>AUSRICHTUNG</b>	Ost	West	Ost/West
<b>NEIGUNG</b>	10°	10°	10°
<b>MODULE PRO STRANG</b>	18	18	18
<b>ANZAHL STRÄNGE</b>	10	10	10 Ost / 10 West
<b>VERSCHALTUNG STRÄNGE</b>	10 parallel	10 parallel	Jeweils 5 West&5 Ost parallel auf 1 Wechselrichter
<b>LEISTUNG GENERATOR</b>	99 kW	99 kW	198 kW
<b>WECHSELRICHTER</b>	1xTauro Eco 100-3-D	1xTauro Eco 100-3-D	2xTauro Eco 100-3-D

Tabelle 1: Beispielparameter DC/AC Verhältnis 1:1

Die nachfolgende Tabelle zeigt Ergebnisse der drei Beispielrechnungen mit einem DC/AC Verhältnis von 1:1 aus PV\*SOL. Details zur Berechnung finden sich im Anhang.

Parameter	Ost-Anlage A		West-Anlage A		Ost-West-Anlage A	
	[in kWh]	[in%]	[in kWh]	[in%]	[in kWh]	[in%]
<b>Mismatch (Konfiguration/Verschattung)</b>	<b>0,0</b>	<b>0,00</b>	<b>0,0</b>	<b>0,00</b>	<b>194,97</b>	<b>0,10</b>
<b>Umwandlungsverlust (DC/AC)</b>	<b>2551,81</b>	<b>2,65</b>	<b>2518,96</b>	<b>2,64</b>	<b>4920,26</b>	<b>-2,57</b>
<b>Energieertrag PV-Generator (AC Netz)</b>	<b>93.773,17 kWh</b>		<b>92.939,45 kWh</b>		<b>186.695,16</b>	

Tabelle 2: Vergleichsrechnung PV\*SOL DC/AC 1:1

In den dargestellten PV\*SOL-Berechnungen ist erwartungsgemäß zu erkennen, dass weder bei einer reinen Ost-Anlage noch bei einer West-Anlage Mismatch-Verluste gegeben sind. Die nach Westen ausgerichtete PV-Anlage liefert laut PV\*SOL im Vergleich zur Ost-Anlage etwas weniger Ertrag. Dies ist bedingt durch den Standort und Außentemperatur. Ein interessanter Faktor sind die Umwandlungsverluste, die bei der Ost- sowie West-Anlage höher im Vergleich zur Ost-West-Anlage sind. Dieser Faktor ist abhängig davon, wie effizient der Wechselrichter betrieben wird. Bei der Ost-West-Anlage ist zu erkennen, dass Mismatch-Verluste von 0,1% auftreten. **Der geringere Wandlungsverlust der Ost-West-Anlage gleicht den Mismatch-Verlust jedoch aus.**

Um eine vergleichbare Anlage auf Basis der Daten von PV\*SOL zu erhalten, werden die errechneten Daten der Ost-Anlage und der West-Anlage addiert und der Ost-West-Anlage gegenübergestellt.

Berechnungsbeispiel	Ertrag
Ost-Anlage + West-Anlage	186.712,64 kWh
Ost-West-Anlage	186.695,16 kWh
<b>Differenz</b>	<b>-17,48 kWh</b>

Tabelle 3: Ergebnis DC/AC 1:1

Die Berechnung zeigt, dass bei einem ausgeglichen DC/AC-Verhältnis (keine Überdimensionierung) des Generators die einzelnen Anlagen **17,48 kWh pro Jahr mehr** erwirtschaften. Dies bedeutet, dass eine Anlage zu den genannten Beispielparametern nur **0,01 %** mehr an Ertrag liefern würde, schließt man die Ost- und West-Stränge an zwei getrennte MPP-Tracker. Dieses Ergebnis zeigt deutlich, dass Mismatch-Verluste bei Anlagen ohne Überdimensionierung durch einen besseren Wirkungsgrad, der sich über einen einzelnen MPP-Tracker ergibt, quasi ausgeglichen werden und bei der Planung keine Rolle spielen.

## 7.2 Beispiel B: Überdimensionierung von 120 %

Folgend werden zwei Beispielanlagen mit Tauro Eco und Ost-West Orientierungen, bei einem Verhältnis von 1,2:1 DC/AC, verglichen.

	ANLAGE „OST“	ANLAGE „WEST“	ANLAGE „OST-WEST“
<b>MODULE</b>	Jinko Tiger Pro JKM550M-72HL4-(V)	Jinko Tiger Pro JKM550M-72HL4-(V)	Jinko Tiger Pro JKM550M-72HL4-(V)
<b>AUSRICHTUNG</b>	Ost	West	Ost/West
<b>NEIGUNG</b>	10°	10°	10°
<b>MODULE PRO STRANG</b>	18	18	18
<b>ANZAHL STRÄNGE</b>	12	12	12 Ost / 12 West
<b>VERSCHALTUNG STRÄNGE</b>	12 parallel	12 parallel	Jeweils 6 West & 6 Ost parallel auf 1 Wechselrichter
<b>LEISTUNG GENERATOR</b>	118,8 kW	118,8 kW	237,6 kW
<b>WECHSELRICHTER</b>	1xTauro Eco 100-3-D	1xTauro Eco 100-3-D	2xTauro Eco 100-3-D

Tabelle 4: Beispielparameter DC/AC Verhältnis 1,2:1

Die nachfolgende Tabelle zeigt Ergebnisse der drei Beispielrechnungen mit einem DC/AC Verhältnis von 1,2:1 aus PV\*SOL. Details zur Berechnung finden sich im Anhang.

Parameter	Ost-Anlage B		West-Anlage B		Ost-West-Anlage B	
	[in kWh]	[in%]	[in kWh]	[in%]	[in kWh]	[in%]
<b>Mismatch (Konfiguration/Verschattung)</b>	0,0	0,00	0,0	0,00	-233,96	-0,1
<b>Umwandlungsverlust (DC/AC)</b>	-2.786,25	-2,42	-2.748,61	-2,4	-5.369,9	-2,34
<b>Energieertrag PV-Generator (AC Netz)</b>	112.572,99 kWh		111.617,66 kWh		224.236,42 kWh	

Tabelle 5: Vergleichsrechnung PV\*SOL DC/AC 1,2:1

Die PV\*SOL-Berechnung zeigt, dass weder bei der reinen Ost-Anlage noch bei der West-Anlage Mismatch-Verluste auftreten. Die West-Anlage liefert laut PV\*SOL etwas weniger Energie als die Ost-Anlage. Dies ist bedingt durch die höheren Temperaturen am Nachmittag, was die Leistung der Module beeinflusst.

Interessant zu vergleichen ist wiederum der DC/AC Umwandlungsfaktor. Dieser ist bei der Ost- und bei der West-Anlage höher als bei der Ost-Westanlage. Bei der Ost-West-Anlage hingegen treten Mismatch-Verluste von 0,1 % auf. **Der geringere Wandlungsverlust der Ost-West-Anlage gleicht den Mismatch-Verlust jedoch aus.**

Um eine vergleichbare Anlage auf Basis der Daten von PV\*SOL zu erhalten, werden die errechneten Daten der Ost-Anlage und der West-Anlage addiert und der Ost-West-Anlage gegenübergestellt.

<b>Berechnungsbeispiel</b>	<b>Ertrag</b>
Ost-Anlage + West-Anlage	224.190,65 kWh
Ost-West-Anlage	224.236,42 kWh
<b>Differenz</b>	<b>45,77 kWh</b>

*Tabelle 6: Ergebnis DC/AC 1,2:1*

Die Berechnung zeigt eine Differenz von **45,77 kWh pro Jahr zugunsten der Ost-West-Anlage mit nur einem MPP-Tracker**. Dieses Ergebnis zeigt deutlich, dass Mismatch-Verluste bei Anlagen mit einer Überdimensionierung von 20% **durch den besseren Wirkungsgrad ausgeglichen** werden und bei der Planung keine Rolle spielen.

### 7.3 Beispiel C: Überdimensionierung 140 %

Folgend werden zwei Beispielanlagen mit Tauro Eco und Ost-West Orientierungen, bei einer DC/AC-Verhältnis von 1,4:1, verglichen.

	<b>ANLAGE „OST“</b>	<b>ANLAGE „WEST“</b>	<b>ANLAGE „OST-WEST“</b>
<b>MODULE</b>	Jinko Tiger Pro JKM550M-72HL4-(V)	Jinko Tiger Pro JKM550M-72HL4-(V)	Jinko Tiger Pro JKM550M-72HL4-(V)
<b>AUSRICHTUNG</b>	Ost	West	Ost/West
<b>NEIGUNG</b>	10°	10°	10°
<b>MODULE PRO STRANG</b>	18	18	18
<b>ANZAHL STRÄNGE</b>	14	14	14 Ost / 14 West
<b>VERSCHALTUNG STRÄNGE</b>	14 parallel	14 parallel	Jeweils 7 West & 7 Ost parallel auf 1 Wechselrichter
<b>LEISTUNG GENERATOR</b>	138,6 kW	138,6 kW	277,2 kW
<b>WECHSELRICHTER</b>	1xTauro Eco 100-3-D	1xTauro Eco 100-3-D	2xTauro Eco 100-3-D

Tabelle 7: Beispielparameter DC/AC Verhältnis 1,4:1

Die nachfolgende Tabelle zeigt Ergebnisse der drei Beispielrechnungen mit einem DC/AC Verhältnis von 1,4:1 aus PV\*SOL. Details zur Berechnung finden sich im Anhang.

Parameter	Ost-Anlage C		West-Anlage C		Ost-West-Anlage C	
	[in kWh]	[in%]	[in kWh]	[in%]	[in kWh]	[in%]
<b>Mismatch (Konfiguration/Verschattung)</b>	<b>0,0</b>	<b>0,00</b>	<b>0,0</b>	<b>0,00</b>	<b>-272,95</b>	<b>-0,10</b>
<b>Umwandlungsverlust (DC/AC)</b>	<b>-3.061,76</b>	<b>-2,3</b>	<b>-3.020,02</b>	<b>-2,28</b>	<b>-5.922,24</b>	<b>-2,23</b>
<b>Energieertrag PV-Generator (AC Netz)</b>	<b>130.286,34 kWh</b>		<b>129.338,58 kWh</b>		<b>260.082,91 kWh</b>	

Tabelle 8: Vergleichsrechnung PV\*SOL DC/AC 1,4:1

Laut PV\*SOL-Berechnung, treten – wie erwartet - weder bei der reinen Ost-Anlage noch bei der West-Anlage Mismatch-Verluste auf. Die West-Anlage liefert laut Berechnung etwas weniger Energie als die Ost-Anlage, was durch Wetter und höhere Temperatur am Nachmittag bedingt ist. Interessant zu vergleichen ist

der DC/AC Wandlungs-Faktor, welcher bei der Ost- und bei der West-Anlage höher als bei der Ost-Westanlage. Bei der Ost-West-Anlage treten Mismatch-Verluste von 0,11 % auf. Der geringere Wandlungsverlust der Ost-West-Anlage gleicht den Mismatch-Verlust jedoch aus.

Um eine vergleichbare Anlage auf Basis der Daten von PV\*SOL zu erhalten, werden die errechneten Daten der Ost- und der West-Anlage addiert und der Ost-West-Anlage gegenübergestellt.

<b>Berechnungsbeispiel</b>	<b>Ertrag</b>
Ost-Anlage + West-Anlage	259.624,92 kWh
Ost-West-Anlage	260.082,91 kWh
<b>Differenz</b>	<b>+457,99 kWh</b>

*Tabelle 9: Ergebnis DC/AC 1,4:1*

Vergleicht man die beiden Beispielanlagen in PV\*SOL so erwirtschaftet die Ost-West-Anlage, wo beide Stränge auf einem gemeinsamen MPPT geschaltet sind, **457,99 kWh mehr pro Jahr**. Dieses Ergebnis zeigt deutlich, dass Mismatch-Verluste bei Anlagen mit 40 % Überdimensionierung **durch den besseren Wirkungsgrad ausgeglichen** werden und bei der Planung keine Rolle spielen. Zudem ist ersichtlich, dass eine Installation der beiden Himmelsrichtungen auf beiden MMP-Trackern besonders bei hoher Überdimensionierung auch einen Ertragsvorteil erzielen kann.

## 8 ERGEBNISSE DER SIMULATION

Die vorhergehenden Simulationen zeigen Beispielsituationen mit unterschiedlichen DC/AC-Verhältnissen.

In der folgenden Tabelle sind die Ergebnisse der vorangegangenen Beispielberechnungen noch einmal gesammelt aufbereitet.

Überdimensionierung	„je 1 MPPT“	„1 gemeinsamer MPPT“	Differenz	
	(Ost-Anlage; West-Anlage)	(Ost-West-Anlage)		
0 %	186.712,64 kWh	186.695,16 kWh	-17,48 kWh	0,01 %
20 %	224.190,65 kWh	224.236,42 kWh	45,77 kWh	0,02 %
40 %	259.624,92 kWh	260.082,91 kWh	457,99 kWh	0,176 %

Tabelle 10: Gegenüberstellung der Ergebnisse der Berechnungsbeispiele

Anhand der PV\*SOL-Berechnungen ist zu erkennen, dass das Anlagenbeispiel mit einem gemeinsamen Tracker – die Ost-West-Anlage - in allen 3 Berechnungssituationen ein beinahe gleiches bzw. besseres Ergebnis, als die Vergleichsanlage mit getrennten Trackern liefert. Dies ist auf die Auslastung und auf den Wirkungsgrad des Wechselrichters zurückzuführen. Die Berechnungen zeigen außerdem, dass je höher die Überdimensionierung des DC/AC-Verhältnisses, desto höher ist der Ertrag bei der Ost-West-Anlage im Vergleich zu der Ost-Anlage und der West-Anlage. Dies bedeutet, dass besonders bei überdimensionierten PV-Systemen es wirtschaftlich sinnvoll ist beide Himmelsrichtungen auf einen gemeinsamen MPPT zu installieren. Mismatch-Verluste werden durch den dadurch entstehenden besseren Wirkungsgrad ausgeglichen und spielen in der Planung keine Rolle.

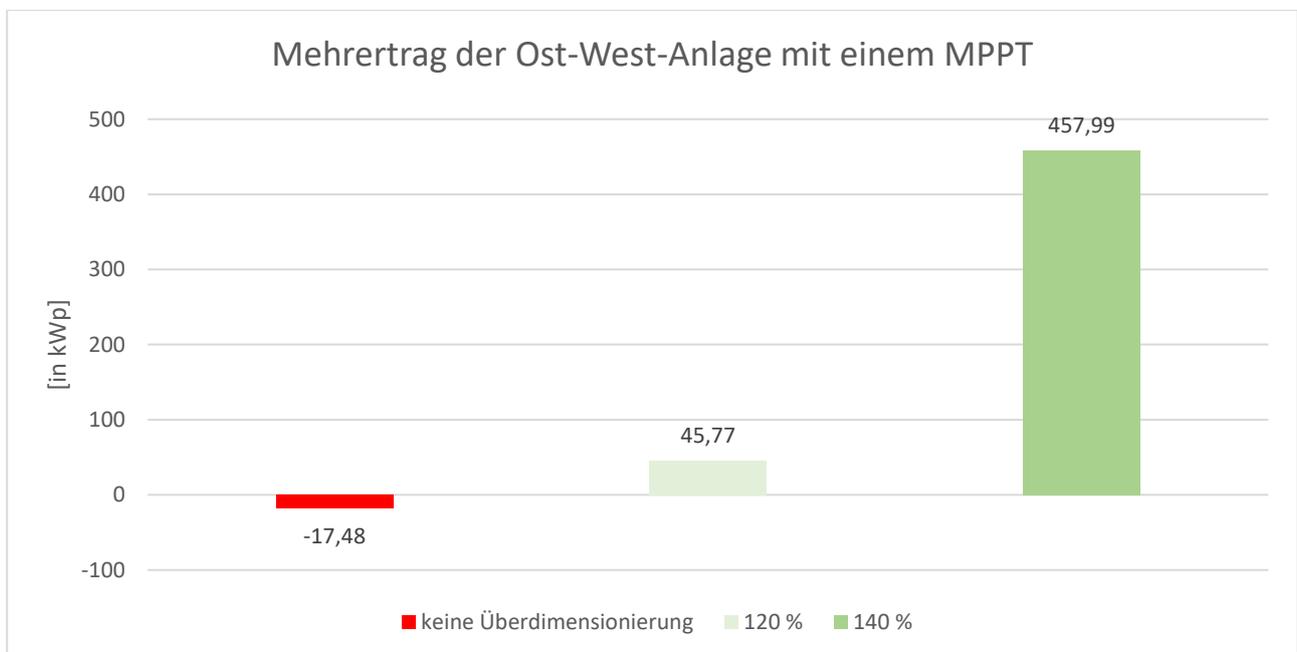


Abbildung 14: Mehrertrag der Ost-West-Anlage mit 1 MPPT abhängig von Überdimensionierung

## 9 FAZIT

In den vorangegangenen Kapiteln konnten die profitablen Aspekte von Ost-West-Anlagen im Vergleich zu Südanlagen aufgezeigt werden. Es konnte dargelegt werden, dass eine Ost-West-Ausrichtung, im Gegensatz zu einer Südausrichtung, auf gewissen Dächern und Flächen mehr Platz für mehr Generatorleistung bietet und so grundsätzlich ein größerer Gesamtertrag durch die Ausrichtung möglich ist. Auch lassen sich durch Ost-West-Ausrichtungen mit 1 MPP-Tracker aktiv Kosten sowohl bei Wechselrichter als auch bei Komponenten wie Überspannungsschutz sparen. Zudem wurde erläutert, dass Ost-West-Anlagen eine ideale Basis für eine hohe Eigenverbrauchsquote bieten, welche zu einer rascheren Amortisation der gewerblichen PV-Anlage führt.

Die These, Stränge verschiedener Himmelsrichtungen, die beide dennoch auf einem gemeinsamen MPPT installiert sind, würden sich gegenseitig negativ beeinflussen und somit den Gesamtertrag der Anlage schmälern, ist laut vorangegangenen Berechnungen widerlegt. Die Ergebnisse der PV\*Sol-Berechnungen zeigen, dass eine Ost-West-Anlage, welche mit nur 1 MPPT pro Wechselrichter realisiert wird, sogar profitabler sein kann als eine Ost-West-Anlage mit mehreren Trackern.

Es konnte aufgezeigt werden, dass der Nutzungsgrad des Wechselrichters ebenfalls einen wesentlichen Einfluss auf den Gesamtertrag der PV-Anlage hat. Bei Ost-West-Anlagen mit einem MPP-Tracker werden die Wechselrichter vom Wirkungsgrad her optimal genutzt. Dies zeigt, dass es auch sinnvoll ist, bei größeren Anlagen, wo mehrere Wechselrichter im Feld installiert werden, je Ost- sowie West-Stränge auf einen Wechselrichter zu schalten. Dies führt zu einer besseren Belastung des Wechselrichters und somit zu einem besseren Wirkungsgrad, der am Ende zu mehr Ertrag führt.

Die Schlussfolgerung, dass eine Ost-West-Anlage mit einem Tracker, grundsätzlich mehr Ertrag liefere als jene mit mehreren MPP-Trackern, ist allerdings nicht allgemein gültig. Äußere Einflussfaktoren wie der Standort, die Sonneneinstrahlung, die Neigung, der Wechselrichter selbst sowie viele weitere Faktoren sind entscheidend für das Ergebnis.

Aus den vorangegangenen Berechnungsbeispielen geht jedoch eindeutig hervor, dass Ost-West-Ausrichtungen, welche mit 1 MPP-Tracker realisiert werden, jenen mit mehreren MPPT ebenbürtig im Energieertrag sind und gewiss keine Verluste im Vergleich zu erwarten sind. **Ost-West-Anlagen, welche mit einem MPP-Tracker realisiert werden, liefern nicht nur maximalen Ertrag, sondern sparen zudem Kosten, die durch mehrere MPPT verursacht werden.**

# 10 ANHANG

## Ost-Anlage A

### PV System Energy Balance

#### PV System Energy Balance

<b>Global radiation - horizontal</b>	<b>1 041,97 kWh/m<sup>2</sup></b>	
Deviation from standard spectrum	-10,42 kWh/m <sup>2</sup>	-1,00 %
Ground Reflection (Albedo)	1,57 kWh/m <sup>2</sup>	0,15 %
Orientation and inclination of the module surface	-7,46 kWh/m <sup>2</sup>	-0,72 %
Shading	0,00 kWh/m <sup>2</sup>	0,00 %
Reflection on the Module Interface	0,00 kWh/m <sup>2</sup>	0,00 %
<b>Global Radiation at the Module</b>	<b>1 025,66 kWh/m<sup>2</sup></b>	
	1 025,66 kWh/m <sup>2</sup>	
	x 464,169 m <sup>2</sup>	
	= 476 079,05 kWh	
<b>Global PV Radiation</b>	<b>476 079,05 kWh</b>	
Soiling	0,00 kWh	0,00 %
STC Conversion (Rated Efficiency of Module 21,33 %)	-374 519,41 kWh	-78,67 %
<b>Rated PV Energy</b>	<b>101 559,64 kWh</b>	
Low-light performance	-839,56 kWh	-0,83 %
Deviation from the nominal module temperature	-1 574,30 kWh	-1,56 %
Diodes	-495,73 kWh	-0,50 %
Mismatch (Manufacturer Information)	-1 973,00 kWh	-2,00 %
Mismatch (Configuration/Shading)	0,00 kWh	0,00 %
<b>PV Energy (DC) without inverter down-regulation</b>	<b>96 677,05 kWh</b>	
Failing to reach the DC start output	-8,95 kWh	-0,01 %
Down-regulation on account of the MPP Voltage Range	-1,15 kWh	0,00 %
Down-regulation on account of the max. DC Current	0,00 kWh	0,00 %
Down-regulation on account of the max. DC Power	0,00 kWh	0,00 %
Down-regulation on account of the max. AC Power/cos phi	-20,96 kWh	-0,02 %
MPP Matching	-28,99 kWh	-0,03 %
<b>PV energy (DC)</b>	<b>96 617,00 kWh</b>	
<b>Energy at the Inverter Input</b>	<b>96 617,00 kWh</b>	
Input voltage deviates from rated voltage	-292,01 kWh	-0,30 %
DC/AC Conversion	-2 551,81 kWh	-2,65 %
Standby Consumption (Inverter)	-67,99 kWh	-0,07 %
Total Cable Losses	0,00 kWh	0,00 %
<b>PV energy (AC) minus standby use</b>	<b>93 705,18 kWh</b>	
<b>PV Generator Energy (AC grid)</b>	<b>93 773,17 kWh</b>	

## PV System Energy Balance

### PV System Energy Balance

<b>Global radiation - horizontal</b>	<b>1 041,97 kWh/m<sup>2</sup></b>	
Deviation from standard spectrum	-10,42 kWh/m <sup>2</sup>	-1,00 %
Ground Reflection (Albedo)	1,57 kWh/m <sup>2</sup>	0,15 %
Orientation and inclination of the module surface	-15,78 kWh/m <sup>2</sup>	-1,53 %
Shading	0,00 kWh/m <sup>2</sup>	0,00 %
Reflection on the Module Interface	0,00 kWh/m <sup>2</sup>	0,00 %
<b>Global Radiation at the Module</b>	<b>1 017,34 kWh/m<sup>2</sup></b>	
	1 017,34 kWh/m <sup>2</sup>	
	x 464,169 m <sup>2</sup>	
	= 472 215,63 kWh	
<b>Global PV Radiation</b>	<b>472 215,63 kWh</b>	
Soiling	0,00 kWh	0,00 %
STC Conversion (Rated Efficiency of Module 21,33 %)	-371 480,15 kWh	-78,67 %
<b>Rated PV Energy</b>	<b>100 735,47 kWh</b>	
Low-light performance	-843,97 kWh	-0,84 %
Deviation from the nominal module temperature	-1 649,92 kWh	-1,65 %
Diodes	-491,21 kWh	-0,50 %
Mismatch (Manufacturer Information)	-1 955,01 kWh	-2,00 %
Mismatch (Configuration/Shading)	0,00 kWh	0,00 %
<b>PV Energy (DC) without inverter down-regulation</b>	<b>95 795,36 kWh</b>	
Failing to reach the DC start output	-8,53 kWh	-0,01 %
Down-regulation on account of the MPP Voltage Range	-1,06 kWh	0,00 %
Down-regulation on account of the max. DC Current	0,00 kWh	0,00 %
Down-regulation on account of the max. DC Power	0,00 kWh	0,00 %
Down-regulation on account of the max. AC Power/cos phi	-11,20 kWh	-0,01 %
MPP Matching	-28,73 kWh	-0,03 %
<b>PV energy (DC)</b>	<b>95 745,84 kWh</b>	
<b>Energy at the Inverter Input</b>	<b>95 745,84 kWh</b>	
Input voltage deviates from rated voltage	-287,43 kWh	-0,30 %
DC/AC Conversion	-2 518,96 kWh	-2,64 %
Standby Consumption (Inverter)	-67,94 kWh	-0,07 %
Total Cable Losses	0,00 kWh	0,00 %
<b>PV energy (AC) minus standby use</b>	<b>92 871,51 kWh</b>	
<b>PV Generator Energy (AC grid)</b>	<b>92 939,45 kWh</b>	

## PV System Energy Balance

### PV System Energy Balance

<b>Global radiation - horizontal</b>	<b>1 041,97 kWh/m<sup>2</sup></b>	
Deviation from standard spectrum	-10,42 kWh/m <sup>2</sup>	-1,00 %
Ground Reflection (Albedo)	1,57 kWh/m <sup>2</sup>	0,15 %
Orientation and inclination of the module surface	-11,62 kWh/m <sup>2</sup>	-1,12 %
Shading	0,00 kWh/m <sup>2</sup>	0,00 %
Reflection on the Module Interface	0,00 kWh/m <sup>2</sup>	0,00 %
<b>Global Radiation at the Module</b>	<b>1 021,50 kWh/m<sup>2</sup></b>	
	1 021,50 kWh/m <sup>2</sup>	
	x 928,338 m <sup>2</sup>	
	= 948 294,67 kWh	
<b>Global PV Radiation</b>	<b>948 294,67 kWh</b>	
Soiling	0,00 kWh	0,00 %
STC Conversion (Rated Efficiency of Module 21,33 %)	-745 999,56 kWh	-78,67 %
<b>Rated PV Energy</b>	<b>202 295,11 kWh</b>	
Low-light performance	-1 683,53 kWh	-0,83 %
Deviation from the nominal module temperature	-3 224,22 kWh	-1,61 %
Diodes	-986,94 kWh	-0,50 %
Mismatch (Manufacturer Information)	-3 928,01 kWh	-2,00 %
Mismatch (Configuration/Shading)	-194,97 kWh	-0,10 %
<b>PV Energy (DC) without inverter down-regulation</b>	<b>192 277,45 kWh</b>	
Failing to reach the DC start output	-16,43 kWh	-0,01 %
Down-regulation on account of the MPP Voltage Range	-2,03 kWh	0,00 %
Down-regulation on account of the max. DC Current	0,00 kWh	0,00 %
Down-regulation on account of the max. DC Power	0,00 kWh	0,00 %
Down-regulation on account of the max. AC Power/cos phi	-15,44 kWh	-0,01 %
MPP Matching	-57,67 kWh	-0,03 %
<b>PV energy (DC)</b>	<b>192 185,88 kWh</b>	
<b>Energy at the Inverter Input</b>	<b>192 185,88 kWh</b>	
Input voltage deviates from rated voltage	-570,46 kWh	-0,30 %
DC/AC Conversion	-4 920,26 kWh	-2,57 %
Standby Consumption (Inverter)	-135,82 kWh	-0,07 %
Total Cable Losses	0,00 kWh	0,00 %
<b>PV energy (AC) minus standby use</b>	<b>186 559,34 kWh</b>	
<b>PV Generator Energy (AC grid)</b>	<b>186 695,16 kWh</b>	

## PV System Energy Balance

### PV System Energy Balance

<b>Global radiation - horizontal</b>	<b>1 041,97 kWh/m<sup>2</sup></b>	
Deviation from standard spectrum	-10,42 kWh/m <sup>2</sup>	-1,00 %
Ground Reflection (Albedo)	1,57 kWh/m <sup>2</sup>	0,15 %
Orientation and inclination of the module surface	-7,46 kWh/m <sup>2</sup>	-0,72 %
Shading	0,00 kWh/m <sup>2</sup>	0,00 %
Reflection on the Module Interface	0,00 kWh/m <sup>2</sup>	0,00 %
<b>Global Radiation at the Module</b>	<b>1 025,66 kWh/m<sup>2</sup></b>	
	1 025,66 kWh/m <sup>2</sup>	
	x 557,003 m <sup>2</sup>	
	= 571 294,86 kWh	
<b>Global PV Radiation</b>	<b>571 294,86 kWh</b>	
Soiling	0,00 kWh	0,00 %
STC Conversion (Rated Efficiency of Module 21,33 %)	-449 423,29 kWh	-78,67 %
<b>Rated PV Energy</b>	<b>121 871,57 kWh</b>	
Low-light performance	-1 007,47 kWh	-0,83 %
Deviation from the nominal module temperature	-1 889,16 kWh	-1,56 %
Diodes	-594,87 kWh	-0,50 %
Mismatch (Manufacturer Information)	-2 367,60 kWh	-2,00 %
Mismatch (Configuration/Shading)	0,00 kWh	0,00 %
<b>PV Energy (DC) without inverter down-regulation</b>	<b>116 012,47 kWh</b>	
Failing to reach the DC start output	-8,20 kWh	-0,01 %
Down-regulation on account of the MPP Voltage Range	-1,67 kWh	0,00 %
Down-regulation on account of the max. DC Current	0,00 kWh	0,00 %
Down-regulation on account of the max. DC Power	0,00 kWh	0,00 %
Down-regulation on account of the max. AC Power/cos phi	-255,16 kWh	-0,22 %
MPP Matching	-34,72 kWh	-0,03 %
<b>PV energy (DC)</b>	<b>115 712,71 kWh</b>	
<b>Energy at the Inverter Input</b>	<b>115 712,71 kWh</b>	
Input voltage deviates from rated voltage	-353,47 kWh	-0,31 %
DC/AC Conversion	-2 786,25 kWh	-2,42 %
Standby Consumption (Inverter)	-67,83 kWh	-0,06 %
Total Cable Losses	0,00 kWh	0,00 %
<b>PV energy (AC) minus standby use</b>	<b>112 505,16 kWh</b>	
<b>PV Generator Energy (AC grid)</b>	<b>112 572,99 kWh</b>	

## PV System Energy Balance

### PV System Energy Balance

<b>Global radiation - horizontal</b>	<b>1 041,97 kWh/m<sup>2</sup></b>	
Deviation from standard spectrum	-10,42 kWh/m <sup>2</sup>	-1,00 %
Ground Reflection (Albedo)	1,57 kWh/m <sup>2</sup>	0,15 %
Orientation and inclination of the module surface	-11,62 kWh/m <sup>2</sup>	-1,12 %
Shading	0,00 kWh/m <sup>2</sup>	0,00 %
Reflection on the Module Interface	0,00 kWh/m <sup>2</sup>	0,00 %
<b>Global Radiation at the Module</b>	<b>1 021,50 kWh/m<sup>2</sup></b>	
	1 021,50 kWh/m <sup>2</sup>	
	x 1114,005 m <sup>2</sup>	
	= 1 137 953,61 kWh	
<b>Global PV Radiation</b>	<b>1 137 953,61 kWh</b>	
Soiling	0,00 kWh	0,00 %
STC Conversion (Rated Efficiency of Module 21,33 %)	-895 199,47 kWh	-78,67 %
<b>Rated PV Energy</b>	<b>242 754,13 kWh</b>	
Low-light performance	-2 020,24 kWh	-0,83 %
Deviation from the nominal module temperature	-3 869,06 kWh	-1,61 %
Diodes	-1 184,32 kWh	-0,50 %
Mismatch (Manufacturer Information)	-4 713,61 kWh	-2,00 %
Mismatch (Configuration/Shading)	-233,96 kWh	-0,10 %
<b>PV Energy (DC) without inverter down-regulation</b>	<b>230 732,94 kWh</b>	
Failing to reach the DC start output	-15,11 kWh	-0,01 %
Down-regulation on account of the MPP Voltage Range	-2,95 kWh	0,00 %
Down-regulation on account of the max. DC Current	0,00 kWh	0,00 %
Down-regulation on account of the max. DC Power	0,00 kWh	0,00 %
Down-regulation on account of the max. AC Power/cos phi	-349,76 kWh	-0,15 %
MPP Matching	-69,11 kWh	-0,03 %
<b>PV energy (DC)</b>	<b>230 296,01 kWh</b>	
<b>Energy at the Inverter Input</b>	<b>230 296,01 kWh</b>	
Input voltage deviates from rated voltage	-689,67 kWh	-0,30 %
DC/AC Conversion	-5 369,92 kWh	-2,34 %
Standby Consumption (Inverter)	-135,54 kWh	-0,06 %
Total Cable Losses	0,00 kWh	0,00 %
<b>PV energy (AC) minus standby use</b>	<b>224 100,89 kWh</b>	
<b>PV Generator Energy (AC grid)</b>	<b>224 236,42 kWh</b>	

## PV System Energy Balance

### PV System Energy Balance

<b>Global radiation - horizontal</b>	<b>1 041,97 kWh/m<sup>2</sup></b>	
Deviation from standard spectrum	-10,42 kWh/m <sup>2</sup>	-1,00 %
Ground Reflection (Albedo)	1,57 kWh/m <sup>2</sup>	0,15 %
Orientation and inclination of the module surface	-15,78 kWh/m <sup>2</sup>	-1,53 %
Shading	0,00 kWh/m <sup>2</sup>	0,00 %
Reflection on the Module Interface	0,00 kWh/m <sup>2</sup>	0,00 %
<b>Global Radiation at the Module</b>	<b>1 017,34 kWh/m<sup>2</sup></b>	
	1 017,34 kWh/m <sup>2</sup>	
	x 557,003 m <sup>2</sup>	
	= 566 658,75 kWh	
<b>Global PV Radiation</b>	<b>566 658,75 kWh</b>	
Soiling	0,00 kWh	0,00 %
STC Conversion (Rated Efficiency of Module 21,33 %)	-445 776,18 kWh	-78,67 %
<b>Rated PV Energy</b>	<b>120 882,57 kWh</b>	
Low-light performance	-1 012,77 kWh	-0,84 %
Deviation from the nominal module temperature	-1 979,91 kWh	-1,65 %
Diodes	-589,45 kWh	-0,50 %
Mismatch (Manufacturer Information)	-2 346,01 kWh	-2,00 %
Mismatch (Configuration/Shading)	0,00 kWh	0,00 %
<b>PV Energy (DC) without inverter down-regulation</b>	<b>114 954,44 kWh</b>	
Failing to reach the DC start output	-7,81 kWh	-0,01 %
Down-regulation on account of the MPP Voltage Range	-1,54 kWh	0,00 %
Down-regulation on account of the max. DC Current	0,00 kWh	0,00 %
Down-regulation on account of the max. DC Power	0,00 kWh	0,00 %
Down-regulation on account of the max. AC Power/cos phi	-196,81 kWh	-0,17 %
MPP Matching	-34,42 kWh	-0,03 %
<b>PV energy (DC)</b>	<b>114 713,85 kWh</b>	
<b>Energy at the Inverter Input</b>	<b>114 713,85 kWh</b>	
Input voltage deviates from rated voltage	-347,58 kWh	-0,30 %
DC/AC Conversion	-2 748,61 kWh	-2,40 %
Standby Consumption (Inverter)	-67,79 kWh	-0,06 %
Total Cable Losses	0,00 kWh	0,00 %
<b>PV energy (AC) minus standby use</b>	<b>111 549,87 kWh</b>	
<b>PV Generator Energy (AC grid)</b>	<b>111 617,66 kWh</b>	

## PV System Energy Balance

### PV System Energy Balance

<b>Global radiation - horizontal</b>	<b>1 041,97 kWh/m<sup>2</sup></b>	
Deviation from standard spectrum	-10,42 kWh/m <sup>2</sup>	-1,00 %
Ground Reflection (Albedo)	1,57 kWh/m <sup>2</sup>	0,15 %
Orientation and inclination of the module surface	-7,46 kWh/m <sup>2</sup>	-0,72 %
Shading	0,00 kWh/m <sup>2</sup>	0,00 %
Reflection on the Module Interface	0,00 kWh/m <sup>2</sup>	0,00 %
<b>Global Radiation at the Module</b>	<b>1 025,66 kWh/m<sup>2</sup></b>	
	1 025,66 kWh/m <sup>2</sup>	
	x 649,836 m <sup>2</sup>	
	= 666 510,67 kWh	
<b>Global PV Radiation</b>	<b>666 510,67 kWh</b>	
Soiling	0,00 kWh	0,00 %
STC Conversion (Rated Efficiency of Module 21,33 %)	-524 327,17 kWh	-78,67 %
<b>Rated PV Energy</b>	<b>142 183,49 kWh</b>	
Low-light performance	-1 175,38 kWh	-0,83 %
Deviation from the nominal module temperature	-2 204,01 kWh	-1,56 %
Diodes	-694,02 kWh	-0,50 %
Mismatch (Manufacturer Information)	-2 762,20 kWh	-2,00 %
Mismatch (Configuration/Shading)	0,00 kWh	0,00 %
<b>PV Energy (DC) without inverter down-regulation</b>	<b>135 347,88 kWh</b>	
Failing to reach the DC start output	-7,62 kWh	-0,01 %
Down-regulation on account of the MPP Voltage Range	-2,22 kWh	0,00 %
Down-regulation on account of the max. DC Current	0,00 kWh	0,00 %
Down-regulation on account of the max. DC Power	0,00 kWh	0,00 %
Down-regulation on account of the max. AC Power/cos phi	-1 527,19 kWh	-1,13 %
MPP Matching	-40,14 kWh	-0,03 %
<b>PV energy (DC)</b>	<b>133 770,70 kWh</b>	
<b>Energy at the Inverter Input</b>	<b>133 770,70 kWh</b>	
Input voltage deviates from rated voltage	-422,60 kWh	-0,32 %
DC/AC Conversion	-3 061,76 kWh	-2,30 %
Standby Consumption (Inverter)	-67,72 kWh	-0,05 %
Total Cable Losses	0,00 kWh	0,00 %
<b>PV energy (AC) minus standby use</b>	<b>130 218,62 kWh</b>	
<b>PV Generator Energy (AC grid)</b>	<b>130 286,34 kWh</b>	

## PV System Energy Balance

### PV System Energy Balance

<b>Global radiation - horizontal</b>	<b>1 041,97 kWh/m<sup>2</sup></b>	
Deviation from standard spectrum	-10,42 kWh/m <sup>2</sup>	-1,00 %
Ground Reflection (Albedo)	1,57 kWh/m <sup>2</sup>	0,15 %
Orientation and inclination of the module surface	-11,62 kWh/m <sup>2</sup>	-1,12 %
Shading	0,00 kWh/m <sup>2</sup>	0,00 %
Reflection on the Module Interface	0,00 kWh/m <sup>2</sup>	0,00 %
<b>Global Radiation at the Module</b>	<b>1 021,50 kWh/m<sup>2</sup></b>	
	1 021,50 kWh/m <sup>2</sup>	
	x 1299,673 m <sup>2</sup>	
	= 1 327 612,54 kWh	
<b>Global PV Radiation</b>	<b>1 327 612,54 kWh</b>	
Soiling	0,00 kWh	0,00 %
STC Conversion (Rated Efficiency of Module 21,33 %)	-1 044 399,39 kWh	-78,67 %
<b>Rated PV Energy</b>	<b>283 213,16 kWh</b>	
Low-light performance	-2 356,94 kWh	-0,83 %
Deviation from the nominal module temperature	-4 513,90 kWh	-1,61 %
Diodes	-1 381,71 kWh	-0,50 %
Mismatch (Manufacturer Information)	-5 499,21 kWh	-2,00 %
Mismatch (Configuration/Shading)	-272,95 kWh	-0,10 %
<b>PV Energy (DC) without inverter down-regulation</b>	<b>269 188,43 kWh</b>	
Failing to reach the DC start output	-14,12 kWh	-0,01 %
Down-regulation on account of the MPP Voltage Range	-3,92 kWh	0,00 %
Down-regulation on account of the max. DC Current	0,00 kWh	0,00 %
Down-regulation on account of the max. DC Power	0,00 kWh	0,00 %
Down-regulation on account of the max. AC Power/cos phi	-2 264,03 kWh	-0,84 %
MPP Matching	-80,07 kWh	-0,03 %
<b>PV energy (DC)</b>	<b>266 826,29 kWh</b>	
<b>Energy at the Inverter Input</b>	<b>266 826,29 kWh</b>	
Input voltage deviates from rated voltage	-821,14 kWh	-0,31 %
DC/AC Conversion	-5 922,24 kWh	-2,23 %
Standby Consumption (Inverter)	-135,33 kWh	-0,05 %
Total Cable Losses	0,00 kWh	0,00 %
<b>PV energy (AC) minus standby use</b>	<b>259 947,58 kWh</b>	
<b>PV Generator Energy (AC grid)</b>	<b>260 082,91 kWh</b>	

## PV System Energy Balance

### PV System Energy Balance

<b>Global radiation - horizontal</b>	<b>1 041,97 kWh/m<sup>2</sup></b>	
Deviation from standard spectrum	-10,42 kWh/m <sup>2</sup>	-1,00 %
Ground Reflection (Albedo)	1,57 kWh/m <sup>2</sup>	0,15 %
Orientation and inclination of the module surface	-15,78 kWh/m <sup>2</sup>	-1,53 %
Shading	0,00 kWh/m <sup>2</sup>	0,00 %
Reflection on the Module Interface	0,00 kWh/m <sup>2</sup>	0,00 %
<b>Global Radiation at the Module</b>	<b>1 017,34 kWh/m<sup>2</sup></b>	
	1 017,34 kWh/m <sup>2</sup>	
	x 649,836 m <sup>2</sup>	
	= 661 101,88 kWh	
<b>Global PV Radiation</b>	<b>661 101,88 kWh</b>	
Soiling	0,00 kWh	0,00 %
STC Conversion (Rated Efficiency of Module 21,33 %)	-520 072,21 kWh	-78,67 %
<b>Rated PV Energy</b>	<b>141 029,66 kWh</b>	
Low-light performance	-1 181,56 kWh	-0,84 %
Deviation from the nominal module temperature	-2 309,89 kWh	-1,65 %
Diodes	-687,69 kWh	-0,50 %
Mismatch (Manufacturer Information)	-2 737,01 kWh	-2,00 %
Mismatch (Configuration/Shading)	0,00 kWh	0,00 %
<b>PV Energy (DC) without inverter down-regulation</b>	<b>134 113,51 kWh</b>	
Failing to reach the DC start output	-7,27 kWh	-0,01 %
Down-regulation on account of the MPP Voltage Range	-2,05 kWh	0,00 %
Down-regulation on account of the max. DC Current	0,00 kWh	0,00 %
Down-regulation on account of the max. DC Power	0,00 kWh	0,00 %
Down-regulation on account of the max. AC Power/cos phi	-1 290,94 kWh	-0,96 %
MPP Matching	-39,84 kWh	-0,03 %
<b>PV energy (DC)</b>	<b>132 773,40 kWh</b>	
<b>Energy at the Inverter Input</b>	<b>132 773,40 kWh</b>	
Input voltage deviates from rated voltage	-414,80 kWh	-0,31 %
DC/AC Conversion	-3 020,02 kWh	-2,28 %
Standby Consumption (Inverter)	-67,68 kWh	-0,05 %
Total Cable Losses	0,00 kWh	0,00 %
<b>PV energy (AC) minus standby use</b>	<b>129 270,89 kWh</b>	
<b>PV Generator Energy (AC grid)</b>	<b>129 338,58 kWh</b>	

## 11 ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: PV-Module in Südausrichtung .....	
Abbildung 2: PV-Module in Ost-West-Ausrichtung.....	
Abbildung 3: Flachdach-Aufständerung Ost-West-Anlage.....	
Abbildung 4: Wechselrichter-Auslastung bei Ost-West- und Südanlagen .....	7
Abbildung 5: exemplarischer Verlauf der Energieertragskurve abhängig von der Ausrichtung der PV-Anlage	9
Abbildung 6. Energieertrag abhängig von der Außentemperatur.....	10
Abbildung 7: Energieertrag abhängig von der Intensität der Sonneneinstrahlung.....	11
Abbildung 8: Energieertragsdiagramm Österreich bezogen auf den mittleren Jahresertrag .....	12
Abbildung 9: Optimaler Arbeitspunkt abhängig von der Einstrahlung .....	13
Abbildung 10: Verhalten von MPP-Tracking bei Ost-West-Anlage am Vormittag (09:00 Uhr) .....	14
Abbildung 11: Wirkungsgrad Fronius Tauro .....	15
Abbildung 12: Wechselrichter-Auslastung bei Ost-West- und Südanlagen .....	16
Abbildung 13: Visualisierung der Beispielszenarien.....	
Abbildung 14: Mehrertrag der Ost-West-Anlage mit 1 MPPT abhängig von Überdimensionierung .....	23

## 12 TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Beispielparameter DC/AC Verhältnis 1:1 .....	17
Tabelle 2: Vergleichsrechnung PV*SOL DC/AC 1:1 .....	18
Tabelle 3: Ergebnis DC/AC 1:1 .....	18
Tabelle 4: Beispielparameter DC/AC Verhältnis 1,2:1 .....	19
Tabelle 5: Vergleichsrechnung PV*SOL DC/AC 1,2:1 .....	19
Tabelle 6: Ergebnis DC/AC 1,2:1 .....	20
Tabelle 7: Beispielparameter DC/AC Verhältnis 1,4:1 .....	21
Tabelle 8: Vergleichsrechnung PV*SOL DC/AC 1,4:1 .....	21
Tabelle 9: Ergebnis DC/AC 1,4:1 .....	22
Tabelle 10: Gegenüberstellung der Ergebnisse der Berechnungsbeispiele .....	23