

Fachhochschule Burgenland GmbH
Steinamangerstraße 21
A-7423 Pinkafeld

Auslegung von Photovoltaikanwendungen für Krankenhäuser in Kampala / Uganda

Betreuer: Gernot Hanreich
Eingereicht von: Dieterstorfer Klaus
Personenkennzeichen: 1010265081
Datum: 01.08.2013

KURZFASSUNG

Uganda ist ein Land in Ostafrika, welches von 31 Millionen Menschen bewohnt wird [19]. Es ist die Aufgabe des nationalen Energieversorgers, diese mit ausreichender und kostengünstiger elektrischer Energie zu versorgen. Doch Trockenperioden und Naturkatastrophen gefährden immer wieder die Versorgung mit elektrischer Energie, welche zum Großteil aus Wasserkraft erzeugt wird. Dies hat Stromverknappung zur Folge und führt zu Rationierungsmaßnahmen und einem erhöhten Energiepreis. Das hat negative Auswirkungen auf alle Bereiche der Gesellschaft, verringert das ökonomische Wachstum und den sozialen Wohlstand [14].

Strom aus Photovoltaik ist für Uganda und andere Länder in Ostafrika eine sinnvolle Alternative. Eine Technologie, welche in ihren Anfängen große Schwierigkeiten hatte, da sie teuer und unzuverlässig war, ist mittlerweile eine kostengünstige und verlässliche Art der Energieerzeugung geworden. Die Bedingungen für die Photovoltaik in Uganda sind mit einer spezifischen Tageshorizontaleinstrahlung von 4,8 kWh/(m².d) ideal [3]. Damit ist sie fast doppelt so hoch ist wie die in Mitteleuropa. Weiters kommt noch hinzu, dass Experten prognostizieren, dass bald der Punkt erreicht sein wird, wo der Strom aus der PV Anlage genauso viel kostet wie der Strom aus dem Netz. Was zu Folge hätte das die Installierten Anlagen stark zunehmen werden.

Da die Bevölkerung und gemeinnützige Institutionen nur davon profitieren können, wenn sie effizient errichtet werden, wird in dieser Arbeit die Planung von Anlagen näher beschrieben. Besonders Gesundheitseinrichtungen sind auf zuverlässigen und günstigen Strom angewiesen. So werden zwei Anwendungen von Photovoltaik für Krankenhäuser in Kampala / Uganda behandelt. Eine Anwendung beschreibt, wie durch Photovoltaik die Stromkosten gesenkt werden können. Es wird mittels verkürztem Auslegungsverfahren gezeigt, welche Faktoren beachtet werden müssen, um die Anlage effizient zu planen. Zum besseren Verständnis wird an einigen Stellen ein Vergleich mit der österreichischen Photovoltaikplanung hergestellt. Mittels Simulation in PV-Sol wird eine Ertragsprognose erstellt und damit die Amortisationszeit einer Anlage mit Materialien aus Europa errechnet.

Die zweite Anwendung bezieht sich auf die Versorgungssicherheit. Da viele Gesundheitseinrichtungen keinen Zugang zum Elektrizitätsnetz haben, wird in dieser Arbeit aufgezeigt, wie das Verhältnis zwischen Speichersystem und der Größe des PV-Generators sein muss, um eine sichere Versorgung zu gewährleisten.

Beide Anwendungen werden anhand eines konkreten Beispiels, dem *Lubaga Hospital* in Kampala, und einer Literaturrecherche mit anschließender Verdichtung abgehandelt.

INHALTSVERZEICHNIS

	Seite	
1	EINLEITUNG	1
2	EINFÜHRUNG IN DIE PHOTOVOLTAIK	2
2.1	Begriffe aus der Photovoltaik	2
2.2	Photovoltaiksysteme	3
2.2.1	Netzgekoppelte Anlagen:	3
2.2.2	Inselanlage	5
3	BESCHREIBUNG DES LANDES UGANDA	6
3.1	Klima und solare Einstrahlung	6
3.2	Energie Verbrauch	6
3.3	Stromnetz und Tarife	7
3.4	Potential erneuerbarer Energien	8
4	BESCHREIBUNG DES FALLBEISPIELES	9
4.1	Erheben der potentiellen Flächen	9
4.2	Lastprofil	10
5	VERKÜRZTES AUSLEGEVERFAHREN FÜR NETZGEKOPPELTE ANLAGEN	11
5.1	PV-Modul	11
5.2	Ausrichtung der Module	13
5.3	Verschattung	15
5.4	Größe der PV- Anlage	16
5.4.1	PV- Dimensionierung über die verfügbare Fläche	17
5.4.2	PV- Dimensionierung über die Grundlast	17
5.5	Wechselrichter	18
5.5.1	Inselwechselrichter	21
5.5.2	Netzgekoppelte Wechselrichter	21
5.6	Verschaltung der Module	22
5.6.1	Bestimmung der maximalen Anzahl von Modulen in einem Strang	23

5.6.2	Bestimmung der minimalen Anzahl von Modulen in einem Strang	26
5.6.3	Maximale Anzahl der Stränge parallel	26
5.6.4	Anzahl von Modulen in einem Strang unter Berücksichtigung des maximalen Wirkungsgrades	27
5.7	Leitungsdimensionierung	30
5.8	Ertragsprognose mit PV- Sol und Amortisationszeitraum	32
5.8.1	Ertragsprognose	33
5.8.2	Amortisationszeitraum	34
6	AUSLEGUNG DER INSELANLAGEN UNTER BERÜCKSICHTIGUNG DER VERSORGUNGSSICHERHEIT	36
6.1	Beschreibung der Komponenten	36
6.1.1	Batterie	36
6.1.2	Laderegler	38
6.2	Auslegung der Systemkomponenten	40
7	ZUSAMMENFASSUNG	47
8	LITERATURVERZEICHNIS	49

1 EINLEITUNG

„Im Osten Afrikas ist Energie knapp und kostspielig. Trockenheit und Naturkatastrophen gefährden immer wieder die überwiegend aus Wasser, Wärme und Erdgasvorkommen generierte Stromversorgung. Die Folgen sind einerseits Stromverknappung, -rationierung sowie andererseits höhere Energiepreise und Überlastung der vorhandenen Stromnetze wegen zu geringer Kapazitäten. Die Konsequenzen erstrecken sich auf alle Bereiche der Gesellschaft, blockieren ökonomisches Wachstum und sozialen Wohlstand und wirken negativ auf Klima und Umwelt.“ [14]

Eine Alternative bietet Strom aus Sonnenenergie. In Uganda und anderen ostafrikanischen Ländern kann Photovoltaik eine langfristige, dauerhafte, umwelt- und klimafreundliche und zudem ökonomisch sinnvolle Lösung sein, denn die Bedingungen vor Ort sind auf Grund der Einstrahlungswerte ideal. Die Weltmarktpreise für PV-Module sind stark gefallen, was die Wettbewerbsfähigkeit der Technologie auch in Uganda erhöht. Die *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit* rechnet damit, dass man in vielen Ländern Ostafrikas schon bald *Grid-Parität* erreichen wird [14]. Demnach wird der Strom aus Photovoltaik bald gleich viel kosten wie der Strom aus dem Netz. Dies bedeutet, dass die Anzahl der installierten Anlagen für verschiedenste Anwendungen in Zukunft stark zunehmen wird. Damit die Bevölkerung und gemeinnützige Institutionen davon profitieren, müssen die Anlagen unter dem Gesichtspunkt der Effizienz geplant, und es muss Qualitätsware verwendet werden.

So ist die Zielsetzung dieser Arbeit, die Erläuterung, was bei der Planung von Photovoltaikanwendungen für Krankenhäuser in Kampala beachtet werden muss. Hierbei wird auf die Auslegung von netzgekoppelten Anlagen und Inselanlagen eingegangen. Für das bessere Verständnis wird die Auslegung beider Anwendungen an Hand des *Lubaga Hospitals* in Kampala als konkretes Beispiel durchgeführt. Weiters wird diese Thematik durch eine Literaturrecherche mit anschließender Verdichtung und Simulationen mit PV-Sol abgehandelt.

2 EINFÜHRUNG IN DIE PHOTOVOLTAIK

Zum besseren Verständnis werden in diesem Kapitel die wichtigsten Begrifflichkeiten und die grundsätzlichen Anlagensysteme beschrieben.

2.1 Begriffe aus der Photovoltaik

Leistung: Ist die Energie pro Zeiteinheit. Das Formelzeichen P leitet sich vom englischen Wort „Power“ ab, die Einheit wird meist in Watt angegeben. Bei der Leistung ist zu unterscheiden zwischen aktueller Leistungsaufnahme oder -abgabe und einer installierten oder maximal möglichen Leistung. Die Größe einer Photovoltaikanlage wird immer mit der Nennleistung angegeben, in kWp (Kilowatt Peak). Diese Leistung wird von den Modulen unter Standard Test Bedingungen (STC – Standard Testing Conditions) erreicht.

Energie: Energie ist die Fähigkeit, Arbeit zu verrichten. Sie kann weder vernichtet noch erzeugt werden, nur umgewandelt. In der Photovoltaik wird die in der Solarstrahlung enthaltene elektromagnetische Energie in elektrische Energie umgewandelt. Die Energie bei der Photovoltaik wird meist in kWh angegeben.

Spezifische Horizontale Einstrahlung: Sie hat die Einheit $\text{Wh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$. Sie gibt an, welche Energiemenge pro Jahr auf einen Quadratmeter horizontaler Fläche eingestrahlt wird. In Österreich sind es beispielsweise durchschnittlich $1000 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$, in Uganda sogar $1760 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$.

Wirkungsgrad: Gibt das Verhältnis von Nutzen zu Aufwand an. Der Wirkungsgrad ist einheitenlos und reicht von 0 bis 1, kann aber auch in Prozent angegeben werden. Der Wirkungsgrad bei der Photovoltaik ist das Verhältnis zwischen momentan erzeugter elektrischer Leistung und Einstrahlungsleistung. Je höher der Wirkungsgrad, desto geringer kann die Fläche der Photovoltaikanlage gehalten werden. Geht man bei der Photovoltaik ins Detail, erkennt man, dass sich der Gesamtwirkungsgrad aus vielen Teilwirkungsgraden zusammensetzt, wie die der einzelnen Solarmodule, Wechselrichter, Akkus, Laderegler und Leitungen.

Leerlaufspannung: Hat das Formelzeichen U_0 und die Einheit Volt. Die Leerlaufspannung ist die Spannung des Moduls, wenn kein Verbraucher angeschlossen ist, und so auch kein Strom entnommen wird. Sie ist die maximale Spannung die sich in einem PV-Generator aufbauen kann. Die Änderung dieser Spannung mit steigender Einstrahlung ist sehr gering. Nur beim Erreichen einer Einstrahlung von unter $100 \text{ W}/\text{m}^2$ kann diese nicht mehr aufrecht erhalten werden. Mit sinkender Temperatur steigt die Leerlaufspannung [4].

Kurzschlussstrom: Er hat das Formelzeichen I_k und die Einheit Ampere. Vom Kurzschlussstrom wird gesprochen, wenn eine sonnenbestrahlte Solarzelle kurzgeschlossen wird. Dieser weist einen linearen Zusammenhang mit der Einstrahlung auf die Solarzelle auf.

Azimutwinkel: Gibt an, um wie viel Grad die Module von Süden abweichen. Wobei alle Abweichungen im Uhrzeigersinn ein positives Vorzeichen haben und alle Abweichungen gegen den Uhrzeigersinn ein negatives Vorzeichen haben (z.b.: 90° entspricht einer Ausrichtung nach Westen).

Neigungswinkel: Beschreibt den Aufstellungswinkel zur Horizontalen.

STC- Bedingungen: Zum Bewerten von PV-Modulen wurden *Standard Test Conditions*, auf Deutsch, *Standard Test Bedingungen*, eingeführt. Dabei wird eine Einstrahlung von 1000 W/m^2 bei einer Zelltemperatur von 25°C und ein definiertes Spektrum des Lichts bei einem Air Mass (definiert durch den Weg, den das Licht der Sonne zur Erdoberfläche zurücklegen muss) von 1,5 definiert. Die Einheit für die ermittelte Leistung ist Watt peak.

2.2 Photovoltaiksysteme

Nur in den seltensten Fällen kann der vom Modul erzeugte Strom einen Verbraucher direkt versorgen, die Spannungshöhe und Spannungsart muss in den meisten Fällen so verändert werden, dass sie dem Verbraucher entspricht [5]. Auch liefert die PV-Anlage nicht immer genau dann Energie, wenn sie benötigt wird. Hier kann ein Energiespeichersystem Abhilfe schaffen. Im Wesentlichen wird zwischen zwei Versorgungssystemen unterschieden, einer netzgekoppelten Anlage und einer Inselanlage.

2.2.1 Netzgekoppelte Anlagen:

Der von der PV-Anlage produzierte Strom wird zeitlich betrachtet direkt ins öffentliche Netz eingespeist. Bei Schlechtwetter oder bei Nacht wird der Strom aus dem öffentlichen Netz bezogen, um die Verbraucher zu versorgen. Es ist das üblichste Anlagenkonzept, da die Kosten für ein extra Speichersystem wegfallen und die Abgabe und der Bezug von elektrischer Energie automatisch geregelt werden. Für die Errichtung von netzgekoppelten Anlagen sind, neben einem öffentlichen Netz, im Normalfall folgende Komponenten notwendig:

- PV-Generator
- Generatoranschlusskasten
- DC-Hauptschalter
- Gleichstromverkabelung

- Wechselrichter
- Wechselstromverkabelung
- Stromkreisverteilung mit Einspeisezähler (Bezugszähler, ist in den meisten Haushalten vorhanden)

Auch wird unterschieden zwischen Volleinspeisung und Überschusseinspeisung. In den meisten Fällen hängt dies vom Fördermodell ab. So ist es aus wirtschaftlicher Sicht sinnvoll, wenn der Verbrauchstarif unter dem Einspeisetarif liegt, die gesamte erzeugte elektrische Energie ins Netz einzuspeisen, also eine Volleinspeisung. Ein mögliches Anlagenschema für eine Volleinspeisung ist aus der Abbildung 2.1 ersichtlich.

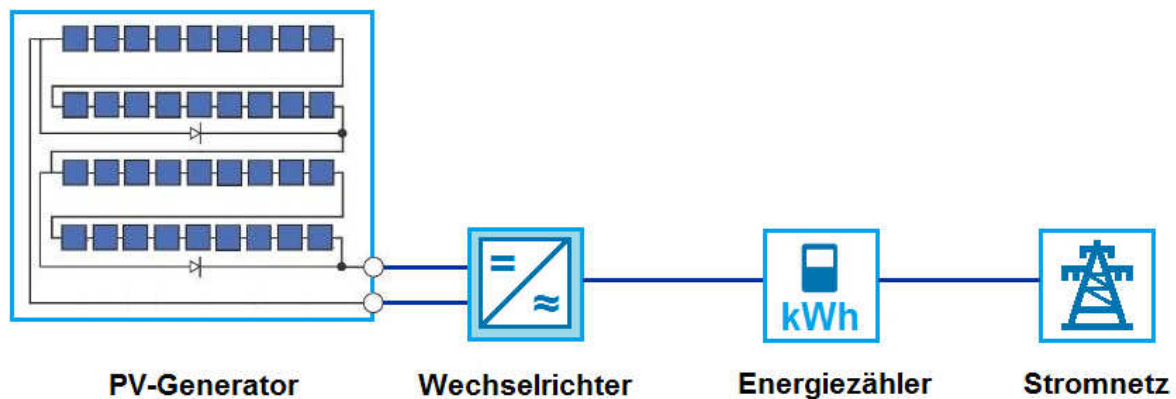


Abbildung 2.1 Anlagenschema einer netzgekoppelten Anlage für Volleinspeisung

Liegt jedoch der Einspeisetarif unter dem Verbrauchstarif, ist es sinnvoll die Energie zuerst selbst zu verbrauchen und nur die überschüssige Energie ins Stromnetz einzuspeisen. In Abbildung 2.2 ist ein mögliches Anlagenschema für eine Überschusseinspeisung abgebildet.

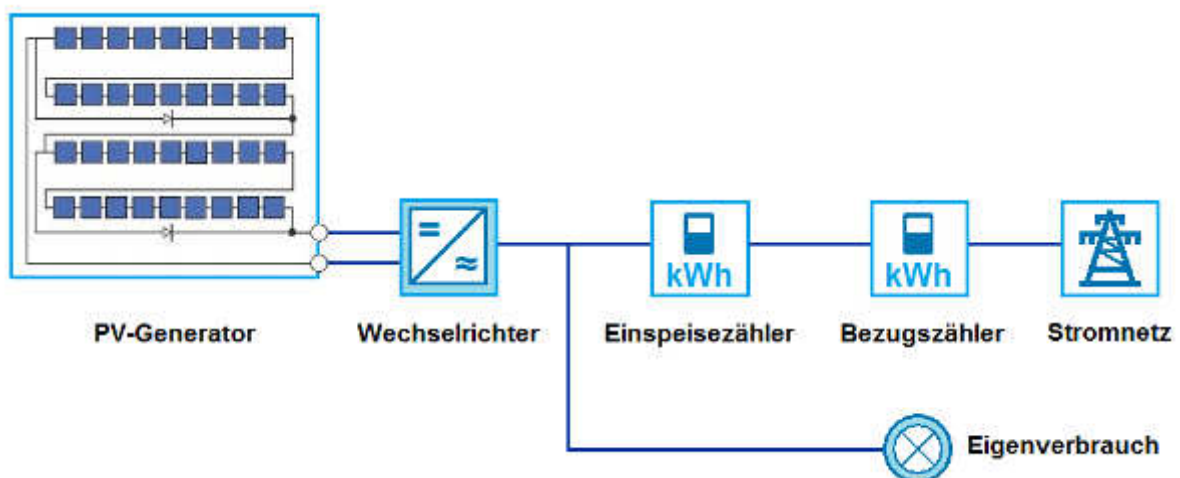


Abbildung 2.2 Anlagenschema einer netzgekoppelten Anlage für eine Überschusseinspeisung

2.2.2 Inselanlage

In peripheren Regionen, in denen die Versorgung durch das Energieversorgungsnetz beispielsweise aus wirtschaftlichen Gründen nicht möglich ist, werden sogenannte Inselanlagen errichtet. Die Inselanlage ist völlig isoliert von Stromlieferanten von außen. Da Photovoltaik nur Energie liefert, wenn eine Sonnen-Einstrahlung vorliegt, aber viele Verbraucher auch nachts und bei Schlechtwetter betrieben werden wollen, wird die erzeugte Energie in einem Speichersystem zwischengespeichert. Bei PV-Anlagen werden üblicherweise Akkumulatoren verwendet. Die große Schwierigkeit hierbei liegt beim Entwickeln einer passenden Ladestrategie, welche auf das Benutzerverhalten angepasst ist. Um die Verluste so gering wie möglich zu halten, empfiehlt es sich die meisten Verbraucher mit Gleichstrom zu versorgen, wie zum Beispiel eine LED Beleuchtung, welche mit 12 V bis 24 V versorgt wird. Verbraucher die 230 V Wechselspannung benötigen, müssen über einen Inselwechselrichter angeschlossen werden, der die Batteriespannung auf die gewünschte Spannungsart und Spannungshöhe umwandelt. Das Anlagenschema für eine solche Betriebsart ist in der Abbildung 2.3 dargestellt. Die wichtigsten Komponenten für die Realisierung von Inselanlagen sind:

- PV-Generator
- Generatoranschlusskasten
- DC-Hauptschalter
- Gleichstromverkabelung
- Laderegler
- Akkumulator
- Falls nötig Wechselrichter mit Wechselstromverkabelung
-

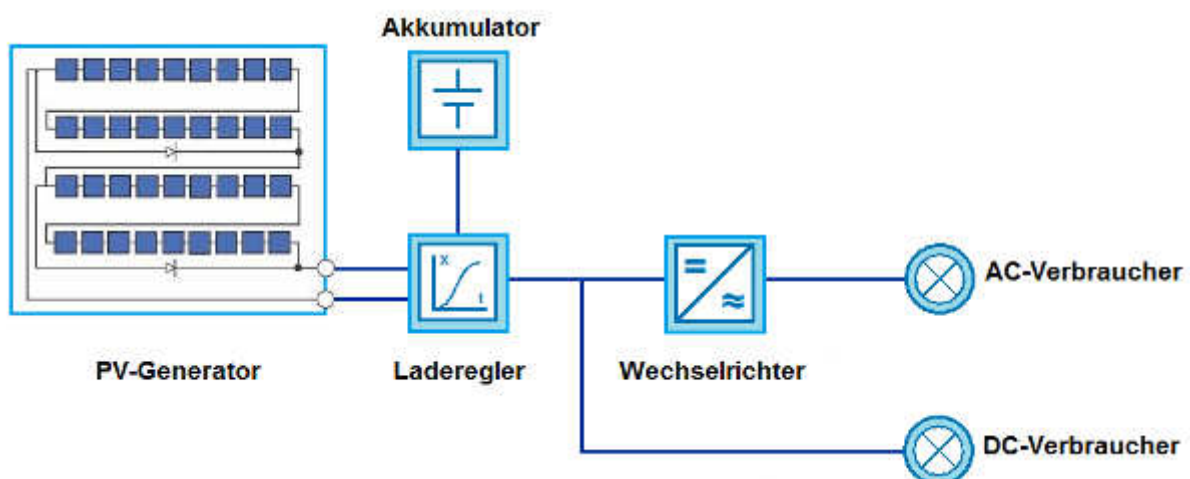


Abbildung 2.3 Anlagenschema einer Inselanlage mit AC und DC Verbraucher

3 BESCHREIBUNG DES LANDES UGANDA

Uganda hat seit den frühen 80ern eine starke Beziehung zu Österreich und ist seit 1993 ein Schwerpunktland der Österreichischen Entwicklungszusammenarbeit [19]. Das ostafrikanische Binnenland liegt zwischen 1° südlicher und 4° nördlicher Breite sowie zwischen 29° und 35° Länge [2]. Es hat eine Fläche von 241.550 km², die von 31 Millionen Menschen bewohnt wird. Die Hauptstadt Ugandas ist Kampala wo rund 4% der Bevölkerung leben [1] und auch viele österreichische NGOs (*None Governmental Organisation*) ihr Hauptquartier haben.

3.1 Klima und solare Einstrahlung

Zum Großteil liegt Uganda auf einem hohen Plateau mit einer Seehöhe von durchschnittlich 1000 Metern. Dies führt dazu, dass die Temperaturen trotz der Nähe zum Äquator verhältnismäßig niedrig sind und keine Extremwerte auftreten. So beträgt die durchschnittliche Temperatur zwischen 22°C im Januar und 20°C im Juli. Die Jahresniederschläge betragen für den Großteil Ugandas zwischen 1.000 mm und 1.500 mm [2]. Die spezifische Jahreseinstrahlung beträgt 1760 kWh/(m².a). In Abbildung 3.1 ist ersichtlich, dass die spezifischen Einstrahlungen der einzelnen Monate nicht weit von einander abweichen. Der Monat mit der höchsten spezifischen Einstrahlung ist der März mit 159 kWh/(m².Monat). Im Juli tritt mit 132 kWh/(m².Monat) die niedrigste spezifische Einstrahlung auf [3].

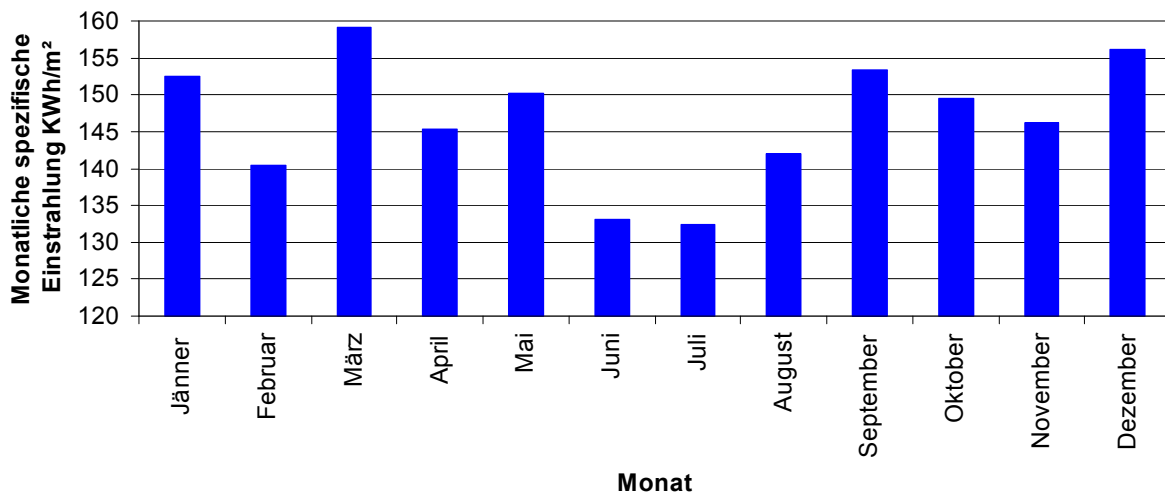


Abbildung 3.1 Monatliche spezifische Einstrahlung in Kampala (erstellt nach Klimadatensatz [3])

3.2 Energie Verbrauch

Der Hauptprimärenergieträger Ugandas ist Biomasse (Abbildung 3.2). Neben einigen kleinen Biomassekraftwerken sind die Hauptverbraucher von Biomasse die Haushalte. Dies liegt daran, dass nur etwa 11% der Bevölkerung Zugang zu Elektrizität hat, während der Rest darauf angewiesen ist, mit Biomasse zu kochen und Warmwasser zu erzeugen. Die 6% des Öls werden zum Großteil für den Sektor Verkehr und

Stromerzeugung genutzt. Die restlichen 2% des Primärenergieverbrauches ist zum Großteil die Erzeugung elektrischer Energie aus Wasserkraft [15].

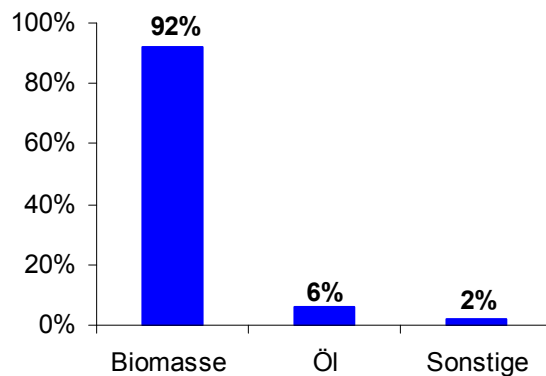


Abbildung 3.2 Prozentueller Primärenergieverbrauch in Uganda (erstellt nach [15])

Bei der Bereitstellung von elektrischer Energie hat der nationale Strombetreiber *UMEME* durchschnittliche Verluste von 40% vom Ort der Erzeugung bis zum Endverbraucher zu verzeichnen, wovon nur 5% eine technische Ursache haben, wie Einbußen durch schlechte Leitungen und Transformatoren. Der Rest dieser Einbußen setzt sich zusammen aus Elektrizitätsdiebstahl und ungezahlte Rechnungen. So beträgt im Jahr 2008 die erzeugte elektrische Endenergie 1932 GWh, wobei sich die verkaufte Energie nur auf 1277 GWh beläuft. [15].

In Tabelle 3.1 wurde der elektrische Endenergieverbrauch den einzelnen Bereichen zugeordnet. Wobei deutlich ersichtlich ist, dass der Hauptabnehmer für elektrische Energie die Industrie ist.

Tabelle 3.1 Elektrische Endenergieverbrauch einzelner Bereiche in Vergleich zum Gesamtenergieverbrauch [15]

Sektor	Elektrischer Energieverbrauch in %
Privat	26,6
Gewerbe	10,5
Industrie	62,9
Verkehr	0

Der Großteil der Stromerzeugung in Uganda wird über Großwasserkraftwerke realisiert. Zu den größten gehören die Kraftwerke in Nalubale und Kiira, welche eine maximale Gesamtleistung von 300 MW liefern können. Durch den schwankenden Wasserstand des Viktoria Sees kann die maximale Leistung oft nicht erreicht werden, somit kommt es sehr oft zu Stromausfällen [15].

3.3 Stromnetz und Tarife

Die Netzfrequenz in Uganda beträgt 50 Hertz und die Netzspannung 240 V Wechselstrom. Die Stromversorgung in Uganda ist sehr schlecht. Strom gibt es meist

nur in den Städten des Landes und auch dort nicht verlässlich. So kommt es durch Überlastung des Netzes häufig zu längeren Stromausfällen. Die meisten Krankenhäuser in Uganda verfügen daher in der Regel über Generatoren, die mit Diesel oder anderen Brennstoffen betrieben werden und diese Ausfälle überbrücken. Es existiert ein gestaffeltes Tarifsystem mit 3 Zeitbereichen:

- Von 0:00 bis 6:00 rund 0,136 €/kWh (*Off Peak* Tarif)
- Von 6:00 bis 19:00 rund 0,176 €/kWh (*Shoulder* Tarif)
- Von 19:00 bis 0:00 rund 0,197 €/kWh (*Peak* Tarif)

Dass der Strom zwischen 19:00 und Mitternacht am teuersten ist, ist darauf zurückzuführen, dass der Großteil der privaten Stromnutzer Beleuchtung als Hauptverbraucher haben.

3.4 Potential erneuerbarer Energien

Abgesehen von der Großwasserkraft, spielen die erneuerbaren Energien keine große Rolle im Energiemix. Durch den explodierenden Ölpreis, dem ständig wachsenden Energiebedarf und den durch Dürreperioden sinkenden Wasserstand wird Uganda zunehmend mehr auf die Erneuerbaren Energien aufmerksam. Das politische Umdenken wurde vom Energieministerium in der *Renewable Energy Policy* niedergeschrieben. Dessen Hauptziele ist es den Anteil der erneuerbaren Energien bis zum Jahre 2017 von 4% (2008) auf 61% des Energiebedarfs zu erhöhen. Das Augenmerk ist besonders auf die Förderung durch eine Einspeisevergütung für Strom aus regenerativen Energiequellen gelegt. Dies beschränkt sich in erster Linie auf die Förderung von Wasser- und Biomassekraftwerke mit einer installierten Leistung von weniger als 20 MW. Eine Einspeisevergütung für Strom aus Photovoltaik ist derzeit nicht geplant [15].

4 BESCHREIBUNG DES FALLBEISPIELES

Das *Lubaga Hosiptal* ist das älteste katholische Krankenhaus Ugandas und befindet sich in Kampala. Es wurde 1899 gegründet und wird von den *Little Sisters of St. Francis* verwaltet. Die Bettenkapazität des Krankenhauses ist mit den Jahren auf über 300 Betten angewachsen. Damit ist das *Lubaga Hosiptal* das drittgrößte Krankenhaus in Uganda. Es besteht aus 23 Gebäuden. Die einzelnen Gebäude werden von zwei verschiedenen Leitungen mit elektrischer Energie versorgt. Eine Leitung wird über den nationalen Stromversorger *UMEME* direkt versorgt (bzw. wird im Falle eines Blackouts auch nicht versorgt). Die andere Leitung wird über eine automatische Umschaltung zwischen *UMEME* und einem Generator geführt. Bei Stromausfällen am Tag werden die Verbraucher der Generatorleitung von einem Generator mit einer Leistung von 160 kVA versorgt, nachts reicht ein kleinerer Generator mit 110 kVA aus. Da die Stromkosten rund 6000 € pro Monat betragen, besteht großes Interesse seitens des Krankenhausmanagements, diese zu senken. Es wurden schon viele Aktivitäten in diese Richtung gesetzt und nun soll mittels Photovoltaik die Kosten gesenkt werden. Um für das Krankenhaus eine PV-Anlage auszulegen, ist es erforderlich, die potentiellen Flächen und ein Lastprofil zu erheben.

4.1 Erheben der potentiellen Flächen

Grundsätzlich unterscheidet man zwischen freiaufgestellte Photovoltaikanlagen für Montagen auf Flachdächern und am Boden und gebäudeintegrierte Photovoltaikanlagen. Betrachtet man den Lageplan des Krankenhauses (Abbildung 4.1) bieten sich auf den ersten Blick viele Möglichkeiten freiaufgestellte und gebäudeintegrierte Anlagen zu errichten. Wichtig ist es zu beachten, dass PV-Anlagen für eine Lebensdauer von mindestens 25 Jahren errichtet werden. Demnach muss die Dachkonstruktion auch mindestens diesen Zeitraum standhalten. Weiters sollte darauf geachtet werden, dass der Ertrag der Anlage nicht zu sehr durch Verschattung, beispielsweise durch Bäume und andere Gebäude, reduziert wird. Nach diesen Vorgaben wurde gemeinsam mit dem Ziviltechniker *Primo Wassma* die Auswahl der potentiellen Flächen auf 2 Dachflächen reduziert, auf die des *Maternity* Gebäudes und die des *Valley Hostels*. Die Flächen, Neigungen und Ausrichtungen der Dachflächen sind der Tabelle 4.1 zu entnehmen.

Tabelle 4.1 Potentielle Dachflächen mit Ausrichtung und Neigung

Gebäude	Dachlänge in m	Dachbreite in m	Dachfläche in m ²	Azimut in °	Neigung in °
Maternity	40	9	360	-116	19
	40	9	360	64	19
Valley Hostel	35	6	210	-144	30
	35	6	210	36	30



Abbildung 4.1 Lageplan *Lubaga Hospital* (Lageplan ist genordet)

4.2 Lastprofil

Das Lastprofil des Krankenhauses wurde mit dem Messgerät PQA 824 der Firma HT Instruments erstellt. Es ermöglicht dank des eingebauten Datenloggers eine umfassende Netzanalyse über einen längeren Zeitraum. Durch das Messen von Strom, Spannung und dem Phasenverschiebungswinkel errechnet das Gerät die momentane Wirkleistung. Wird diese dann über die Zeit integriert, erhält man die verbrauchte Energie. Aus zeitlichen Gründen konnte nur die Messung eines typischen Tages (Abbildung 4.2) durchgeführt werden. Es wird in dieser Arbeit davon ausgegangen dass dieses Lastprofil allen Tagen im Jahr entspricht, zur genaueren Analyse sollte jedoch eine Jahresmessung vorliegen. Der Gesamtverbrauch beträgt 1364 kWh pro Tag, wobei ein stündlicher Verbrauch von 37 kWh im Laufe eines Tages nie unterschritten wird.

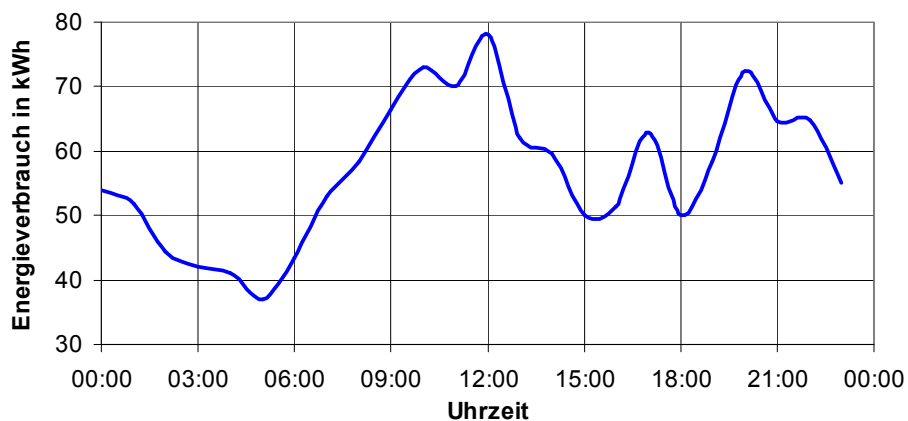


Abbildung 4.2 Im Rahmen dieser Arbeit gemessenes Lastprofil des Lubaga Hospitals

5 VERKÜRZTES AUSLEGEVERFAHREN FÜR NETZGEKOPPELTE ANLAGEN

In diesem Kapitel wird ein verkürztes Auslegungsverfahren einer Photovoltaikanlage für Anwendungen in Kampala beschrieben. Bei der Beschreibung der Systemkomponenten und Dimensionierung wird besonderes Augenmerk auf solche Kriterien gelegt, die aufgrund unterschiedlicher Umweltbedingungen (im Vergleich zu Österreich) besonders berücksichtigt werden müssen. Im Vordergrund steht die Effizienz. Die relevanten Faktoren hierbei sind:

- Temperatur
- Einstrahlung
- Sonnenstand
- Technische Gegebenheiten

Zum besseren Verständnis wird dieses verkürzte Auslegungsverfahren anhand des konkreten Beispiels des *Lubaga Hospitals* durchgeführt. In manchen Abschnitten wird auch ein Vergleich zur österreichischen Situation hergestellt.

5.1 PV-Modul

Das Herzstück eines Moduls ist die Solarzelle. Ihre grundlegende Eigenschaft ist es, auftreffende Lichtstrahlen in elektrische Energie umzuwandeln. Das Ausgangsmaterial für solche Solarzellen ist meist Silizium (unterschiedliche Technologien mit unterschiedlichen Materialien), welches in der Natur sehr oft vorkommt, meistens gebunden in Sand. Grundsätzlich wird zwischen kristallinen Silizium Modulen und Dünnschicht Modulen unterschieden. Der Wirkungsgrad bei den Modulen gibt das Verhältnis von momentan erzeugter elektrischer Leistung und eingestrahelter Lichtleistung an. Je höher der Wirkungsgrad, desto geringer kann die Fläche für die Anlage bei gleicher Leistung gehalten werden.

Kristallines Silizium

Das Rohsilizium wird durch sehr energieintensive Prozesse zu 0,3 mm [6] dünne Solarzellen veredelt, die als Wafer bezeichnet werden. Mehre Zellen werden durch Reihen und Parallelschaltung zu einem Modulen zusammengeschlossen, eingekapselt und in einen stabilen Rahmen eingebunden. Man unterscheidet hierbei zwischen polykristallinen und monokristallinen Modulen.

Monokristalline Module:

Monokristalline Siliziumzellen verfügen über die komplette Fläche über eine regelmäßige Gitterstruktur. Sie weisen in der Regel keine Verunreinigung durch Fremdatome auf. Die erhältlichen Formen reichen von rund, quadratisch bis semi-quadratisch, wobei die runden Wafer am günstigsten sind, da der Verschnitt am

kleinsten ist. Die produzierten Größen heutzutage reichen von 12,5 cm x 12,5 cm bis 15 cm x 15 cm. Der Wirkungsgrad von seriengefertigten Modulen beträgt 15% bis 16% [16].

Polykristalline Module:

Betrachtet man eine polykristalline Zelle näher, kann man erkennen, woher sie ihren Namen hat. Sie weist über die gesamte Fläche hinweg unterschiedliche Kristallorientierungen auf. Die Wafer werden üblicherweise quadratisch und in einer Größe von 12,5 cm x 12,5 cm bis 15 cm x 15 cm produziert. Der Wirkungsgrad ist bedingt durch die Verunreinigungen kleiner als bei monokristalline Siliziumzellen. Der Wirkungsgrad von Standardmodulen beträgt 12% bis 15% [16].

Dünnschichtzellen

Dünnschichtmodule sind in der Regel günstiger als kristalline Module. Durch eine geringe Schichtdicke von 0,001 mm [5] verringert sich der Material- und Energieaufwand bei der Erzeugung. Diese dünne Schicht wird auf ein Trägermaterial, welches aus Materialien wie Glas, Kunststoff oder Metall bestehen kann, aufgetragen. Einer der größten Vorteile dieser Technologie ist eine hohe Ausbeute bei Verschattungen, schwacher Einstrahlung und hoher Betriebstemperatur im Vergleich zu kristallinen Modulen. Dennoch ist der Wirkungsgrad im Vergleich eher schlecht, er beträgt zwischen 5% und 10% [16]. Verschiedene Materialien werden für die Herstellung solcher Module verwendet:

- Amorphes Silizium
- Gallium- Arsenid (GaAs)
- Cadmium-Tellurit (CdTe)
- Kupfer Indium-Diselenid (Cis)

Technologie Vergleich:

Um herauszufinden welche Technologie für das jeweilige Klima die effizienteste ist, werden im Rahmen dieser Arbeit mittels des Online Simulations-Programms PVGIS Simulationen durchgeführt und ausgewertet. Dieses Programm der Europäischen Union dient dazu, dem Bediener eine Vorstellung über das Potential von PV-Anlagen zu geben und verschiedene Technologien zu vergleichen. Es können hier kristalline und Dünnschicht Module (Cadmium-Tellurit und Kupfer Indium-Diselenid) miteinander verglichen werden und eine Aussage getroffen werden, bei welcher Technologie die größeren Verluste auftreten. In diesem Programm sind Klimadatensätze hinterlegt, welche Informationen über globale Strahlung, diffuse Strahlung und Außentemperatur verfügen [10]. Da es auch Klimadaten von Afrika enthält, kann es für einen Technologievergleich in Kampala angewendet werden.

Es wurden die vier zur Verfügung stehenden Dachflächen des *Lubaga Hospitals* verwendet und theoretisch mit einer 1 kWp PV-Anlage versehen. Der Azimut und die Neigung der Dachflächen wurden in PVGIS eingegeben und als Ergebnis erhielt man die Verluste durch Temperatur, unterschiedliche Eigenschaften bei diffuser bzw. direkter Einstrahlung und Reflexionseffekte. Die Verluste sind in Tabelle 5.1 abgebildet.

Tabelle 5.1 Vergleich der Modul Technologien

Gebäude	Azimut in °	Neigung in °	Verluste von CIS in %	Verluste von CdTe in %	Verluste von Kristallinen Zellen in %
Maternity	-116	19	16,9	9,5	19,6
	64	19	17,1	9,8	19,9
Valley Hostel	-144	30	16,5	8,5	19,0
	36	30	16,9	9,1	19,4

Es ist deutlich zu erkennen, dass die Verluste bei Cadmium-Tellurit Zellen am geringsten sind. Im Vergleich zu kristallinen Zellen haben die Cadmium-Tellurit Zellen um durchschnittlich 52% weniger Verluste, da CdTe Zellen eine hohe Ausbeute bei diffuser Strahlung und hoher Betriebstemperatur haben.

Der Preis von Cadmium-Tellurit Modulen entspricht ungefähr dem der günstigsten kristallinen Module (Tabelle 5.2). Wird eine Anlage in Afrika mit am österreichischen Markt erhältlichen Modulen realisiert, so ist es anzuraten, kristalline Module zu verwenden. Bei kristallinen Modulen ist nicht nur die Produkterfahrung höher, sondern auch die Verfügbarkeit aufgrund des hohen Marktanteils besser. Und weiters wird durch den schlechten Wirkungsgrad der CdTe Module das Transportvolumen und somit die Transportkosten deutlich erhöht (Tabelle 5.7).

Tabelle 5.2 Modulpreise und Wirkungsgrad verschiedener Technologien (erstellt nach [4] und [23])

Technologie	Preis in €/kWp	Wirkungsgrad in %
Kristallinen Module	560-780	12-16
CdTe Module	570	5-9
CIS Module	570	7,5-9,5

5.2 Ausrichtung der Module

Wichtig für das effiziente Errichten einer PV-Anlage sind Ausrichtung und Neigung der Module. Die größte Ausbeute erhält man, wenn die Sonne im rechten Winkel auf das Modul einfällt. Da die Sonne immer wandert und der Sonnenstand sich über das Jahr ändert, wird die optimale Ausrichtung über den spezifischen Jahres-Ertrag gerechnet, also wie viel Energie im Jahr das Modul bei dieser Ausrichtung und Neigung liefert. In Österreich wird als Richtwert für die optimale Ausrichtung eine

Ausrichtung nach Süden und ein Neigungswinkel von 30° angegeben [5]. Um herauszufinden wie sich die Ausrichtung in Kampala auf den spezifischen Jahresertrag auswirkt, wurden Azimut und Neigungswinkel in das Simulations-Programm PV-Sol eingegeben und die spezifische Einstrahlung auf die Generatorfläche abgelesen. Diese wurde für verschiedene Azimut- und Neigungswinkelkombinationen durchgeführt. Es wurde die höchste spezifische Einstrahlung daraus ermittelt (optimale Ausrichtung). Die jeweiligen spezifischen Einstrahlungswerte wurden durch diesen maximalen Wert dividiert und mit 100% multipliziert. Das Ergebnis daraus ist das Verhältnis des spezifischen Jahresertrags, bei entsprechendem Azimut- und Neigungswinkel, zu spezifischem Jahresertrag bei optimaler Ausrichtung (Abbildung 5.1).

Auf dem Diagramm ist deutlich zu erkennen, dass bei einer Modulneigung bis 6% die Verluste durch die Ausrichtung in alle Himmelsrichtungen unter 1% liegen, was darauf zurückzuführen ist, dass sich Kampala in der Nähe des Äquators befindet und somit während des Tages die Sonne fast senkrecht auf den Boden einstrahlt. Bei einer Ausrichtung nach Osten kann ein Neigungswinkel von bis zu 13° gewählt werden, und die Verluste der spezifischen Einstrahlung sind immer noch unter einem Prozent.

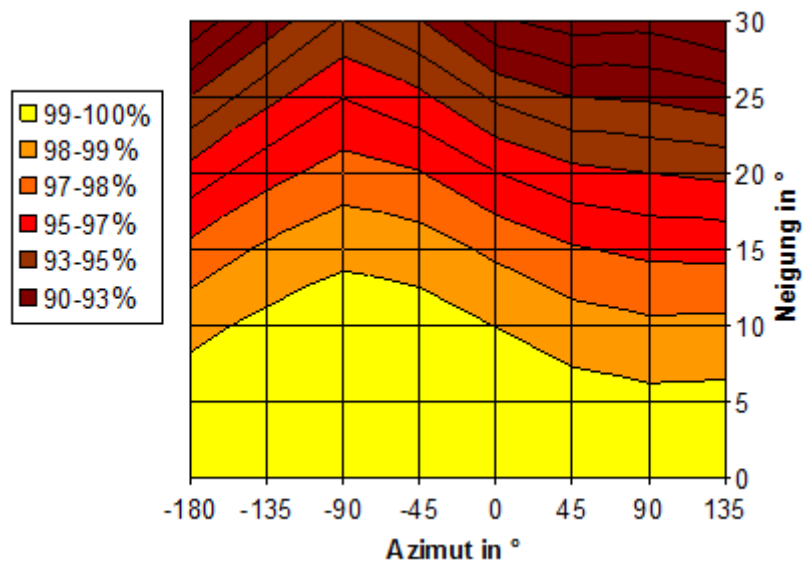


Abbildung 5.1 Verhältnis des spezifischen Jahresertrags, bei entsprechendem Azimut- und Neigungswinkel, zu spezifischem Jahresertrag bei optimaler Ausrichtung für den Standort Kampala (erstellt mit den Werten aus [3])

Nutzt man die enthaltene Information dieser Grafik für die Dachflächen des *Lubaga Hospitals*, erhält man die zu erwartenden Verluste, welche in Tabelle 5.3 abzulesen sind.

Tabelle 5.3 Verluste durch Ausrichtung und Neigung

Gebäude	Azimut in °	Neigung in °	Verluste durch Ausrichtung und Neigung in %
Maternity	-116	19	4
	64	19	5
Valley Hostel	-144	30	9
	36	30	10

Die zu erwartenden Verluste durch Fehlausrichtung betragen zwischen 4% und 10%. Um die Anlage zu optimieren, können die Module auf eine Neigung von 6° mittels Aluprofile aufgestellt werden, um die Verluste auf maximal 1% zu reduzieren.

5.3 Verschattung

Verschattungen können den Ertrag einer PV-Anlage stark reduzieren und sind deshalb möglichst zu vermeiden. Je näher das schattenwerfende Objekt sich befindet, desto dunkler der Schattenwurf, desto geringer der Anteil der diffusen Strahlung, desto größer der Ertragsausfall. Der Verlauf der Sonne ist dafür von großer Bedeutung. Es sollten für den Standort Kampala vorwiegend Objekte im Osten und Westen vermieden werden. Für Objekte die sich im Norden und Süden befinden, ist der Sonnentiefstand von Bedeutung. Kampala liegt in der Nähe des Äquators und so erreicht der Einfallswinkel der Sonne minimal 66,5° (Abbildung 5.2). Es kann näherungsweise gesagt werden, dass mit keiner Verschattung zu rechnen, ist wenn im Norden oder Süden die Höhe des Objekts nicht mehr beträgt als 2,29-mal den Abstand zum Modul. Sollten sich Objekte in diesem Bereich befinden, kann mittels Simulationsprogramm der Verlust durch die Verschattung ermittelt werden.

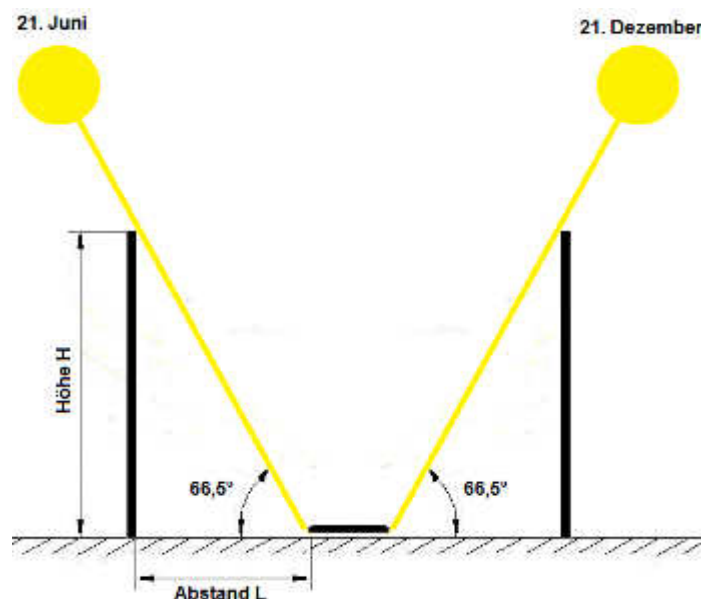


Abbildung 5.2 Südlicher bzw. Nördlicher Sonnentiefstand am Äquator

Wird eine Zelle verschattet, wird sie vom Produzenten zum Verbraucher und kann sich soweit erhitzen, dass sie zerstört wird. Diesen Effekt nennt man Hot Spot Effekt. Um dies zu verhindern, wird eine sogenannte Bypass-Diode parallel geschaltet, welche im Schattenfall die Zelle überbrückt. Im Idealfall wird jede Zelle mit einer Bypass-Diode ausgestattet, aber der Standard ist, dass immer mehr Zellen in einem Strang mit einer Bypass-Diode versehen werden. So ist auch darauf zu achten, dass die Stränge parallel zur Verschattung angeordnet sind (Abbildung 5.3).

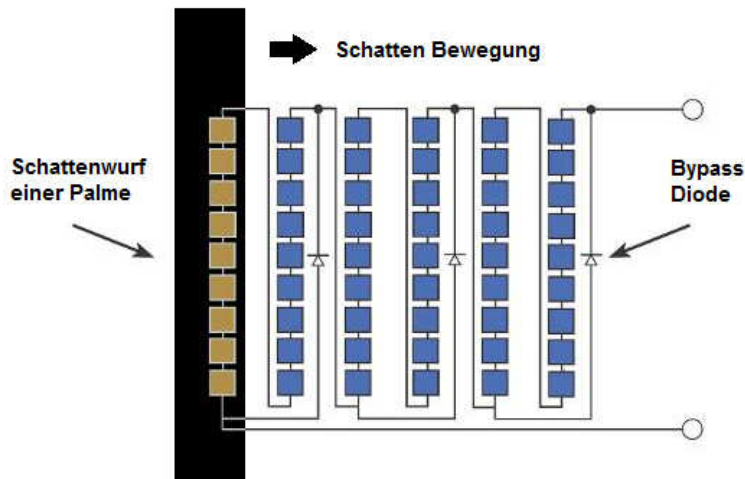


Abbildung 5.3 Schattenwurf und Bypass-Dioden

Weiters kann eine temporäre Verschattung durch Ablagerungen von Staub, Laub und Vogelexkrementen passieren. Diese Verluste können minimiert werden, indem man die Module regelmäßig reinigt, besonders in den Trockenzeiten von Dezember bis Februar und von Juni bis August. Um eine Selbstreinigung der Module sicherzustellen, sollten die Module mit einer Mindestneigung von 12° installiert werden [5].

In Süden des *Valley Hostels* steht im Abstand von 4,5 m eine Palme mit einer Höhe von 18 m. Sollte auf das Dach eine PV-Anlage montiert werden, ist mit einer erhöhten Verschattung, besonders in den Wintermonaten, zu rechnen. Deshalb ist es anzuraten, den Baum zu fällen und die Biomasse für die Kantine zu nutzen.

5.4 Größe der PV- Anlage

Die Größe der Photovoltaikanlage hängt in Uganda von drei Gesichtspunkten ab. Der eine Punkt ist die Dimensionierung der Anlage nach dem zur Verfügung stehenden Kapital, weiteres richtet sich die Dimensionierung nach den zur Verfügung stehenden Flächen bzw. Nettodachflächen und, da es keine Möglichkeit gibt in das örtliche Stromnetz einzuspeisen, orientiert sich Dimensionierung an der Grundlast. In dieser Arbeit wird auf die Dimensionierung nach dem zur Verfügung stehenden Kapital keine Rücksicht genommen und nur auf die anderen beiden Punkte näher eingegangen.

5.4.1 PV- Dimensionierung über die verfügbare Fläche

Für die Dimensionierung nach Nettodachflächen muss wegen der verschiedenen Wirkungsgrade zwischen den Technologien unterschieden werden, in dieser Arbeit werden kristalline und Dünnschicht Module verglichen. Für Module mit kristallinen Zellen benötigt man für 1 kWp ca. 7-10 m² Modulfläche, für Dünnschichtmodule ca. 9-20 m² [11].

Am konkreten Beispiel des *Lubaga Hospitals* können laut Tabelle 5.4 auf den zur Verfügung stehenden Flächen 114 - 162 kWp kristalline Module und 56 - 126 kWp Dünnschicht Module montiert werden.

Tabelle 5.4 Anlagengröße auf den einzelnen Dachflächen

Gebäude	Dachlänge in m	Dachbreite in m	Dachfläche in m ²	Mögliche Größe mit kristallinen Modulen in kWp	Mögliche Größe mit Dünnschicht Modulen in kWp
Maternity	40	9	360	36 - 51	18 - 40
	40	9	360	36 - 51	18 - 40
Valley Hostel	35	6	210	21 - 30	10 - 23
	35	6	210	21 - 30	10 - 23

5.4.2 PV- Dimensionierung über die Grundlast

Da in Uganda keine Möglichkeit besteht die überschüssige Energie in das öffentliche Stromnetz einzuspeisen, ist jede überschüssige Energie verschenktes Geld. Um einen Überblick zu erhalten, wie das Verhältnis zwischen erzeugter Energie und überschüssiger Energie ist, wurde die spezifische horizontale Strahlung in kWh/m² für jeden Tag und jede Stunde aus den Klimadaten von PV- Sol entnommen. Diese wurden durch die spezifische Peak- Leistung pro m² dividiert und mit einem von der Anlage abhängigen Gesamtnutzungsgrad multipliziert. Das Ergebnis daraus ist die erzeugte Energie pro Stunde. Diese Energie wurde dann dem Lastprofil in zeitlicher Abhängigkeit gegenüber gestellt sowie die überschüssige Energie aufgezeichnet und summiert.

Dieser Vorgang wurde am konkreten Beispiel des *Lubaga Hospitals* für eine 60 kWp, 70 kWp, 80 kWp, 90 kWp und 100 kWp durchgeführt. Wobei ein Gesamtnutzungsgrad von 12,4% angenommen wurde. Es ist in

Tabelle 5.5 zu sehen, dass die Verluste bei einer Anlagengröße von 80 kWp unter einem 1 % liegen.

Tabelle 5.5 Anlagengröße im Vergleich zu Ertrag und Verlusten

Anlagengröße	Erzeugte Energie pro Jahr in kWh	Verbrauchte Energie pro Jahr in kWh	Verluste in %	Kosten Ersparnis in €	Verlustkosten in €
60 kWp	84485	84485	0,00	12673	0
70 kWp	98608	98565	0,04	14791	6
80 kWp	113227	112646	0,52	16984	87
90 kWp	129109	126727	1,88	19366	357
100 kWp	146521	140808	4,06	21978	857

5.5 Wechselrichter

Die Auswahl von Wechselrichtern für den Einsatz in Kampala unterscheidet sich nur geringfügig vom Einsatz in Österreich. Was berücksichtigt werden muss ist, dass der Wechselrichter ausgelegt für Temperaturen von 10°C bis 35°C [3] ist und eine relative Feuchte von bis zu 100% (nicht kondensierend) standhält. Weiters ist zu berücksichtigen, dass der Wechselrichter bei Frequenzabweichungen von 1 Hz nicht abschaltet, da fast alle Krankenhäuser Generatoren für den Notstrombetrieb haben und diese große Frequenzschwankungen aufweisen.

Die Dimensionierung des Wechselrichters ist abhängig von der Leistung des PV-Generators (inklusive Verluste) und sollte so gewählt werden, dass Ertragsverluste minimiert werden. Das Simulationsprogramm [3] empfiehlt für den Standort Kampala, dass bei optimaler Ausrichtung der Module die Leistung des PV-Generators maximal 97% (in Österreich 112%) der Wechselrichtereingangsleistung entsprechen sollte. Grundsätzlich gilt, wenn die tatsächliche Ausrichtung von der optimalen Ausrichtung abweicht, kann der PV-Generator auch größer gewählt werden.

Die Auswahl eines Wechselrichters sollte sorgfältig durchdacht werden, da der Wirkungsgrad auch eine entscheidende Rolle für die Errichtung einer effizienten Anlage spielt. Hierbei ist darauf zu achten, dass der Gesamtwirkungsgrad definiert ist durch das Produkt aus Umwandlungswirkungsgrad und Anpassungswirkungsgrad.

Umwandlungswirkungsgrad: Er gibt das Verhältnis zwischen Eingangsleistung und Ausgangsleistung des Wechselrichters an und ist durch Gleichung (5.1) definiert.

$$\eta_{um} = \frac{P_{AC}}{P_{DC}} \quad (5.1)$$

η_{um} Umwandlungswirkungsgrad in %

P_{AC} AC Ausgangsleistung in W

P_{DC} DC Eingangsleistung in W

Anpassungswirkungsgrad: Zu den wichtigsten Bauteilen eines Wechselrichters in Bezug auf Effizienz zählt der MPP-Tracker. Da sich Spannung und Strom während des Betriebs laufend ändern, sucht eine Steuerung, der sogenannte MPP-Tracker, den maximalen Leistungspunkt aus dem Produkt aus Strom und Spannung. Dieser Arbeitspunkt wird während des laufenden Betriebs ermittelt und die Spannung eingeregelt. Das schrittweise Antasten an den MPP-Punkt entlang der Strom-Spannungs-Kennlinie ist in Abbildung 5.4 abgebildet. Die erzeugte maximale Leistung wird als MPP-Leistung bezeichnet und der Anpassungswirkungsgrad gibt laut Gleichung (5.2) das Verhältnis zwischen der erzeugten Eingangsleistung und der MPP-Leistung an.

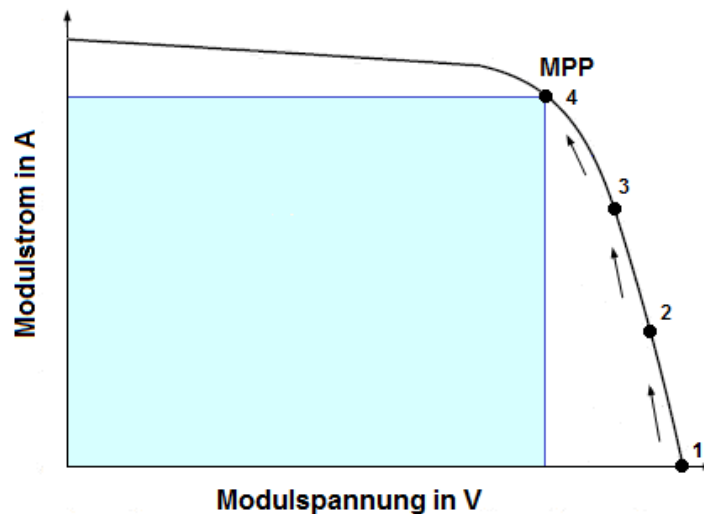


Abbildung 5.4 Schrittweises Herantasten an den MPP-Punkt (erstellt nach [18])

$$\eta_{an} = \frac{P_{DC}}{P_{MPP}} \quad (5.2)$$

η_{an} Anpassungswirkungsgrad in %

P_{MPP} MPP- Leistung in W

P_{DC} DC Eingangsleistung in W

Beim Bilden des Produkts aus Umwandlungswirkungsgrad und Anpassungswirkungsgrad heben sich die DC Eingangsleistungen auf und der Gesamtwirkungsgrad wird wie in Gleichung (5.3) definiert.

$$\eta_{WR} = \frac{P_{AC}}{P_{MPP}} \quad (5.3)$$

η_{WR} Gesamtwirkungsgrad in %

P_{AC} AC Ausgangsleistung in W

P_{MPP} MPP-Leistung in W

Weiters ist zu berücksichtigen, dass der tatsächliche Wirkungsgrad auch von der Auslastung des Wechselrichters abhängig ist. Die Auslastung beschreibt das Verhältnis zwischen momentaner Leistung und Nennleistung. Da der Wechselrichter nur in den seltensten Fällen mit 100% Auslastung betrieben wird, werden von den meisten Herstellern neben dem Wirkungsgrad für 100% auch die Wirkungsgrade für verschiedene andere Teillastbereiche angegeben (Tabelle 5.6).

Um Wirkungsgrade verschiedener Wechselrichter sinnvoll vergleichen zu können, wird in Abhängigkeit von europäischen Klimagegebenheiten der europäische Wirkungsgrad angegeben. Dieser Wirkungsgrad kann in Kampala nicht angewendet werden, da statistisch der Wechselrichter mit einer höheren Auslastung betrieben wird [3]. Wechselrichter haben auch in der Regel bei einer höheren Auslastung einen besseren Wirkungsgrad, so ist auch zu erwarten, dass der Wirkungsgrad in Kampala höher ist als der Eurowirkungsgrad. Es sollte dennoch darauf geachtet werden, dass ein Wechselrichter gewählt wird, der im häufigsten Arbeitsbereich des Wechselrichters den vergleichsweise besten Wirkungsgrad hat.

Tabelle 5.6 Beispiel für Wirkungsgrade eines Wechselrichters der Firma Fronius in verschiedenen Lastbereichen (erstellt nach [20])

Wirkungsgradtyp	Wirkungsgrad in %
Maximaler Wirkungsgrad	97,7
Europäischer Wirkungsgrad	97,1
Wirkungsgrad bei 5 % Auslastung	92,1
Wirkungsgrad bei 10 % Auslastung	94,2
Wirkungsgrad bei 20 % Auslastung	96,6
Wirkungsgrad bei 25 % Auslastung	97
Wirkungsgrad bei 30 % Auslastung	97,3
Wirkungsgrad bei 50 % Auslastung	97,6
Wirkungsgrad bei 75 % Auslastung	97,6
Wirkungsgrad bei 100 % Auslastung	97,5

Wichtig bei der Auswahl des Wechselrichters ist auch, dass er den Anforderungen und dem Einsatzgebiet entspricht. So haben, seit dem Durchbruch der Photovoltaik, Entwickler und Ingenieure fortwährend neue Arten und Konzepte von Wechselrichtern auf den Markt gebracht. Heutzutage hat man eine fast grenzenlose Auswahl an Anwendungsmöglichkeiten. Um einen kleinen Überblick zu erhalten, werden in diesem Kapitel ein paar Anwendungsmöglichkeiten und deren grundsätzliche Technologien erläutert. Grundsätzlich unterscheidet man zwischen Wechselrichtern für Inselanlagen und Wechselrichtern für netzgekoppelte Anlagen.

5.5.1 Inselwechselrichter

Inselwechselrichter haben die Aufgabe, den Gleichstrom aus Batterien oder PV-Anlagen in Wechselstrom umzuwandeln. Unterschieden wird zwischen den Technologien der Umformung, die 4 Arten sind nachfolgend aufgelistet [5]:

- **Rotationsumformer:** Dieses Prinzip ist sehr einfach aufgebaut. Der Gleichstrom versorgt einen Gleichstrommotor, welcher mechanisch mit einem Wechselstromgenerator verbunden ist. Der Vorteil dieser Art von Umformung ist, dass man einen reinen Sinus erhält, welcher wichtig für das Betreiben medizinischer Geräte ist. Der große Nachteil ist, dass sich der Wirkungsgrad des DC Motors und der des AC Generators multiplizieren und es so zu einem schlechten Gesamtwirkungsgrad von 70% bis 85% kommt [5].
- **Rechteckwechselrichter:** Diese Technologie liefert einen rechteckigen Spannungsverlauf, der sich während einer Periodenhälfte im positiven und in der zweiten Periodenhälfte im negativen Bereich befindet. Dadurch kann es zu Oberschwingungen und Überhitzung von diversen Geräten kommen, wie zum Beispiel von Motoren.
- **Trapezwechselrichter:** Dadurch dass es beim Trapezwechselrichter auch einen Zeitbereich gibt wo die Spannung 0 V (Zweite Spannungsebene) beträgt, werden die Oberschwingungen im Vergleich zum Rechteckwechselrichter minimiert. So können über einen längeren Zeitraum unempfindliche Elektrogeräte betrieben werden. Ein großer Vorteil bei dieser Art der Umformung ist, dass Trapezwechselrichter kurzzeitig hohe Belastungen aushalten, ideal für Geräte mit hohen Anlaufströmen. Er weist von den hier aufgelisteten Wechselrichtern den besten Wirkungsgrad auf [4].
- **Sinuswechselrichter:** Dieser Wechselrichter liefert einen sinusförmigen Spannungsverlauf, ist daher für fast alle Anwendungen geeignet. Wegen des hohen technischen Aufwandes sind sie im Vergleich zu den anderen Wechselrichtern relativ teuer, sollten aber im Gesundheitsbereich unbedingt verwendet werden um sensible Geräte wie Ultraschall und Laboreinrichtungen sicher betreiben zu können.

5.5.2 Netzgekoppelte Wechselrichter

Netzgekoppelte Wechselrichter wandeln den von der PV-Anlage gelieferten Gleichstrom in Wechselstrom um und liefern die erzeugte Energie ans Netz. Je nach Betriebsart der Anlage wird in Österreich entweder die Energie zuerst vor Ort verbraucht und nur die überschüssige Energie ins öffentliche Stromnetz eingespeist, oder (bei entsprechender Förderung) die ganze erzeugte Energie ans Netz geliefert. Bei Anlagen bis 5 kWp werden meist einphasige Wechselrichter verwendet, ab 5 kWp wird die Wechselstromseite dreiphasig ausgeführt. Es ist auch möglich, eine Anlage mit drei einphasigen Wechselrichtern auszustatten, die jeweils eine Phase im Netz bedienen. Bei netzgekoppelten Wechselrichtern wird eine Einteilung in der Betriebsführung gemacht, hierbei wird zwischen netzgeführten und selbstgeführten Wechselrichtern unterschieden.

Netzgeführte Wechselrichter: Bei dieser Wechselrichterart werden die Halbleiterelemente über die Spannung des Netzes gesteuert. Sie sind sehr robuste und auch preiswerte Wechselrichter, erreichen jedoch nur einen Wirkungsgrad von bis zu 95% [6]. Der produzierte Wechselstrom ist qualitativ minderwertig, da er viele Oberschwingungen und einen schlechten Leistungsfaktor besitzt (hoher Blindstromanteil).

Selbstgeführte Wechselrichter: Bei selbstgeführten Wechselrichtern wird, durch eigenständiges Steuern der Halbleiter, ein nahezu optimaler Sinus nachgebildet. Dieser Sinus sorgt für geringe Oberschwingungen und einen $\cos \varphi$ von fast 1.

Wesentlich für den Wirkungsgrad ist auch die Art der Umwandlung von Gleich- auf Wechselstrom. So wird grundsätzlich zwischen traflosen Wechselrichtern und Trafo-Wechselrichtern unterschieden. Trafo Wechselrichter erreichen heutzutage einen Wirkungsgrad von bis zu 96% [13], durch das Wegfallen der Verluste am Trafo können bei traflosen Geräten bis zu 98% [13] erreicht werden.

5.6 Verschaltung der Module

Um die Anlage effizient und möglichst fehlerfrei betreiben zu können, muss auf die richtige Verschaltung der Module geachtet werden. Module können parallel und in Serie geschaltet werden. In Serie geschaltete Module werden als Strang oder als String bezeichnet. Bei einer Parallelschaltung von Modulen addieren sich die Ströme und bei der Serienschaltung von Modulen addieren sich die Spannungen. In

Abbildung 5.5 sind beide Arten der Verschaltung abgebildet. Zu beachten ist, dass in einem Strang nur Module mit dem gleichen MPP-Strom eingebaut werden, da der Strom des Stranges durch das Modul mit dem schwächsten MPP-Strom begrenzt wird. Bei der Verschaltung der Module sind folgende Eigenschaften des Wechselrichters zu beachten:

- Maximale Eingangsspannung des Wechselrichters
- Minimale Eingangsspannung des Wechselrichters
- Maximaler DC-Eingangsstrom des Wechselrichters

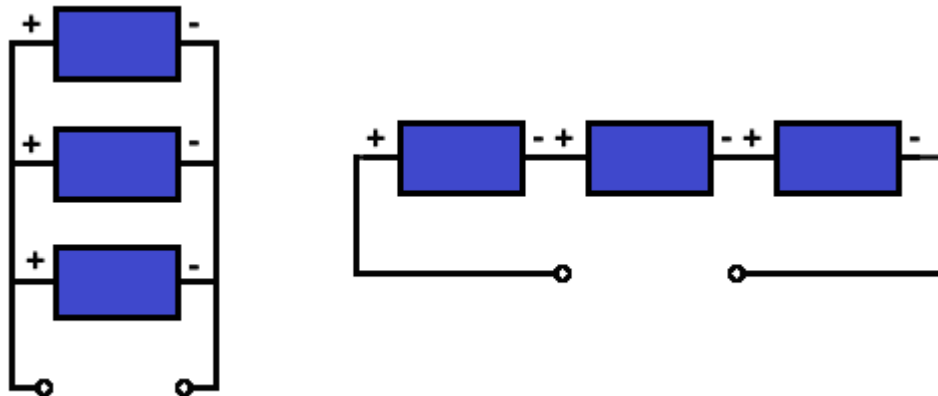


Abbildung 5.5 Abbildung links: Parallelschaltung von Modulen; Abbildung rechts: Serienschaltung von Modulen;

5.6.1 Bestimmung der maximalen Anzahl von Modulen in einem Strang

Um zu wissen wie viel Module an einem Strang angeschlossen werden dürfen, wird die maximale Spannung eines Moduls benötigt, dies ist grundsätzlich immer die Leerlaufspannung. Diese ist nicht konstant sondern variiert mit steigender und sinkender Temperatur. In Abbildung 5.6 wird gezeigt, wie bei zunehmender Temperatur die Spannung sinkt.

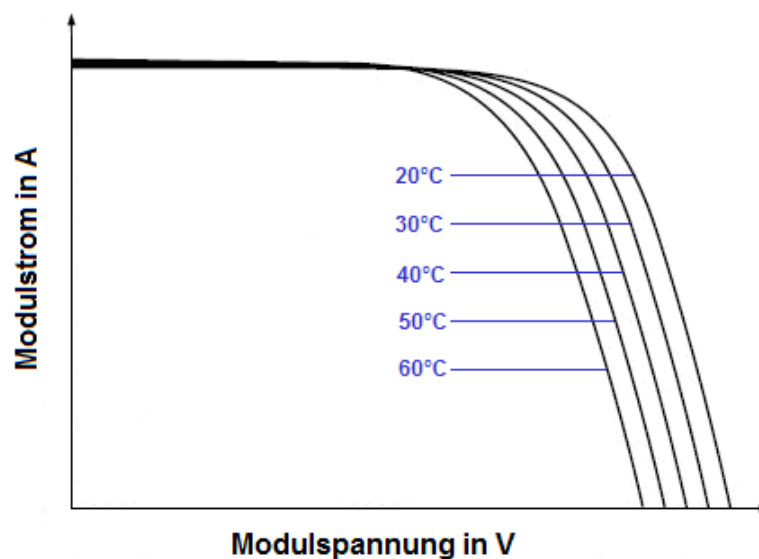


Abbildung 5.6 Modulspannung in Abhängigkeit von Modulstrom und Temperatur (erstellt nach [22])

Es dürfen nur so viele Module in einem Strang geschaltet werden, dass die maximale Spannung des Wechselrichters nicht überschritten wird. Dazu benötigt man ein Temperaturminimum. Die Literatur [5] schlägt für Österreich ein Modul-Temperaturminimum von -20°C vor. Diese Temperatur wird ein Modul in Uganda nie erreichen, deshalb muss über die Zellen-Nennbetriebstemperatur (NOCT) die Temperatur für die gegebenen Klimaverhältnisse errechnet werden. Die Zellen-

Nennbetriebstemperatur sagt aus, welche Temperatur ein Modul bei einer Einstrahlung von 800 W/m^2 , einer AM von 1,5 und einer Umgebungstemperatur von 20°C erreicht. Um dies auf die Gegebenheiten Ugandas umzurechnen, muss zuerst mit Gleichung (5.4) der thermische Widerstand R_{Th} errechnet werden.

$$R_{Th} = \frac{T_{NOCT} - T_{20^\circ\text{C}}}{Q_{Solar(NOCT)}} \quad (5.4)$$

R_{Th} temperaturabhängiger Widerstand in $(\text{K}\cdot\text{m}^2)/\text{W}$

T_{Modul} NOCT in $^\circ\text{C}$

$T_{20^\circ\text{C}}$ Umgebungstemperatur bei NOCT in $^\circ\text{C}$

$Q_{Solar(NOCT)}$ Einstrahlung bei NOCT in W/m^2

In weiterer Folge kann dann mit der aktuellen Einstrahlung und Umgebungstemperatur die Modultemperatur laut Gleichung (5.16) errechnet werden.

$$T_{Modul} = (Q_{Solar} \cdot R_{Th}) + T_U \quad (5.5)$$

R_{Th} thermische Widerstand in $(\text{K}\cdot\text{m}^2)/\text{W}$

T_{Modul} Modultemperatur in $^\circ\text{C}$

T_U Umgebungstemperatur in $^\circ\text{C}$

Q_{Solar} Einstrahlung in W/m^2

Diese Berechnung wurde für ein Standardmodul (NOCT 45°C) für jede Stunde über ein ganzes Jahr durchgeführt. Die niedrigste Temperatur die erreicht wurde, beträgt rund 10°C , die maximale Temperatur rund 70°C . Die durchschnittliche Temperatur die ein Modul während des Zeitraums der Einstrahlung hat, beträgt über ein Jahr 36°C . In Abbildung 5.7 ist weiters der Temperaturverlauf des Moduls über einen Tag mit einer durchschnittlichen Einstrahlung abgebildet.

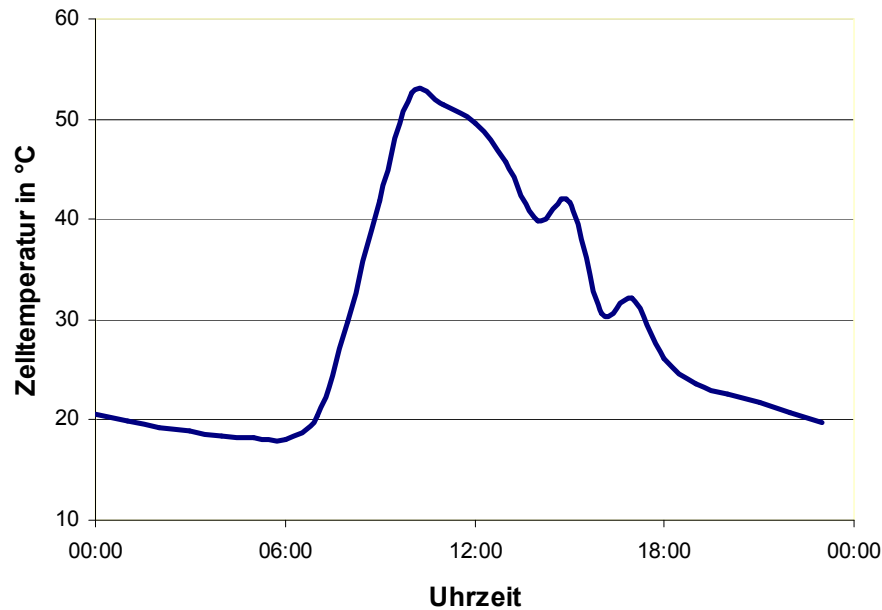


Abbildung 5.7 Zelltemperatur eines durchschnittlichen Tages

Die technischen Daten der Module werden unter STC angegeben. Und es ist auf keinem Datenblatt die Leerlaufspannung bei einer Temperatur von 10 °C angegeben. Aber es wird vom Hersteller fast immer ein Korrekturfaktor ΔU zur Verfügung gestellt, welcher angibt, um wie viel Prozent sich die Leerlaufspannung bei einem Temperaturan- oder -abstieg von 1 K ändert. So kann man mit Gleichung (5.6) die Leerlaufspannung für dieses Temperaturniveau errechnen. Zur Berechnung der maximalen Anzahl der Module in einem Strang wird die Gleichung (5.7) angewendet, welche eine abgeänderte Gleichung der Literatur [5] ist.

$$U_{0(10^{\circ}\text{C})} = \left(1 - \frac{(T_{(25^{\circ}\text{C})} - T_{(10^{\circ}\text{C})}) \cdot \Delta U}{100}\right) \cdot U_{0(25^{\circ}\text{C})} \quad (5.6)$$

$U_{0(10^{\circ}\text{C})}$ Leerlaufspannung im Modul bei 10 °C in V

$U_{0(25^{\circ}\text{C})}$ Leerlaufspannung im Modul bei STC in V

ΔU prozentuelle Spannungsänderung in %/K

$T_{(25^{\circ}\text{C})}$ Modultemperatur bei STC in °C

$T_{(10^{\circ}\text{C})}$ minimale Modultemperatur in °C

$$n_{\max} = \frac{U_{WR, \max}}{U_{0(10^{\circ}\text{C})}} \quad (5.7)$$

n_{\max} maximale Anzahl der Module in einem Strang in Stk

$U_{WR, \max}$ maximale Nennspannung des Wechselrichters in V

$U_{0(10^{\circ}C)}$ Leerlaufspannung des Moduls bei 10 °C in V

5.6.2 Bestimmung der minimalen Anzahl von Modulen in einem Strang

Die Bestimmung der minimalen Anzahl von Modulen dient in erster Linie zur Vermeidung von Ertragsausfällen. So kann es dazu kommen, wenn die minimale MPP- Eingangsspannung unterschritten wird, dass der MPP- Tracker den MPP- Punkt nicht mehr findet oder, im schlimmsten Fall, der Wechselrichter abschaltet. Um die minimale Anzahl herauszufinden, wird auch hier wieder eine Extremsituation herangezogen. Laut der Literatur [5] wird davon ausgegangen, dass eine Modultemperatur von 70°C unter österreichischen Klimabedingungen nie überschritten wird. Durch die Umrechnung der Zellen-Nennbetriebstemperatur auf die Klimabedingungen Ugandas wurde dieselbe Höchsttemperatur ermittelt. So wird auch für die Module in Uganda eine MPP- Eingangsspannung bei 70°C für die Berechnung der minimalen Anzahl von Modulen in Reihe herangezogen. Diese Eingangsspannung muss mit der Gleichung (5.8) und einem ΔU von STC Bedingungen auf das gewünschte Temperaturniveau von 70°C umgerechnet werden. Zur Berechnung der minimalen Anzahl wird die Gleichung (5.9) laut Literatur [5] angewendet.

$$U_{MPP(70^{\circ}C)} = \left(1 - \frac{(T_{(25^{\circ}C)} - T_{(70^{\circ}C)}) \cdot \Delta U}{100}\right) \cdot U_{MPP(25^{\circ}C)} \quad (5.8)$$

$U_{MPP(70^{\circ}C)}$ Nennspannung im Modul bei 70 °C in V

$U_{MPP(25^{\circ}C)}$ Nennspannung im Modul bei STC in V

ΔU prozentuelle Spannungsänderung in %/K

$T_{(25^{\circ}C)}$ Modultemperatur bei STC in °C

$T_{(70^{\circ}C)}$ maximale Modultemperatur in °C

$$n_{\min} = \frac{U_{WR,MPP,\min}}{U_{MPP(70^{\circ}C)}} \quad (5.9)$$

n_{\min} minimale Anzahl der Module in einem Strang in Stk

$U_{WR,MPP,\min}$ minimale Eingangsspannung des Wechselrichters im MPP in V

$U_{MPP(70^{\circ}C)}$ Nennspannung im Modul bei 70 °C in V

5.6.3 Maximale Anzahl der Stränge parallel

Die maximale Anzahl an Strängen, welche parallel verschaltet werden dürfen, ergibt sich daraus, dass der zulässige Eingangsstrom des Wechselrichters nicht überschritten werden darf. Diese Anzahl kann über Gleichung (5.10) berechnet

werden [5]. Verwendet wird für diese Berechnung der Kurzschlussstrom des Stranges. Dieser Kurzschlussstrom steigt mit der Temperatur und sollte auf eine Modultemperatur von 70°C bezogen werden. Da der Anstieg des Kurzschlussstromes mit der Temperatur sehr gering ist, kann dieser vernachlässigt werden.

$$n_{Str} \leq \frac{I_{WR,max}}{I_{K,Str}} \quad (5.10)$$

n_{Str}	Anzahl der Stränge in Stk
$I_{WR,max}$	zulässiger Eingangsstrom des Wechselrichters in A
$I_{K,Str}$	Kurzschlussstrom eines Strangs in A

5.6.4 Anzahl von Modulen in einem Strang unter Berücksichtigung des maximalen Wirkungsgrades

Der Wirkungsgrad des Wechselrichters ist abhängig von der Eingangsspannung. So wird von renommierten Wechselrichterherstellern ein Diagramm (Abbildung 5.8) zur Verfügung gestellt, auf dem der Zusammenhang zwischen Wirkungsgrad und Spannung ersichtlich ist. Es kann abgelesen werden, bei welcher MPP-Spannung der Wechselrichter den höchsten Wirkungsgrad aufweist. Natürlich macht es Sinn, die Anzahl der seriell verschalteten Module so zu wählen, dass der Wechselrichter im spannungsmäßig optimalen Bereich arbeitet. Dazu sollte die Spannung auf die durchschnittliche Modularbeitstemperatur (36°C) mit Gleichung (5.1) umgerechnet werden.

$$U_{MPP(36^{\circ}C)} = \left(1 - \frac{(T_{(25^{\circ}C)} - T_{(36^{\circ}C)}) \cdot \Delta U}{100}\right) \cdot U_{MPP(25^{\circ}C)} \quad (5.11)$$

$U_{MPP(36^{\circ}C)}$	Nennspannung im Modul bei 36 °C in V
$U_{MPP(25^{\circ}C)}$	Nennspannung im Modul bei STC in V
ΔU	prozentuelle Spannungsänderung in %/K
$T_{(25^{\circ}C)}$	Modultemperatur bei STC in °C
$T_{(36^{\circ}C)}$	mittlere Modularbeitstemperatur in °C

Mit Gleichung (5.12) kann in weiterer Folge die optimale Anzahl an Modulen in Reihe errechnet werden.

$$n_{opt} = \frac{U_{WR,opt}}{U_{MPP(36^{\circ}C)}} \quad (5.12)$$

n_{opt} optimale Anzahl der Module in einem Strang in Stk
 $U_{WR, opt}$ optimale Eingangsspannung des Wechselrichters in V
 $U_{MPP(36^\circ C)}$ Nennspannung im Modul bei 36°C in V

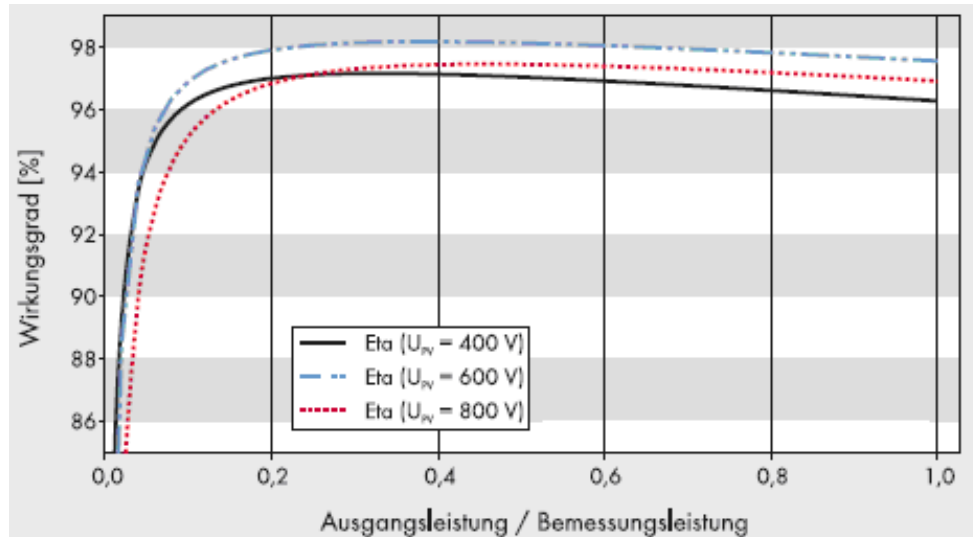


Abbildung 5.8 Wirkungsgrad des Wechselrichters *Sunny Tripower 17000TL* in Abhängigkeit der Modulspannung [21]

Anhand dieses Beispiels soll verdeutlicht werden, wie die Modulverschaltung angewendet wird. Verwendet wird der Wechselrichter *Sunny Tripower 17000TL* und Solarmodule der Firma *Solar Earth*.

Wechselrichter:

Max. DC-Leistung: 17410 W
 Max. Eingangsspannung: 1000 V
 Min. Eingangsspannung: 150 V
 Max. Eingangsstrom: 33 A

Modul:

Nennleistung (P_{mpp}): 250 W
 Nennspannung (U_{mpp}): 29,5 V
 Nennstrom (I_{mpp}): 8,47 A
 Leerlaufspannung (U_0): 37,0 V
 Kurzschlussstrom (I_K): 8,78 A
 Spannungsänderung ΔU : -0,32 %/K

Leerlaufspannung im Modul bei 10 °C:

$$U_{0(10^{\circ}\text{C})} = \left(1 - \frac{(T_{(25^{\circ}\text{C})} - T_{(10^{\circ}\text{C})}) \cdot \Delta U}{100}\right) \cdot U_{0(25^{\circ}\text{C})}$$

$$U_{0(10^{\circ}\text{C})} = \left(1 - \frac{(25^{\circ}\text{C} - 10^{\circ}\text{C}) \cdot (-0,32\%/K)}{100}\right) \cdot 37\text{V} = 38,78\text{V}$$

Maximale Anzahl von Modulen in einem Strang:

$$n_{\max} = \frac{U_{WR,\max}}{U_{0(10^{\circ}\text{C})}} = \frac{1000\text{V}}{38,78\text{V}} \approx 25\text{Module}$$

Nennspannung im Modul bei 70 °C:

$$U_{MPP(70^{\circ}\text{C})} = \left(1 - \frac{(T_{(25^{\circ}\text{C})} - T_{(70^{\circ}\text{C})}) \cdot \Delta U}{100}\right) \cdot U_{MPP(25^{\circ}\text{C})}$$

$$U_{MPP(70^{\circ}\text{C})} = \left(1 - \frac{(25^{\circ}\text{C} - 70^{\circ}\text{C}) \cdot (-0,32\%/K)}{100}\right) \cdot 29,5\text{V} = 25,25\text{V}$$

Minimale Anzahl von Modulen in einem Strang:

$$n_{\min} = \frac{U_{WR,MPP,\min}}{U_{MPP(70^{\circ}\text{C})}} = \frac{150\text{V}}{25,25\text{V}} \approx 6\text{Module}$$

Maximale Anzahl der Stränge parallel:

$$n_{Str} \leq \frac{I_{WR,\max}}{I_{K,Str}} = \frac{36\text{A}}{8,78\text{A}} \approx 4\text{Stränge}$$

In diesem Beispiel können zwischen 6 bis 25 Module in Serie und maximal vier Stränge parallel verschalten werden. Weiters wurde aus Abbildung 5.8 entnommen, dass der maximale Wirkungsgrad in allen Lastbereichen bei einer Nennspannung von 600 V erreicht wird. Mit der folgenden Berechnung wird versucht, die optimale Anzahl an Modulen in Reihe zu ermitteln.

Nennspannung im Modul bei 36 °C:

$$U_{MPP(36^{\circ}\text{C})} = \left(1 - \frac{(T_{(25^{\circ}\text{C})} - T_{(36^{\circ}\text{C})}) \cdot \Delta U}{100}\right) \cdot U_{MPP(25^{\circ}\text{C})}$$

$$U_{MPP(36^{\circ}\text{C})} = \left(1 - \frac{(25^{\circ}\text{C} - 36^{\circ}\text{C}) \cdot (-0,32\%/K)}{100}\right) \cdot 29,5\text{V} = 28,5\text{V}$$

Optimale Anzahl von Modulen in einem Strang:

$$n_{opt} = \frac{U_{WR,opt}}{U_{MPP(36^{\circ}\text{C})}} = \frac{600\text{V}}{28,5\text{V}} \approx 21\text{Module}$$

5.7 Leitungsdimensionierung

Die Leitungsdimensionierung in Kampala unterscheidet sich im Grundsätzlichen nicht von der in Österreich. Um aber die Verluste durch die Leitungen so gering wie möglich zu halten, sollte die Leistung so dimensioniert sein, dass der Spannungsabfall möglichst klein ist, da ein Spannungsabfall auch Energieverluste bedeutet. Als Richtwert wird von der Literatur [4] ein Spannungsabfall von 1% von der Nennspannung des Moduls unter STC-Bedingungen auf der Gleichstromseite empfohlen. Der Spannungsabfall von der Modulleitung (bzw. Strangleitung) und Gleichstromhauptleitung wird mit jeweils 1% unter STC-Bedingungen gerechnet, was eigentlich einen Spannungsabfall von 2% zu Folge hätte. Da wegen der Einstrahlungsverhältnisse der Strom fast immer kleiner ist als der Nennstrom (halber Nennstrom ist gleich ein Viertel der Verluste), ergeben die beiden Leitungen zusammen eine Jahresertragsminderung von unter 1%, auch in Kampala. Für die Wechselstromseite wird aus wirtschaftlichen Gründen ein Spannungsabfall von 3% empfohlen, da für die Dimensionierung des Mindestquerschnittes auch das Verhältnis von Strom und Spannungsabfall wichtig ist. Und bei der Photovoltaik ist üblicherweise die Spannung auf der Gleichstromseite höher als auf der Wechselstromseite, somit ist auch der Spannungsabfall höher, wodurch der Mindestquerschnitt kleiner gehalten wird. Grundsätzlich gibt es bei einer netzgekoppelten Anlage drei verschiedene Leitungen zu dimensionieren. Zur Berechnung der Mindestquerschnitte wurde jeweils die Formel laut Literatur [9] abgeändert.

Modul- oder Strangleitung: Diese Leitung verbindet die Module bzw. Stränge mit dem Generatoranschlusskasten. Weil diese meist im Außenbereich verlegt werden, ist darauf zu achten, dass UV-beständige Kabel verwendet werden. Die Mindestquerschnitte bei Modul- und Strangleitungen werden über die Gleichung (5.15) berechnet (für einen erlaubten Spannungsabfall von 1%). Zum besseren Verständnis wird kurz diese Formel hergeleitet. Jeder elektrische Leiter besitzt auch einen Widerstand, an dem Spannung abfällt. Dieser Spannungsabfall kann mit den Ohmschen Gesetz (5.1) errechnet werden.

$$U = R \cdot I \quad (5.13)$$

R	elektrische Widerstand des Leiters in Ω
I	Strom in A
U	Spannung in V

Der elektrische Widerstand eines Leiters ist durch Gleichung (5.1) definiert.

$$R = \frac{l}{A \cdot \kappa} \quad (5.14)$$

R	elektrische Widerstand des Leiters in Ω
A	Leiterquerschnitt in mm^2
l_{Str}	Leitungslänge (einfach) in m
κ	Leitfähigkeit in $\text{m}/(\Omega \cdot \text{mm}^2)$

Setzt man in die Gleichung (5.13) für den elektrischen Widerstand die Gleichung (5.14) ein, erhält man den Spannungsabfall dieses Leiters. Da der Spannungsabfall vorgegeben ist und der Mindestquerschnitt der Leitung gefragt ist, wird diese Gleichung umgeformt und mit dem Faktor 2 multipliziert (da Hin- und Rückleitung).

$$A_{Str} = \frac{2 \cdot l_{Str} \cdot I_{Str}}{0,01 \cdot U_{Str} \cdot \kappa} \quad (5.15)$$

A_{Str}	Leiterquerschnitt eines Stranges mit einem Spannungsabfall unter 1 % in mm^2
l_{Str}	Stranglänge (einfach) in m
I_{Str}	Strangstrom in A
U_{Str}	Strangspannung in V
κ	Leitfähigkeit in $\text{m}/(\Omega \cdot \text{mm}^2)$

Gleichstromhauptleitung: Wird meist innen verlegt und verbindet den Generatoranschlusskasten mit dem DC-Eingang des Wechselrichters. Der Mindestquerschnitt der Gleichstromhauptleitung wird über die Gleichung (5.16) berechnet (erlaubt einen Spannungsabfall von 1%).

$$A_{DC} = \frac{2 \cdot l_{DC} \cdot I_{n,DC}}{0,01 \cdot U_{n,DC} \cdot \kappa} \quad (5.16)$$

A_{DC}	Leiterquerschnitt der Gleichstromhauptleitung mit einem Spannungsabfall unter 1% in mm^2
l_{DC}	Leitungslänge der Gleichstromhauptleitung (einfach) in m
$I_{n,DC}$	Nennstrom des Generators in A
$U_{n,DC}$	Nennspannung des Generators in V
κ	Leitfähigkeit in $\text{m}/(\Omega \cdot \text{mm}^2)$

Wechselstromhauptleitung: Verbindet den AC-Ausgang des Wechselrichters mit dem Verteilungssystem. Bei der Wechselstromhauptleitung muss unterschieden werden, ob 1-phasig oder 3-phasig eingespeist wird. Bei einer 1-phasigen Einspeisung wird Gleichung (5.17) verwendet, bei einer 3-phasigen Einspeisung die Gleichung (5.18) (Beide für einen Spannungsabfall von 3%).

$$A_{AC(WS)} = \frac{2 \cdot l_{AC} \cdot I_{n,AC} \cdot \cos \varphi}{0,03 \cdot U_{n,AC} \cdot \kappa} \quad (5.17)$$

$A_{AC(WS)}$ Leiterquerschnitt der Wechselstromhauptleitung (1-phasig) mit einem Spannungsabfall unter 1% in mm²

l_{AC} Leitungslänge der Wechselstromhauptleitung einfach in m

$I_{n,AC}$ Nennstrom des Wechselrichters in A

$U_{n,AC}$ Netzspannung in V

$\cos \varphi$ Leistungsfaktor

κ Leitfähigkeit in m/($\Omega \cdot \text{mm}^2$)

$$A_{AC(DS)} = \frac{1,732 \cdot l_{AC} \cdot I_{n,AC} \cdot \cos \varphi}{0,03 \cdot U_{n,AC} \cdot \kappa} \quad (5.18)$$

$A_{AC(DS)}$ Leiterquerschnitt der Wechselstromhauptleitung (3-phasig) mit einem Spannungsabfall unter 1 % in mm²

l_{AC} Leitungslänge der Wechselstromhauptleitung einfach in m

$I_{n,AC}$ Nennstrom des Wechselrichters in A

$U_{n,AC}$ Netzspannung in V

$\cos \varphi$ Leistungsfaktor

κ Leitfähigkeit in m/($\Omega \cdot \text{mm}^2$)

5.8 Ertragsprognose mit PV- Sol und Amortisationszeitraum

Um die Amortisationszeit für eine Anlage in Kampala herauszufinden, wurde mittels Simulationsprogramm PV-Sol eine Anlage simuliert. Es wird eine 80 kWp Anlage für das *Lubaga Hospital* realisiert. Um diese leichter durch Spendengelder realisieren zu können, wird die Anlage stückweise errichtet. Die erste Anlage hat eine Größe von 15,75 KWp. Verwendet wird dafür ein SMA-Wechselrichter *Sunny Tripower 17000TL* und die Module von *Sun Earth* mit einer Leistung von 250 Wp. Die Module werden in einem Neigungswinkel von 12° aufgestellt (damit der Selbstreinigungseffekt eintritt) und auf das Dach der *Maternity* montiert, welches eine Ausrichtung hat, die -116° von Süden abweicht. Es werden 21 Module zu einem Strang zusammengefasst und 3 Stränge je Wechselrichter parallel geschaltet.

5.8.1 Ertragsprognose

Das Simulationsprogramm PV- Sol besitzt eine umfangreiche, ständig aktualisierte Datenbank mit den technischen Daten nahezu aller Modultypen und Wechselrichter die auf dem Markt zu finden sind. Darüber hinaus besitzt es auch Klimadaten für die meisten Teile dieser Erde. In den nachfolgenden Schritten wird die Vorgehensweise zur Erstellung einer Ertragssimulation beschrieben.

- 1. Auswahl des Anlagentyps:** Es wurde eine netzgekoppelte Anlage mit Volleinspeisung gewählt. Die Volleinspeisung wurde deshalb gewählt, weil nur der Ertrag der Anlage in diesem Punkt von Bedeutung ist.
- 2. Definieren des Standortes:** Es wurde der Standort Kampala / Uganda gewählt
- 3. Eingabe der Komponenten und anlagenrelevante Einstellungen:** Es wurden die Komponenten, die richtige Verschaltungs- und Aufstellart ausgewählt, sowie Azimut und Neigungswinkel eingegeben. Das Programm überprüft automatisch, ob die eingegebene Konfiguration mit dem ausgewählten Wechselrichter kompatibel ist.
- 4. Verluste:** Neben den Verlusten durch Verschattung müssen noch weitere Verluste abgeschätzt und eingegeben werden. Hierzu zählen:
 - Abweichung vom Standardspektrum AM 1,5
 - Mismatch Verluste
 - Verlust durch die Diode (Bypassdioden der Module)
 - Verluste durch Verschmutzung

Weiters werden Leitungslänge und Querschnitt eingegeben und der resultierende Verlust daraus berechnet.

- 5. Ergebnisse:** Nach der Eingabe erhält man von PV- Sol den zu erwartenden Ertrag und Daten zur Analyse der PV- Anlage (Abbildung 5.9).

Jahresenergiebilanz			
Generator Bruttofläche:	102,62 m ²	Generator Leistung:	15,75 kW
Generator Bezugsfläche:	102,89 m ²		
PV-Generator Einstrahlung	179.795,8 kWh		
PV-Gen. erzeugte Energie (wechselstromseitig)	22.250,7 kWh		
Netz, Einspeisung	22.250,7 kWh		
Netz Bezug	13,0 kWh		
Systemnutzungsgrad	12,4 %		
Performance Ratio (Anlagennutzungsgrad)	80,8 %		
Spez. Jahresertrag	1.411,9 kWh/kWp		
PV-Generator Nutzungsgrad	12,8 %		
Wechselrichter Nutzungsgrad	97,1 %		

Abbildung 5.9 Jahresbilanz der PV-Anlage, Screenshot aus PV-Sol [3]

Wichtig bei der Bewertung von Anlagen ist die *Performance Ratio*, der Anlagennutzungsgrad. Dieser Wert beinhaltet alle Anlagenverluste und zeigt auf, wie effizient eine Anlage geplant wurde. Hierbei ist darauf zu achten, dass nur Anlagen mit demselben Standort miteinander verglichen werden können. So hat zum Beispiel die gleiche Anlage in Österreich bei optimaler Ausrichtung und Neigung eine *Performance Ratio* von 83,1%. Die Anlage in Kampala hingegen schafft nur eine *Performance Ratio* von 80,8%, da die durchschnittliche Temperatur gegenüber einem österreichischen Standort höher ist, vergrößern sich auch die Verluste durch Erwärmung der Module. Doch ist der Ertrag der Anlage in Kampala mit 22.250 kWh/a um mehr als 37% höher als bei der gleichen Anlage in Österreich.

5.8.2 Amortisationszeitraum

Als Amortisationszeit wird der Zeitraum bezeichnet, in dem die Photovoltaikanlage die Investitionskosten durch die Erlöse aus der Stromproduktion ausgeglichen hat. Um die Amortisationszeit überschlägig zu berechnen, wird die Summe der Investitionskosten inklusive Nebenkosten durch die Summe der Erträge dividiert. Das Ergebnis ist die Amortisationszeit der Photovoltaikanlage in Jahren.

Um die Amortisationszeit einer Anlage in Kampala zu ermitteln ist es notwendig, alle relevanten Kosten zu ermitteln. In dieser Arbeit werden nur Bauteile berücksichtigt, die am europäischen Markt erhältlich sind und der Transport von Österreich nach Kampala wird in die Kosten miteinbezogen. Durch die enge Verbindung zwischen

Uganda und Österreich ist es Hilfsorganisationen möglich zollfrei zu importieren. Zu berücksichtigen ist, dass in Uganda die Lohnkosten um ein Vielfaches niedriger sind als in Österreich. Um diese Kosten abzuschätzen, wurde der Mitarbeiter der Firma BBM, *Norbert Demmelbauer* befragt. Er ist seit ca. 15 Jahren der technische Leiter diverser Infrastruktur-Entwicklungsprojekte in Ostafrika. Aufgrund der Abschätzung von *Norbert Demmelbauer* wurde Tabelle 5.7 erstellt.

Tabelle 5.7 Kostenschätzungen Norbert Demmelbauer

Kostenfaktor	Kosten in €/kWp	Anmerkung
Transport + Verpackung Kristalline Module	240	Transport Österreich Kampala
Transport + Verpackung Dünnschichtmodule	400	Transport Österreich Kampala
Lohnkosten	80	Schlüsselfertige Montage

Anhand eines Kostenvoranschlage für eine 40 kWp Anlage betragen die Materialkosten pro kWp rund 1190 € (Inkl. MWst). Für die schlüsselfertige Aufstellung einer Anlage in Uganda werden noch die Preise für Transport und Lohnkosten dazu addiert und man erhält einen Preis von 1510 € pro kWp.

Es wird empfohlen die jährlichen Nebenkosten für Wartung und Betrieb mit 2% der Anschaffungskosten zu kalkulieren [17]. Diese Kosten beinhalten Rücklagen für eventuelle Reparaturen und möglicherweise den Austausch von defekten Geräten (durchschnittliche Lebensdauer eines Wechselrichters ist 10 Jahre).

Eine 15,75 kWp Anlage mit den oben genannten Komponenten produziert in einem Jahr rund 22250 kWh. Zwischen 6:00 bis 18:00 beträgt der Tarif des lokalen EVU 0,176 €/kWh. Der Geldbetrag, den die Photovoltaik in einem Jahr erwirtschaftet, beträgt in diesem Fall 3916 €. Die PV Module sind über die Zeit von Degeneration und Verschleiß betroffen und auch dieser Faktor muss in die Wirtschaftlichkeitsrechnung mit einbezogen werden. Üblicherweise wird vom Modulhersteller garantiert, dass das Modul nach einer Laufzeit von 25 Jahren noch über 80% der Nennleistung verfügt.

Werden die Gesamtinvestitionskosten der Anlage von rund 23783 € durch die Jahreserträge abzüglich Nebenkosten dividiert, ergibt sich für das Beispiel *Lubaga Hospital* eine Amortisationszeit von 7 bis 8 Jahren.

6 AUSLEGUNG DER INSELANLAGEN UNTER BERÜCKSICHTIGUNG DER VERSORGUNGSSICHERHEIT

Das Kapitel soll ein Auslegungsverfahren für eine Inselanlage beschreiben, bei dem eine Versorgungssicherheit von annähernd 1 gewährleistet ist. Als erstes werden kurz die Systemkomponenten beschrieben, in weiterer Folge wird eine Berechnungsmethodik beschrieben, um Batterien und PV- Generator auszulegen.

6.1 Beschreibung der Komponenten

Die Komponenten einer Inselanlage werden im Vergleich zu netzgekoppelten Anlagen um zwei Bauteile erweitert, die Batterie und der Laderegler. Weiters wird statt einem netzgekoppelten ein Inselwechselrichter verwendet. Die Auswahl dieser Komponenten unterscheidet sich nur unwesentlich von der Auswahl selbiger Komponenten in Österreich, es ist hauptsächlich darauf zu achten, dass die Komponenten den Klimabedingungen standhalten.

6.1.1 Batterie

Batterien dienen dazu, die erzeugte Energie zu speichern und bei Gebrauch wieder abzugeben. Es existieren die unterschiedlichsten Arten von Akkumulatoren, wie Nickel-Cadmium, Nickel-Metallhydrid und Lithium-Ionen Akkus. Für Anwendungen in der Photovoltaik sind Bleiakkumulatoren üblich, da es sich um eine ausgereifte Technik handelt, die aufgrund der Massenproduktion ein gutes Preis-Leistungs-Verhältnis vorweisen kann. Ein Bleiakku besteht aus mehreren Zellen, wobei eine Zelle eine Nennspannung von 2 Volt besitzt. Übliche Spannungen von diesen Batterien sind 12 V (6 Zellen in Serien geschaltet) und 24 V (12 Zellen in Serie geschaltet). Bei großen Anlagen werden aufgrund der leichteren Handhabung meist 2 V Batterien verwendet, die dann nach Bedarf seriell und parallel verschaltet werden [5].

Die Batterie besteht aus einem Gefäß, welches mit einer verdünnten Schwefelsäure (H_2SO_4) gefüllt ist, in der zwei Plattensätze eingetaucht sind. Der den Minuspol bildende Plattensatz besteht im geladenen Zustand aus Blei (Pb), der den Pluspol bildenden Plattensatz aus Bleioxid (PbO_2). Zwischen den Plattensätzen befindet sich ein Trennmaterial, welches die Plattensätze trennt und mechanisch schützt, ohne den Säureaustausch zu behindern (Abbildung 6.1). Wird einer Batterie Strom entnommen, wird Blei zu Pb^{2+} oxidiert und Bleioxid zu Pb^{2+} reduziert. Die Pb^{2+} -Ionen reagieren mit den Säure-Ionen SO_4^{2-} zu PbSO_4 , welches sich am Boden oder den Platten ansetzt. Durch diesen Vorgang sinkt die Säurekonzentration der Flüssigkeit, dementsprechend kann über die Ermittlung der Säurekonzentration der Ladezustand bestimmt werden. Durch das Laden der Batterie wird dieser Prozess wieder umgekehrt. Dieser Umkehrprozess wird nicht komplett reversibel vollzogen, da nicht wieder alle Bleisulfate aufgelöst werden können. Durch diesen Entlade-Lade-Zyklus erleidet der Akku eine Kapazitätsschwächung. Es gilt, je vollständiger die Entladung des Akkus war, desto größer die Kapazitätsschwächung. Sie ist bei einer kleinen

Energieentnahmemenge relativ klein. Daher gilt, dass die Lebensdauer der Batterie sich erhöht, wenn man die Batterie weniger tief entlädt. Die Literatur [8] empfiehlt eine Entladetiefe D von 33% (wenn vom Hersteller angegebenen Daten nicht vorhanden sind) [5].

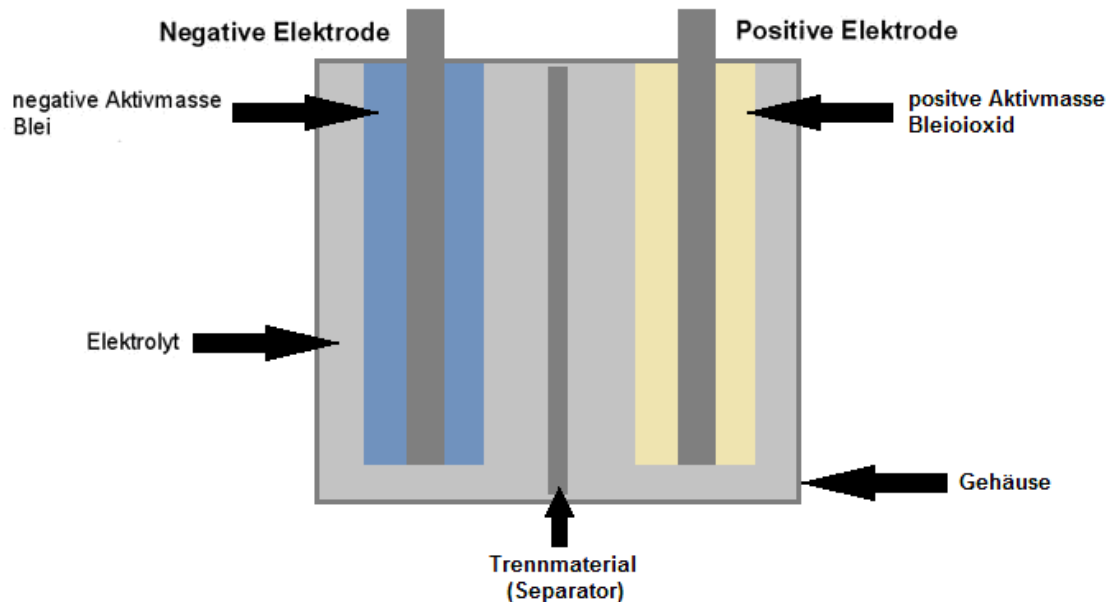


Abbildung 6.1 Aufbau eines Bleiakкумуляtors

Bleiakkus erhält man in den verschiedensten Bauarten:

- Blei-Gitterplatten-Akkumulatoren
- Blei-Gel-Akkumulatoren
- Panzerplatten-Akkumulatoren
- -geschlossene OPzS Akkus (flüssiges Elektrolyt)
- -verschlossene OPzV Akkus (gelartiges Elektrolyt)
- Blockbatterien

Blei-Gitterplatten-Akkumulatoren (Solarakkumulator) sind aufgrund der relativ geringen Kosten für Photovoltaik Anwendungen am weitesten verbreitet. Solarakkumulatoren unterscheiden sich in ihrem inneren Aufbau von anderen Bleiakкумуляtoren. Im Vergleich zur bekannten Bleisäurebatterie (meist verwendet als Starterbatterie in Autos) besitzt der Solarakkumulator dickere und härtere Platten, was zur Erhöhung der Zyklenfestigkeit beiträgt. Weiters wird durch den geringeren Säuregehalt die Eigenkorrosion verringert, was sich auch positiv auf die Zyklenfestigkeit auswirkt. Das verwenden von Starterbatterien als Speicher für Insellösung ist nicht empfehlenswert, da diese nach wenigen Tagen bei einer Entnahmetiefe von 50% unbrauchbar werden würden. Sie können nur verwendet

werden, wenn die Entladetief auf 10% begrenzt wird, was sich negativ auf die verfügbare Kapazität auswirkt [5].

Beim Errichten eines wartungsarmen Batteriesystems ist es zu empfehlen, Blei-Gel-Akkumulatoren oder verschlossene OPzV Akkus zu verwenden, bei Verwendung dieser Batterieart sollte besonders beachtet werden, dass diese besonderes empfindlich gegenüber Überladung sind. Eine Abhilfe liefert hierbei der Einsatz eines Ladereglers.

Für den wirtschaftlichen Betrieb von Batteriesystemen in Photovoltaik Insellösungen ist die Lebensdauer von großer Bedeutung. Um diese abschätzen zu können, wird die Zyklenfestigkeit Z der Batterien benötigt. Diese definiert die Anzahl der vollständigen Lade- bzw. Entlade- Zyklen, die eine Batterie durchlaufen kann, bis die aktuelle Kapazität nur noch 80% der Nennkapazität entspricht. Mit der Entladetiefe und der Zyklenfestigkeit können die Teilzyklen und somit die Lebensdauer in Jahren einer Batterie (bei einer täglichen Entnahme) mit Hilfe der Gleichung (6.1) abgeschätzt werden.

$$Lebensdauer = \frac{Zyklenfestigkeit}{Entladetiefe \cdot 365} \quad (\text{in a}) \quad (6.1)$$

Je nach Bauart und Qualität der Batterie kann die Zyklenfestigkeit in Bereich von 300 bis 1200 liegen [8] was bei täglicher Verwendung einer Lebensdauer von 2,5 bis 10 Jahre (bei einer maximalen Entladetiefe von 33%) entspricht.

6.1.2 Laderegler

Die Hauptaufgabe eines Ladereglers besteht darin, durch Verhindern von Überladung und Tiefentladung die Batterie vor vorzeitiger Zerstörung zu schützen. Grundsätzlich wird zwischen zwei Typen unterschieden, dem Serienregler und dem Parallelregler.

Serienregler: Dieser Regler besitzt zwei Schaltkontakte (Abbildung 6.2). Der erste Schaltkontakt S1 trennt beim Erreichen der Ladeschlussspannung den Generator von der Batterie. Beim Absinken der Batteriespannung wird der Generator wieder zugeschaltet. Der Schaltkontakt S2 trennt beim Erreichen der eingestellten Entladeschlussspannung den Verbraucher von der Batterie. Die eingebaute Diode verhindert den Rückstrom zum PV-Generator, wenn die Spannung des Generators kleiner ist als die des Batteriesystems.

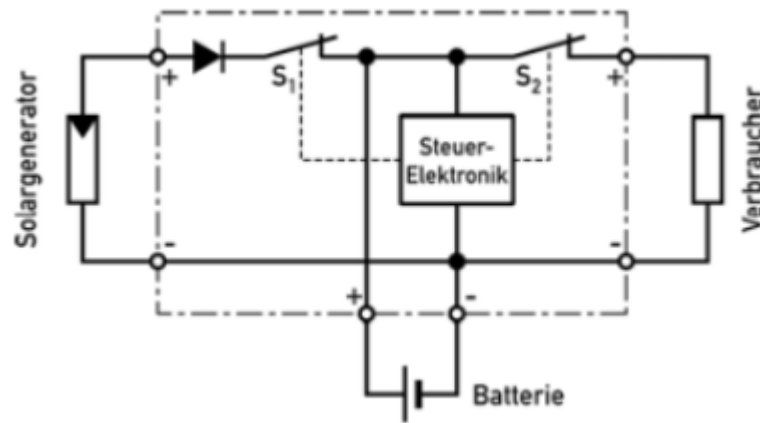


Abbildung 6.2 Schaltprinzip eines Serienreglers [8]

Parallelregler: Dieser Regler besitzt ebenfalls zwei Schaltkontakte. Einer dieser Kontakte ist allerdings parallel zum PV Generator verschaltet (Abbildung 6.3). So wird beim Erreichen der Ladeschlussspannung der Generator kurzgeschlossen (Schaltkontakt S1) und so die Batterie vor Überladung geschützt. Der Kurzschlussstrom, der nun über den Generator fließt, stellt keine Gefahr dar, er wird von den Solarzellen in Wärme umgewandelt. Wie beim Serienregler dient der Schaltkontakt S2 zur Entkopplung des Verbrauchers und der Diode zum Schutz des Generators. Es werden häufig Parallelregler für die Realisierung von Inselanlagen gewählt, da bei diesen nicht wie beim Serienregler Leistungsverluste längs des Schaltkontaktes S1 auftreten [8].

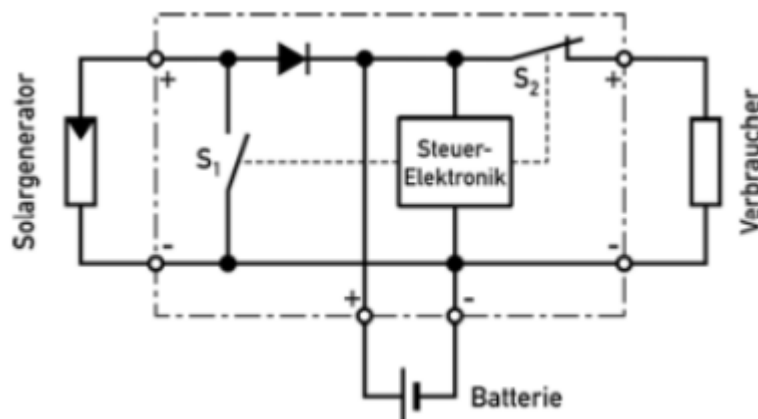


Abbildung 6.3 Schaltprinzip eines Parallelreglers [8]

Um den Anpassungswirkungsgrad zu erhöhen, wird wie beim Wechselrichter ein DC/DC Wandler auf der Generator Eingangsseite des Ladereglers eingebaut, um den MPP- Punkt einzuregeln.

6.2 Auslegung der Systemkomponenten

In diesem Abschnitt wird ein Auslegungsverfahren für eine Inselanlage in Kampala beschreiben. Bei Inselanlagen für Krankenhäuser ist die Effizienz nicht mehr der wichtigste Auslegungsfaktor, sondern es muss zusätzlich besonderes Augenmerk auf die Verfügbarkeit gelegt werden. Es wird die Auslegung der Batterie beschrieben und wie sich die Verfügbarkeit in Abhängigkeit zur Anlagengröße verhält. Dafür ist es notwendig, den Mittelwert der täglichen Globalenstrahlung \bar{G} über einen Zeitraum von n Tagen zu berechnen. Hierfür werden die Tageseinstrahlwerte G_i benötigt, welche dem Klimadatensatz von PV-Sol entnommen und auf die Gleichung (6.2) [8] angewendet wurden.

$$\bar{G} = \frac{\sum_{i=1}^n G_i}{n} \quad (6.2)$$

\bar{G} Mittelwert der täglichen Globalenstrahlung über einen Zeitraum von n Tagen in Wh/(m².d)

G_i Tageseinstrahlwerte in Wh/(m².d)

n Anzahl der Tage

Und mit der Gleichung (6.3) wird die Standardabweichung ermittelt [8].

$$\sigma = \sqrt{\frac{(\sum_{i=1}^n G_i^2 - n \cdot \bar{G}^2)}{n-1}} \quad (6.3)$$

σ Standardabweichung in Wh/(m².d)

\bar{G} Mittelwert der täglichen Globalenstrahlung über einen Zeitraum in Wh/(m².d)

G_i Tageseinstrahlwerte in Wh/(m².d)

n Anzahl der Tage

Bei einem Betrachtungszeitraum von einem Jahr ($n = 365$) erhält man eine \bar{G} von 4,82 kWh/(m².d) und ein Standardabweichung σ von 1,98 kWh/(m².d)

Weiters gilt es den Tagesenergieverbrauch W_d zu ermitteln. Hierfür müssen die Leistungen der Geräte aufgenommen werden und die Betriebszeiten abgeschätzt werden. Zur Verdeutlichung wird beispielhaft auf Tabelle 6.1 verwiesen, in der die

Energieabschätzung einer kleinen Gesundheitsstation des *Lubaga Hospitals* darstellt ist.

Tabelle 6.1 Tagesenergieverbrauch einer Gesundheitsstation

Verbraucher	Anzahl in Stk	Nennleistung in W	Betriebszeit in h	Energieverbrauch in Wh
LED Lampe	20	10	7	1400
Ultraschallgerät	1	300	2	600
Computersystem	2	200	4	1600
Untersuchungslampe	1	100	4	400
Autoklav	1	2000	2	4000
Waschmaschine	1	2000	1	2000
SUMME				10000

Unter der Annahme, dass die Energie nur nachts verbraucht wird (schlechtester Fall) kann mit dem Tagesenergieverbrauch und der Systemspannung U_N die Nennkapazität der Batterien C_N berechnet werden. Der Autonomiefaktor A_F beschreibt, wie viele Tage die Batterie die Verbraucher versorgen kann, ohne nachgeladen zu werden. Da die Kapazität der Batterien fast linear zu den Investitionskosten ist, ist es wichtig, einen geeigneten A_F zu wählen. Zur Berechnung der Kapazität wird nun Gleichung (6.4) angewendet [4].

$$C_N = \frac{A_F \cdot W_d}{U_N} \quad (6.4)$$

C_N	Kapazität in Ah
A_F	Autonomiefaktor
W_d	Tagesenergieverbrauch in Wh
U_N	Systemspannung in V

Zum Errechnen der Anlagengröße wird Gleichung (7.5) verwendet [8]. Dabei ist es wichtig, die reellen Wirkungsgrade mit einzubeziehen. Der reale Gesamtwirkungsgrad wird als Performance Ratio PR bezeichnet. Er setzt sich zusammen aus der Performance Ratio PR_0 der Module (Silizium Module in tropischen Klima $PR_0 = 0,83$) und dem Produkt aller Teilwirkungsgrade (Laderegler, Batterien, Wechselrichter, Leistungen).

$$P_{pk} = \frac{E_o \cdot W_d}{G_{\dim} \cdot PR} \quad (7.5)$$

P_{pk}	Peak-Leistung der PV-Anlage in Wp
E_o	Bestrahlungsstärke bei STC, 1000 W/m ²
W_d	Tagesverbrauch in Wh
G_{dim}	Dimensionierungs-Einstrahlung in Wh/m ²
PR	Performance Ratio in %

Für diese Berechnung muss zuerst eine Dimensionierungs-Einstrahlung G_{dim} definiert werden. Die Dimensionierungs-Einstrahlung G_{dim} beschreibt welche spezifische Tageseinstrahlung mindestens nötig ist um den täglichen Energiebedarf zu decken. Liegt die spezifische Tageseinstrahlung unter G_{dim} wird der Energieverbrauch dieses Tages nicht gedeckt. Das Verhältnis von spezifischer Tageseinstrahlung zu G_{dim} wird für jeden Tag gebildet (maximal 100%) und aufsummiert. Dividiert man dann diesen Wert durch die Anzahl der Tage, erhält man die mittlere Verfügbarkeit. Entspricht nun G_{dim} dem Mittelwert der täglichen Globaleinstrahlung \bar{G} , erhält man eine mittlere Verfügbarkeit von 83%. Erhöht man die Dimensionierungs-Einstrahlung G_{dim} so verschlechtert sich die Verfügbarkeit. Verkleinert man G_{dim} , so verbessert sich die Verfügbarkeit. Der Zusammenhang von mittlerer Verfügbarkeit und G_{dim} für den Standort Kampala über ein Jahr ist in Abbildung 6.4 ersichtlich.

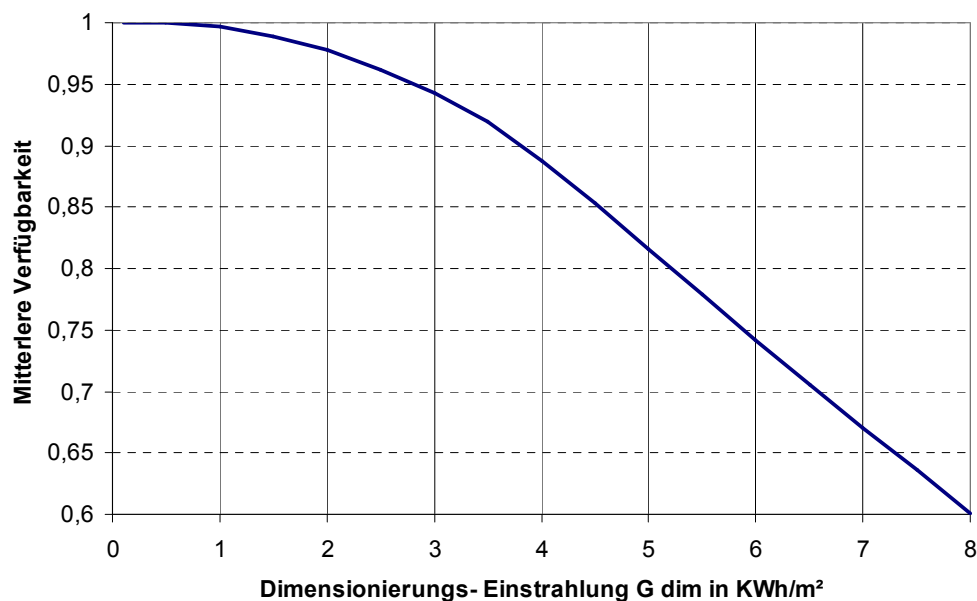


Abbildung 6.4 Zusammenhang von Dimensionierungs-Einstrahlung und mittlerer Verfügbarkeit

Durch die Erhöhung des Autonomiefaktors kann, bei einer gleichbleibenden mittleren Verfügbarkeit, die Dimensionierungs-Einstrahlung größer gewählt werden und so die Größe der Photovoltaikanlage verkleinert werden. Um den Zusammenhang zwischen mittlerer Verfügbarkeit und Dimensionierungs-Einstrahlung in Abhängigkeit des Autonomiefaktors zu zeigen, wurde der Algorithmus nach Abbildung 6.5 angewandt.

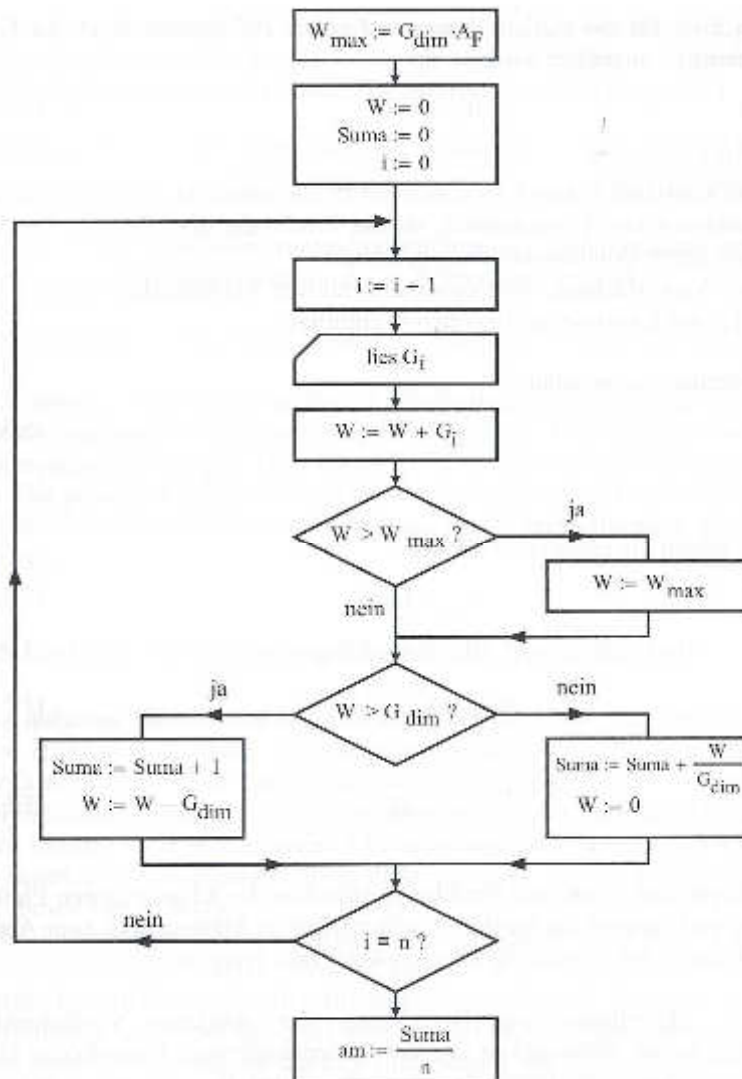


Abbildung 6.5 Algorithmus zum Ermitteln der mittleren Verfügbarkeit in Abhängigkeit vom Autonomiefaktors [8]

Das Verhältnis der Dimensionierungseinstrahlung zu mittlerer Verfügbarkeit in Abhängigkeit des Autonomiefaktors ist für den Standort Kampala in Abbildung 6.6 zu sehen.

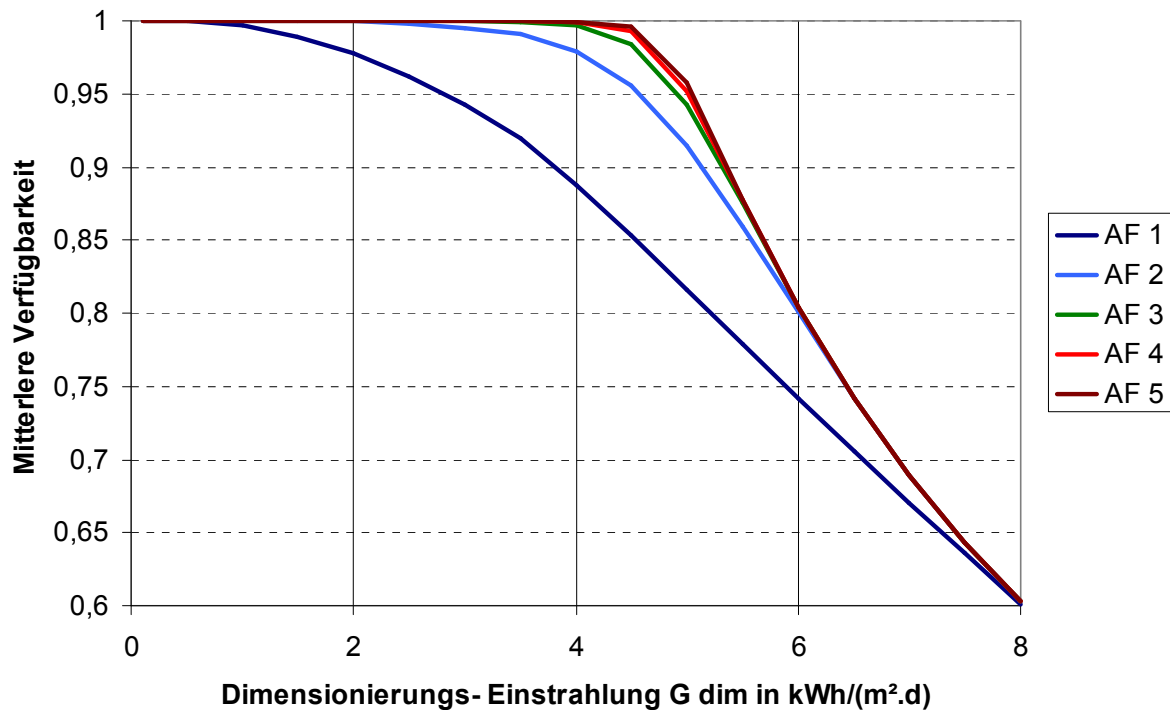


Abbildung 6.6 Verhältnis Dimensionierungseinstrahlung zu mittlerer Verfügbarkeit in Abhängigkeit des Autonomiefaktors

In diesem Diagramm ist zu sehen, dass durch ein Erhöhen der Batteriekapazität von $AF = 1$ auf $AF = 2$ die Größe der Photovoltaikanlage stark reduziert werden kann. Ab $AF > 3$ hat eine Änderung von AF fast keine Auswirkungen mehr auf die Dimensionierungs-Einstrahlung.

In einer kleinen Gesundheitsstation, welche vom *Lubaga Hospitals* verwaltet wird, aber sich in einem weniger entwickelten Stadtteil Kampalas befindet, soll eine Photovoltaik Inselanlage errichtet werden. Die Hauptbedingung ist eine Versorgungssicherheit von nahezu 1 (mittlere Verfügbarkeit nahe zu 1). Der tägliche Energieverbrauch beträgt 10 kWh. Die technischen Daten sind:

Module (polykristallin)

Peak Leistung (P_{MPP}): 200 W

Nennspannung (U_{MPP}): 29 V

Batteriesystem

Nennspannung (U_N): 12 V

Autonomiefaktor (AF): 3

Ladewirkungsgrad (η_{Bat}): 0,8

Laderegler

Wirkungsgrad (η_{LR}):	0,94
<u>Wechselrichter</u>	
Nennleistung (P_{WR}):	5 kW
Netzspannung (U_{NETZ}):	230 V
Netzfrequenz (f):	50 HZ
Wirkungsgrad (η_{WR}):	0,96
<u>Netz</u>	
Netzverluste (η_{NETZ}):	0,95

Berechnen der Nennkapazität:

$$C_N = \frac{A_F \cdot W_d}{U_N} = \frac{3 \cdot 10 \text{ kWh}}{48 \text{ V}} = 625 \text{ Ah}$$

Um eine Batteriespannung von 48 V zu erreichen, müssen 24 Batterien (Nennspannung 2 V, Kapazität 690 Ah) in Serie geschaltet werden.

Berechnen der Peak Leistung:

Zur Berechnung der Peak Leistung muss aus Abbildung 6.6 eine Dimensionierungseinstrahlung mit einem Autonomiefaktor von 3 gewählt werden, bei dem eine mittlere Verfügbarkeit von 1 gerade noch erreicht wird. In diesem konkreten Fall beträgt die Dimensionierungseinstrahlung 3,3 kWh/m². Weiters müssen neben der Performance PR_{0Si} der Module (Silizium Module in tropischen Klima $PR_0 = 0,83$) auch noch 4 Wirkungsgrade berücksichtigt werden:

- Ladereglerwirkungsgrad η_{LR} (inklusive Anpassungswirkungsgrad)
- Ladewirkungsgrad η_{Bat} der Batterien
- Wechselrichterwirkungsgrad η_{WR}
- Netzverluste η_{NETZ}

So erfolgt die Berechnung in diesem konkreten Beispiel:

$$P_{pk} = \frac{E_o \cdot W_d}{G_{\text{dim}} \cdot PR_{0Si} \cdot \eta_{WR} \cdot \eta_{LR} \cdot \eta_{Bat} \cdot \eta_{NETZ}} = \frac{1000 \text{ W} / \text{m}^2 \cdot 10 \text{ kWh}}{3,3 \text{ kWh} / \text{m}^2 \cdot 0,83 \cdot 0,96 \cdot 0,94 \cdot 0,8 \cdot 0,95} = 5,4 \text{ kWp}$$

Ein Modul hat eine Leistung von 200 W. Um eine Anlagenleistung 5,4 kWp zu erreichen werden 27 Module benötigt.

Betrachtung von Alternativen:

Bei einem Autonomiefaktor von 3 muss eine 5,4 kWp PV-Anlage errichtet werden um die täglich benötigte Energie von 10 kWh zu erwirtschaften und eine Versorgungssicherheit von nahezu 1 zu gewährleisten. Verkleinert man den Autonomiefaktor und somit die Akkukapazität, so muss die PV-Anlage vergrößert werden um dieselbe Verfügbarkeit zu gewährleisten. Wählt man beispielsweise einen Autonomiefaktor von 2 statt 3, sinkt die benötigte Akku Kapazität um 1/3. Die Dimensionierungs-Einstrahlung laut Abbildung 6.6 muss nun bei der gleichen mittleren Verfügbarkeit kleiner gewählt werden. Bei einem Autonomiefaktor von 2 muss die PV-Anlage eine Größe von 8,5 kWp haben, bei einem Autonomiefaktor von 1 muss die Peak-Leistung mindestens 23,8 kWp entsprechen.

7 ZUSAMMENFASSUNG

Mit 4,82 kWh/(m².d) ist die mittlere Tageseinstrahlung in Kampala (Uganda) fast doppelte so hoch wie in Österreich. Die Differenz der Monatseinstrahlung beträgt nicht mehr als 27 kWh/(m².Monat). Diese Bedingungen sind ideal für die Errichtung von Photovoltaikanlagen. In dieser Arbeit wurde diskutiert, worauf bei der Planung von Anlagen in Kampala zu achten ist. Bei netzgekoppelten Anlagen wurde der Schwerpunkt auf die effiziente Errichtung und die Verwendung von Qualitätsware aus Europa gelegt. Bei Inselanlagen wurde das Verhältnis von Batteriekapazität und PV-Anlagengröße in Hinblick auf die Versorgungssicherheit untersucht.

Mittels des Simulationsprogramms PVGIS wurde untersucht, welche Modulart die wenigsten Verluste bei ugandischen Klimabedingungen aufweist. Es wurden kristalline und Dünnschicht Module (Cadmium-Tellurit und Kupfer Indium-Diselenid) miteinander verglichen. Das Ergebnis war, dass Cadmium-Tellurit-Module durchschnittlich 53 % weniger Verluste aufweisen als kristalline Module. Dennoch ist es anzuraten, kristalline Module zu verwenden. Gründe dafür sind die Marktreife und Verfügbarkeit von kristallinen Modulen, und die Tatsache dass sich durch den schlechteren Wirkungsgrad von Dünnschichtmodule bei gleicher Anlagenleistung das Transportvolumen stark erhöht.

Die theoretisch optimale Modulneigung in Kampala ist fast horizontal. Bei der Ausrichtung der Module sind die Verluste bis zu einem Neigungswinkel von 6° in alle Himmelsrichtungen unter 1%. Da die Module aber wegen des Selbstreinigungseffektes einen Neigungswinkel von mindestens 12° haben sollten, liegt hierfür der optimale Azimutwinkel zwischen -35° und -120°.

Da sich Uganda in der Nähe des Äquators befindet, sind besonders Schattenbildende Objekte in Osten und Westen zu vermeiden. Es kann näherungsweise gesagt werden, dass mit keiner Verschattung zu rechnen ist wenn im Norden oder Süden liegende Objekte nicht höher als 2,29-mal der Abstand zum Modul sind.

In Kampala und ganz Uganda gibt es keine Möglichkeit den Strom in das nationale Stromnetz einzuspeisen und diesen auch vergütet zu bekommen. Es ist auch keine Einspeisevergütung in den nächsten Jahren geplant. Dies ist beim Bestimmen der Anlagengröße zu berücksichtigen. So soll die Ertragskurve der Photovoltaikanlage unter der des Lastprofils des betrachteten Objekts liegen, um keine Energie zu verschenken.

Bei der Auswahl des Wechselrichters ist, wie in Österreich auch, auf den richtigen Verwendungszweck und auf einen hohen Wirkungsgrad zu achten. Der Wechselrichter muss für eine Umgebungstemperatur von 10°C bis 35°C geeignet sein und einer relativen Feuchte von bis zu 100% (nicht kondensierend) standhalten. In fast allen Krankenhäusern werden Generatoren für den Notstrombetrieb verwendet. Diese weisen große Frequenzschwankungen auf, in diesem Fall ist darauf zu achten, dass der Wechselrichter bei diesen Schwankungen nicht abschaltet. Da die auftretende Strahlungsintensität in Kampala wesentlich größer ist als in Österreich, sollte bei optimaler Ausrichtung der Wechselrichter größer gewählt werden als der PV-Generator, um Ertragsverluste zu verhindern.

Um zu ermitteln wie die Module, je nach Wechselrichter, verschaltet werden müssen ist es notwendig, die Spannungen auf die jeweilige Modulgrenztemperatur umzurechnen. Zum Ermitteln dieser Temperaturgrenzwerte wurde die Zellen-Nennbetriebstemperatur (NOCT) für jede Stunde über ein ganzes Jahr auf die Modultemperatur umgerechnet. Die so errechneten auftretenden Modultemperaturen liegen zwischen 10°C (relevant für Leerlaufspannung zum Errechnen der Maximalanzahl der Module in einem Strang) und 70°C (für MPP-Spannung zum Errechnen der Minimalanzahl der Module in einem Strang). Die durchschnittliche Arbeitstemperatur beträgt über das Jahr 36°C (für MPP-Spannung zum Errechnen der Optimalanzahl der Module in einem Strang).

Die Leitungsdimensionierung sollte, wie in Österreich, so durchgeführt werden, dass der Spannungsabfall der Gleichstromleitung maximal 1% beträgt und der Spannungsabfall der Wechselstromleitung maximal 3% beträgt.

Mit PV-Sol wurde der Ertrag einer Anlage in Kampala errechnet und mit dem eines österreichischen Standortes verglichen. Die Anlage in Kampala bringt um 37% mehr Ertrag als dieselbe Anlage in Österreich (beide Anlagen haben optimale Ausrichtung). Mit einer errechneten Amortisationszeit von 7 bis 8 Jahren ist eine PV-Anlage eine sinnvolle Investition für die im Rahmen dieser Arbeit betrachteten Gesundheits-Institute.

Bei der Auswahl der Komponenten für eine Inselanlage sind die Auswahlkriterien für Batterien und Laderegler ähnlich wie in Österreich. Es sollte nur darauf geachtet werden, dass die Komponenten für die in Kampala herrschenden Klimabedingungen geeignet sind.

Mittels Berechnung und Klimadaten aus PV-Sol wurde ein Zusammenhang zwischen PV-Anlagengröße und Batteriekapazität hergestellt. Wichtig war vor allem der Gesichtspunkt einer hohen Verfügbarkeit von nahe 100%. So wird beispielsweise bei einem Tagesverbrauch von 10 kWh und einem Autonomiefaktor von 3 eine 5,4 kWp Anlage, bei einem Autonomiefaktor von 2 eine 8,5 kWp Anlage und einem Autonomiefaktor von 1 eine 23,4 kWp Anlage benötigt.

8 LITERATURVERZEICHNIS

- [1] Heiko Hooge (2013): Reiseführer Uganda / Ruanda, Iwanowski, 3. Auflage
- [2] Dipl.- Geograph Remo Nemitz: <http://www.transafrika.org/pages/laenderinfo-afrika/uganda/klima-und-beste-reisezeit.php>, abgerufen am 29.05.2013 um 23:47 Uhr
- [3] Valentin: Simulationsprogramm PV-Sol
- [4] Austria Institut of Technology (2010), Ausbildung zu Photovoltaiktechniker und –planer, (Skript zum Kurs Ausbildung zu Photovoltaiktechniker und –planer)
- [5] Gundula Tschernigg (2006), Photovoltaik- Literaturstudie zum Stand der Technik und Erstellung eines vereinfachten Auslegungsverfahrens für Photovoltaik in Österreich, Diplomarbeit zur Erlangung des akademischen Grades Diplom-Ingenieurin (FH), Studienzentrum Pinkafeld
- [6] Michael Beer, Christof Biba, Stefan Harms, Dieter Heinke, Peter Jacobs, Thomas Payer, Thomas Rotarius, Alexander Sasse (2003): Strom aus Sonnenlicht-Handbuch für Technik, Planung und Montage, Wagner & Co Solartechnik
- [7] Gfrörer, Wolf-Günter (1998): Wechselrichter für Solaranlagen, Franzis`Verlag GmbH
- [8] Andreas Wagner, Photovoltaik Engineering- Handbuch für Planung, Entwicklung und Anwendung, Springer Verlag, 2.Auflage
- [9] H.-W. Beckmann, K. Lampe, H. Milde, H. Rohlfing, M. Scheurmann, F. Tornau, F.-P. Zantis (1998): Tabellenbuch Elektrotechnik Elektronik, Ferd. Dümmers Verlag
- [10] Dr. Thomas Huld, Dr. Ewan D. Dunlop: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?lang=de&map=africa>, abgerufen am 03.06.2013 um 12:33 Uhr
- [11] Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V (2003): Leitfaden Photovoltaische Anlagen, 3. Auflage
- [12] Harry Wirth (2013): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
- [13] Stefan Gleis: <http://www.renewable-energy-concepts.com/german/sonnenenergie/solaranlage-solartechnik/wechselrichter-inverter/traflose-trafo-wechselrichter.html>, abgerufen am 08.06.2013 um 14:13 Uhr
- [14] Christine Fuhr (2011): Entwicklungschance für Afrika, http://www.schott.com/magazine/german/sol211/sol211_05_solaracademy.html, abgerufen am 10.06.2013 um 19:02 Uhr
- [15] Jasmin Fraatz (2009): Business Guide Uganda, Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH
- [16] Christian Münch: <http://www.photovoltaik.org/wissen/modulwirkungsgrad>, abgerufen am 15.06.2013 um 09:08 Uhr
- [17] Philipp Schormann, Oliver Behrla: <http://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/kosten>, abgerufen am 15.06.2013 um 19:13 Uhr

- [18] Norbert Auer: <http://www.rechner-photovoltaik.de/wp-content/uploads/2012/10/mpp-regler.gif>, abgerufen am 29.05.2013 um 15:04 Uhr
- [19] Dr. Martin Ledolter (2004), Geschäftsführer der Austrian Development Agency http://www.entwicklung.at/laender_und_regionen/ostafrika/uganda/?L=0%3Fpid%3D6%3Fpid%3D, abgerufen am 16.07.2013 um 03:43 Uhr
- [20] Fronius Datenblatt: Fronius IG TL 3.0 bis 5.0
- [21] SMA Datenblatt: SUNNY TRIPOWER 10000TL / 12000TL / 15000TL / 17000TL
- [22] Eberhard Waffenschmidt, <http://www.energie-loesungen.de/energie-loesungen/magazine/article.php?artID=63&chID=136>, abgerufen am 04.05.2013 um 11:28 Uhr
- [23] Günter Chrysant, http://www.pvxchange.com/priceindex/Default.aspx?template_id=1&langTag=de-DE, abgerufen am 26.08.2013 um 16:53 Uhr