

Fachhochschule Burgenland GmbH  
Steinamangerstraße 21  
A-7423 Pinkafeld

# **Überbrückung der Stromausfälle in Kathmandu mittels eines PV-Hybridsystems statt Dieselgeneratoren, unter besonderer Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit**

**Masterarbeit zur Erlangung des akademischen Grades  
Diplom-Ingenieur für technisch-wissenschaftliche Berufe**

Betreuer: Dr. Günter Wind  
Eingereicht von: Klaus Dieterstorfer  
Personenkennzeichen: 1310400028  
Datum: 26.06.2016

## Erklärung

Ich versichere, dass ich diese Diplomarbeit mit dem Titel „Überbrückung der Stromausfälle in Kathmandu mittels eines PV-Hybridsystems statt Dieselgeneratoren, unter besonderer Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit“ ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt habe. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich gemacht.

---

Datum

---

Unterschrift

## Danksagung

An erster Stelle möchte ich mich bei meinem Betreuer Günter Wind bedanken, welcher aufgrund seiner fachlichen Kompetenz und seines Willens, etwas in dieser Welt verändern zu wollen meinen tiefsten Respekt verdient.

Beim Stichwort „etwas in dieser Welt verändern wollen“ möchte ich mich auch bei Ingrid Gumpelmair Grandl von Fairytail Fashion in Eferding bedanken. Sie gab den Anstoß für diese Arbeit und gemeinsam mit ihr wurde schon die erste netzaktive Photovoltaik-Hybridanlage in Kathmandu errichtet.

Ein weiterer Dank gebührt Markus Keding und dem Team der FH Pinkafeld, welche mir ermöglichten, diese Diplomarbeit in flexibler Art und Weise zu realisieren.

Zum Schluss gebührt großer Dank auch allen Menschen – allen voran meinen Eltern – die mich inspirierten, in diese Richtung zu gehen und ohne die ich wohl nicht der geworden wäre, der ich bin.

## Kurzfassung:

Die Stromversorgung in Kathmandu ist sehr instabil, da die erzeugte Energie nicht ausreicht, um die Nachfrage zu decken. Die *Nepal Electricity Authority* nimmt daher über den Tag jeweils unterschiedliche Bezirke vom Netz. Diese Abschaltungen liegen bei ca. 12 Stunden täglich. Besonders die produzierenden Betriebe in Kathmandu leiden darunter. So verwenden viele Betriebe Dieselgeneratoren für die Überbrückung dieser Stromausfälle. Neben der Lärmbelastung und der Umweltschädlichkeit hat diese Art der Stromerzeugung auch den Nachteil, dass diese kostenintensiv ist und somit die Wirtschaftlichkeit dieser Betriebe hemmt.

Aus diesem Grund wird in der vorliegenden Arbeit die Verwendung eines netzaktiven Photovoltaik-Hybridsystems zur Überbrückung von Stromausfällen bei klein- und mittelständischen Betrieben untersucht. Ein besonderes Augenmerk liegt hier auf der Wirtschaftlichkeit des Systems.

Im ersten Teil dieser Arbeit wird untersucht, worauf bei der Planung und Errichtung von Photovoltaikanlagen in Kathmandu bezüglich Effizienz zu achten ist, damit Fehlentscheidungen nicht auf Kosten der Wirtschaftlichkeit gehen. Im zweiten Teil wird anhand eines konkreten Beispiels ein Hybridsystem errechnet. Als Dimensionierungsbasis wird eine mittlere Verfügbarkeit von 95% im Jahre 0 herangezogen. Berechnet wird diese mittlere Verfügbarkeit mittels Ertragssimulation von PV-Sol Premium 2016 und einem mathematischen Modell zur Errechnung der Verfügbarkeit. Das Ergebnis sind verschiedene Kombinationsmöglichkeiten aus Speichergröße und PV-Anlagengröße.

Um die wirtschaftlichste Variante herauszufinden, wird eine Wirtschaftlichkeitsanalyse mittels interner Zinsfuß-Methode durchgeführt. Das jeweilige PV-Hybridsystem wird dem Betrieb mit Generator gegenübergestellt. Dabei wird darauf geachtet, dass nur Preise von Komponenten verwendet werden, die am nepalesischen Markt vorhanden sind. Die wirtschaftlichste Anlagenvariante wird bei einer Speichergröße von 13,2 kWh Nettospeicherkapazität und einer PV-Anlagengröße von 7,1 kWp festgestellt. Hier befindet sich der zu erwartende interne Zinsfuß zwischen 9,63% und 12%.

Mittels Sensibilitätsanalyse wird geprüft, ob die Wirtschaftlichkeit dieses PV-Hybridsystems eher unsicher oder deterministisch ist. Hierfür werden Einflussfaktoren wie Anfangsinvestitionskosten, Strombezugspreis, Treibstoffpreis und Stromverbrauch in der Wirtschaftlichkeitsberechnung um 40% gesteigert und reduziert. Zusätzlich wurde noch die Auswirkung einer Änderung von Dauer und Zeitpunkt des Stromausfalles auf die Wirtschaftlichkeit untersucht.

Damit ausreichend finanzielle Mittel zur Verfügung stehen, um Systemkomponenten zum kalkulierten Zeitpunkt austauschen zu können, wird eine Rücklage über die Vergütung des verbrauchten solaren Ertrags der Schneiderei errechnet.

Weiters wird nach einer Detailplanung noch untersucht, welche Auswirkung der Austausch der Beleuchtung durch LED-Leuchtstoffröhren auf das System hat und auch dessen Wirtschaftlichkeit. Dazu wird wieder eine Wirtschaftlichkeitsberechnung mittels interner Zinsfuß-Methode durchgeführt. So liegt der zu erwartende interne

Zinsfuß nun zwischen 11,6 und 14,2% und die Komponenten der Anlage können signifikant verkleinert werden.

## Abstract:

The power supply in Kathmandu is very unstable because the energy generated is insufficient to meet demand. The *Nepal Electricity Authority* therefore takes different districts off the network over the day. These shutdowns are daily at about 12 hours. Especially the manufacturing establishments in Kathmandu suffer from these shutdowns, so they use diesel generators to bypass these blackouts. Next to noise and environmental pollution this kind of power generation has the disadvantage of cost intensity which inhibits the profitability of these businesses.

For this reason, the use of a network active hybrid photovoltaic system for bridging power shutdowns at small and medium enterprises will be examined in the present study. Special attention is paid to the economics of the system.

The first part of this study examines what respect during the planning and construction of photovoltaic systems in Kathmandu regarding efficiency must be ensured, so that mistakes do not come at the expense of profitability.

In the second part, a hybrid system is calculated using a specific example. As a dimensioning basis an average availability of 95% in the year 0 is used. This average availability is calculated by yield simulation of PV Sol Premium 2016 and a mathematical model to calculate the availability. The results are different combinations of battery memory size and PV system size.

To find the most economical way, an economic analysis is performed by internal rate of return method. The PV hybrid system is compared to operation with a generator. It is ensured that only prices of components are used, which are available on the Nepalese market. The most economical method of investment is determined at a battery size of 13.2 kWh net capacity and a PV system size of 7.1 kWp. The expected internal rate of return lies between 9.63% and 12%.

Using sensitivity analysis will determine whether the economics of this PV hybrid system is insecure or deterministic. For this, factors such as the initial investment cost, power purchase price, fuel price and power consumption will be increased and reduced in the calculation of profitability by 40%. Additionally the economic impact of changing the duration and date of the blackout has been researched.

For sufficient financial resources to replace system components at the calculated time, a reserve on the remuneration of the spent solar yield of tailoring is calculated.

It is furthermore investigated, what effect the replacement of lighting with LED fluorescent tubes to the system and also its economy has. Again a profitability calculation is carried out by internal rate of return method. Thus, the expected internal rate of return is now 11.6 to 14.2% and the components of the system can be significantly reduced.

# INHALTSVERZEICHNIS

		Seite
<b>1</b>	<b>EINLEITUNG</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>EINFÜHRUNG IN DIE PHOTOVOLTAIK</b>	<b>3</b>
<b>2.1</b>	<b>Begriffe aus der Photovoltaik</b>	<b>3</b>
<b>2.2</b>	<b>Photovoltaiksysteme</b>	<b>4</b>
2.2.1	Netzgekoppelte Anlagen:	4
2.2.2	Inselanlage	5
2.2.3	Hybridanlagen	6
<b>3</b>	<b>BESCHREIBUNG VON NEPAL UND KATHMANDU</b>	<b>8</b>
<b>3.1</b>	<b>Klima und solare Einstrahlung</b>	<b>9</b>
<b>3.2</b>	<b>Primärenergieverbrauch und die Rolle der Erneuerbaren Energien</b>	<b>11</b>
<b>3.3</b>	<b>Stromnetz und Tarife</b>	<b>13</b>
<b>3.4</b>	<b>Lokaler Photovoltaik Markt</b>	<b>13</b>
<b>3.5</b>	<b>Qualität laut NEPQA</b>	<b>14</b>
3.5.1	Technische Anforderung an die Module	14
3.5.2	Technische Anforderung an Batterien	15
3.5.3	Technische Anforderung an Laderegler	16
<b>4</b>	<b>UNTERSUCHEN DER PLANNUNGSANFORDERUNGEN FÜR PHOTOVOLTAIK IN KATHMANDU</b>	<b>18</b>
<b>4.1</b>	<b>PV-Modul</b>	<b>18</b>
<b>4.2</b>	<b>Wechselrichter</b>	<b>20</b>
<b>4.3</b>	<b>Laderegler</b>	<b>22</b>
<b>4.4</b>	<b>Batterie</b>	<b>24</b>
4.4.1	Blei-Säure-Akkumulatoren	24
4.4.2	Lithium-Ionen	26
<b>4.5</b>	<b>Ausrichtung der Module</b>	<b>28</b>
<b>4.6</b>	<b>Verschattung und Sonnenstand</b>	<b>29</b>
<b>4.7</b>	<b>Verschaltung der Module</b>	<b>31</b>

4.7.1	Bestimmung der maximalen Anzahl von Modulen in einem Strang	32
4.7.2	Bestimmung der minimalen und maximalen Anzahl von Modulen in einem Strang	33
4.7.3	Maximale Anzahl der Stränge parallel	35
<b>4.8</b>	<b>Leitungsdimensionierung</b>	<b>35</b>
<b>5</b>	<b>UNTERSUCHUNG ANHAND EINES FALLBEISPIELES</b>	<b>38</b>
<b>5.1</b>	<b>Basisdaten der Schneiderei</b>	<b>38</b>
5.1.1	Allgemeine Beschreibung	38
5.1.2	Erhebung des Lastprofils	38
5.1.3	Ermittlung der maximalen Leistung	39
5.1.4	Ermittlung der Systemzeiten	40
<b>5.2</b>	<b>Analyse des Standortes</b>	<b>41</b>
5.2.1	Montageart und mögliche Anlagengröße der Photovoltaikanlage	41
5.2.2	Verschattungsanalyse	48
5.2.3	Einsatz von Leistungsoptimierern	51
<b>5.3</b>	<b>Betrachtung verschiedener Anlagenarten</b>	<b>54</b>
5.3.1	Analyse der Verfügbarkeit für die Überbrückung der Stromausfälle nur mit Photovoltaik	57
5.3.2	Überbrückung der Stromausfälle mittels Speichersystems	58
5.3.3	Analyse der Verfügbarkeit für die Überbrückung der Stromausfälle mit Photovoltaik und Batterie im Inselbetrieb	61
5.3.4	Analyse der Verfügbarkeit für die Überbrückung der Stromausfälle mit Photovoltaik, Batterie und Netzbetrieb	64
5.3.5	Zusammenfassung	67
<b>5.4</b>	<b>Ermitteln von Eigenverbrauchquote, Deckungsgrad und Kostenersparnis in Abhängigkeit der Photovoltaik-Größe beim Hybridsystem</b>	<b>67</b>
<b>5.5</b>	<b>Wirtschaftlichkeitsberechnung</b>	<b>73</b>
5.5.1	Erhebung der Daten	73
5.5.2	Durchführung der Berechnung und Ergebnisse	81
5.5.3	Vergleich mit PV-System für konventionelle Anwendung	84
<b>5.6</b>	<b>Sensibilitätsanalyse</b>	<b>85</b>
<b>5.7</b>	<b>Auswirkung der Änderung von Stromausfallsdauer und –Zeitpunkt auf die Wirtschaftlichkeit</b>	<b>89</b>

<b>5.8</b>	<b>Ermittlung des Strompreises für Instandhaltung</b>	<b>91</b>
<b>5.9</b>	<b>Beispiel einer Detailplanung</b>	<b>92</b>
5.9.1	Lage	93
5.9.2	Dachaufbau	93
5.9.3	Photovoltaikmodule	93
5.9.4	Laderegler/Wechselrichter	94
5.9.5	Batterien	95
5.9.6	Auslegung, Berechnung	96
5.9.7	Montagesystem	97
5.9.8	Netzanbindung	98
5.9.9	Schutzeinrichtungen	99
5.9.10	Blitzschutz, Erdung, Potentialausgleich	99
5.9.11	Kabel und Leitungen	100
5.9.12	Schaltbild	101
5.9.13	Regelungskonzept	102
<b>5.10</b>	<b>Auswirkung durch den Tausch der Leuchtmittel auf LED</b>	<b>102</b>
<b>6</b>	<b>ZUSAMMENFASSUNG UND SCHLUSSFOLGERUNG</b>	<b>105</b>
<b>7</b>	<b>LITERATURVERZEICHNIS</b>	<b>109</b>



# 1 EINLEITUNG

*Energie aus der Sonne hat großes Potential in Nepal und kann beitragen viele Probleme des Landes zu lösen. Darum müssen wir den Ausbau dieser Energieform in unserem Land vorantreiben, nicht nur aus Liebe zu Nepal, sondern aus Liebe zur Umwelt. [2]*

Diese Worte stammten sinngemäß von Paswan Biswendra, dem Umweltminister von Nepal, bei seinem Privatbesuch des Solarparks der Energie AG in Eberstallzell am 5 Februar 2016. Nepal hat wie wahr aktuell mit vielen Problemen zu kämpfen. Neben Nahrungsmittelknappheit und politischer Instabilität, ist auch die mangelnde Energieversorgung ein großes Problem. So sind Stromausfälle von 12 Stunden täglich in der nepalesischen Hauptstadt Kathmandu der Normalfall. Besonders leiden darunter die produzierenden Betriebe, da diese auf eine kontinuierliche Stromversorgung angewiesen sind. Zurzeit überbrückt der Großteil der produzierenden Betriebe diese Stromausfälle mittels Dieselsegeneratoren, welche laut und umweltschädlich sind und vor allem die Wirtschaftlichkeit der Betriebe mindern, da die Stromerzeugung durch Treibstoffe wie Diesel teuer ist.

Photovoltaik kann in diesem Fall zur Lösung dieses Problems beitragen, da die klimatischen Bedingungen für Photovoltaik nahezu ideal sind. Die spezifische Globaleinstrahlungssumme auf den Horizont beträgt  $1662 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$  [3] und die Verteilung der Einstrahlung über das Jahr verläuft kontinuierlicher. Ein weiterer Vorteil ist, dass die Errichtungskosten für Photovoltaik global jährlich sinken und somit immer rentabler werden [39].

In dieser Arbeit soll nun untersucht werden, wie mittels eines Photovoltaiksystems mit Batteriespeicher und Netzunterstützung die Versorgungssicherheit dieser produzierenden Betriebe gewährleistet werden kann und welche Auswirkung dies auf die Wirtschaftlichkeit der Betriebe hat. Im ersten Teil der Arbeit werden die Gegebenheiten in Nepal beschrieben und darauf eingegangen, worauf bei der Planung von Photovoltaik in diesem Gebiet zu achten ist. Im zweiten Teil werden dann anhand eines konkreten Beispiels verschiedene Systemvarianten von netzaktiven Photovoltaik-Hybridssystemen ermittelt. Hier liegt der Unterschied im Verhältnis von Speicherkapazität und Photovoltaik-Anlagengröße. Als Basis für die Auslegung dieser Systemvarianten wurde eine mittlere Verfügbarkeit von 95% im Anfangsjahr herangezogen, welche über ein mathematisches Modell und der Einstrahlungsstatistik von PV-Sol Premium 2016 ermittelt wurde. Mit diesen verschiedenen Varianten wurde des Weiteren eine Wirtschaftlichkeitsberechnung durchgeführt und der interne Zinsfuß wurde verglichen. Ebenso wurden die Anwendungen von reinem Speichersystem, reiner Photovoltaik und Photovoltaik-Inselanlage für die Überbrückung der Stromausfälle untersucht.

Mit der wirtschaftlichsten Variante des netzaktiven Photovoltaik-Hybridsystems wurde dann eine Sensibilitätsanalyse durchgeführt, um herauszufinden, wie sich die Wirtschaftlichkeit, durch die Änderung der wichtigsten Faktoren (zu diesen zählen Investitionskosten, Strombezugspreis, Treibstoffkosten und Stromverbrauch, sowie die Dauer und den Zeitpunkt der Stromausfälle), verändert. Um eine nachhaltige

Betriebsführung dieser Anlage zu garantieren, wurde auch eine finanzielle Rücklage pro kWh des eigenverbrauchten solaren Ertrages ermittelt. Dies soll gewährleisten, dass die finanziellen Mittel für die Erneuerung gewisser Systemkomponenten zum gegebenen Zeitpunkt zur Verfügung stehen und nicht dass es, wie so oft in Nepal, zum Ende des Betriebes der Anlage führt.

Zur Abrundung dieses Kapitels wurde des Weiteren eine Detailplanung durchgeführt und die Auswirkung einer Umrüstung der Beleuchtung auf LED-Lampen bezüglich der Systemvarianten und deren Wirtschaftlichkeit untersucht.

## 2 EINFÜHRUNG IN DIE PHOTOVOLTAIK

Zum besseren Verständnis werden in diesem Kapitel die wichtigsten Begrifflichkeiten und die grundsätzlichen Anlagensysteme beschrieben. Es werden die Einheiten in dieser Arbeit nicht in Si-Basiseinheiten dargestellt, sondern in für diese Arbeit praktikableren Einheiten.

### 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 in dieser Arbeit in Watt oder Kilowatt angegeben. Bei der Leistung wird zwischen aktueller Leistungsaufnahme bzw. -abgabe und einer installierten bzw. maximal möglichen Leistung unterschieden. Die Größe einer Photovoltaikanlage wird immer mit der Nennleistung und wird in dieser Arbeit mit der Einheit Wp oder kWp angegeben. Diese Leistung wird von 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. Jedoch ist es möglich, diese in niedrigere oder höhere Energieformen umzuwandeln. In der Photovoltaik wird die, in der Solarstrahlung enthaltene elektromagnetische Energie, in elektrische Energie umgewandelt. Die Angabe der Energie erfolgt in dieser Arbeit in Wh oder kWh.

**Spezifische Horizontale Einstrahlung:** Diese wird in der Einheit meist in kWh/(m<sup>2</sup>.a) angegeben. Sie gibt an, welche Energiemenge pro Jahr auf einen Quadratmeter horizontaler Fläche eingestrahlt wird. In Kathmandu beträgt die spezifische horizontale Einstrahlung beispielsweise 1662 kWh/(m<sup>2</sup>.a) im Durchschnittsjahr [3].

**Wirkungsgrad:** Gibt das Verhältnis von Nutzen zu Aufwand an. Der Wirkungsgrad ist dimensionslos und reicht von 0 bis 1. Des Weiteren kann dieser auch in Prozent angegeben werden. Der Wirkungsgrad wird im Bereich Photovoltaik als Verhältnis zwischen momentan erzeugter elektrischer Leistung und Einstrahlungsleistung definiert. Je höher der Wirkungsgrad, desto geringer kann die Fläche der Photovoltaikanlage gehalten werden. Bei näherer Betrachtung, ist zu erkennen, dass der Gesamtwirkungsgrad aus vielen Teilwirkungsgraden resultiert. Als Beispiel für Teilwirkungsgrade können Wirkungsgrade der einzelnen Solarmodule, Wechselrichter, Akkus, Laderegler und Leitungen angeführt werden.

**Leerlaufspannung:** Die Leerlaufspannung, mit dem Formelzeichen  $U_0$ , wird in der Einheit Volt angegeben und ist jene Spannung des Moduls, wenn keine Verbraucher angeschlossen sind und somit kein Strom entnommen wird. Sie ist die maximale Spannung, welche sich in einem PV-Generator aufbauen kann. Die Änderung dieser Spannung, ist mit steigender Einstrahlung sehr gering. Bei Einstrahlungsintensitäten unter 100 W/m<sup>2</sup>, kann die Spannung nicht mehr aufrechterhalten werden. [4]

**Kurzschlussstrom:** Der Kurzschlussstrom wird mit dem Formelzeichen  $I_k$  und der Einheit Ampere definiert. 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 zum Horizont.

**STC- Bedingungen:** Zur Bewertung von PV-Modulen wurde ein standardisiertes Testverfahren eingeführt, welches den Namen *Standard Test Conditions*, bzw. *Standard Test Bedingungen* trägt. Dabei wird eine Einstrahlung von 1000 W/m<sup>2</sup>, bei einer Zelltemperatur von 25°C und ein definiertes Spektrum des Lichts, bei einem Air Mass von 1,5 definiert. Die Einheit für die ermittelte Leistung ist in Watt peak anzugeben.

## 2.2 Photovoltaiksysteme

Nur in seltensten Fällen kann der vom Modul erzeugte Strom einen Verbraucher direkt versorgen. Spannungshöhe und Spannungsart müssen in den meisten Fällen so verändert werden, dass sie dem Verbraucher entsprechen [5]. PV- Anlagen liefern auch nicht immer genau dann Energie, wenn sie benötigt wird. Hier kann ein Energiespeichersystem Abhilfe schaffen. Im Wesentlichen wird zwischen drei Versorgungssystemen unterschieden, einer netzgekoppelten Anlage, einer Inselanlage und einem sogenannten Hybridsystem.

### 2.2.1 Netzgekoppelte Anlagen:

Der von der PV-Anlage produzierte Strom wird zeitlich betrachtet direkt von Verbrauchern bezogen oder ins öffentliche Netz eingespeist. Bei Schlechtwetter oder nachts wird Strom aus dem öffentlichen Netz bezogen, um die Verbraucher zu versorgen. Diese Variante ist am gängigsten, da die Kosten für ein zusätzliches Speichersystem wegfallen und somit Abgabe und Bezug von elektrischer Energie automatisch geregelt werden. Unterschieden wird 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. Es ist dann von einer Volleinspeisung die Rede. Ein mögliches Anlagenschema für eine Volleinspeisung ist in Abbildung 2-1 ersichtlich.

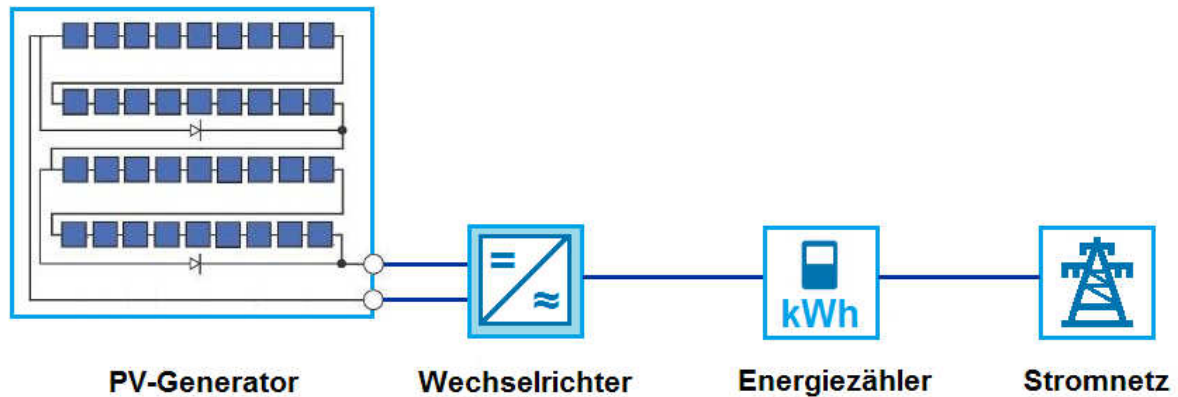


Abbildung 2-1 Anlagenschema einer netzgekoppelten Anlage für Volleinspeisung (erstellt nach [3])

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.

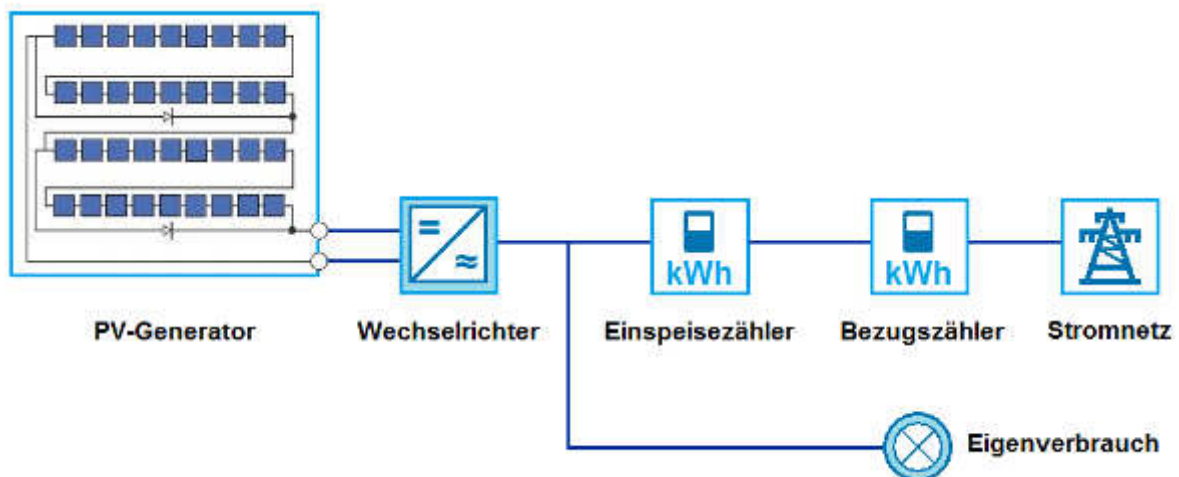


Abbildung 2-2 Anlagenschema einer netzgekoppelten Anlage für eine Überschusseinspeisung (erstellt nach [3])

### 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. Inselanlagen sind völlig isoliert von Stromlieferanten von außen. Da eine Photovoltaikanlage 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

zwischen gespeichert. Bei PV-Anlagen werden üblicherweise Akkumulatoren verwendet. 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 Anlagenschema einer Inselanlage mit AC und DC Verbraucher dargestellt.

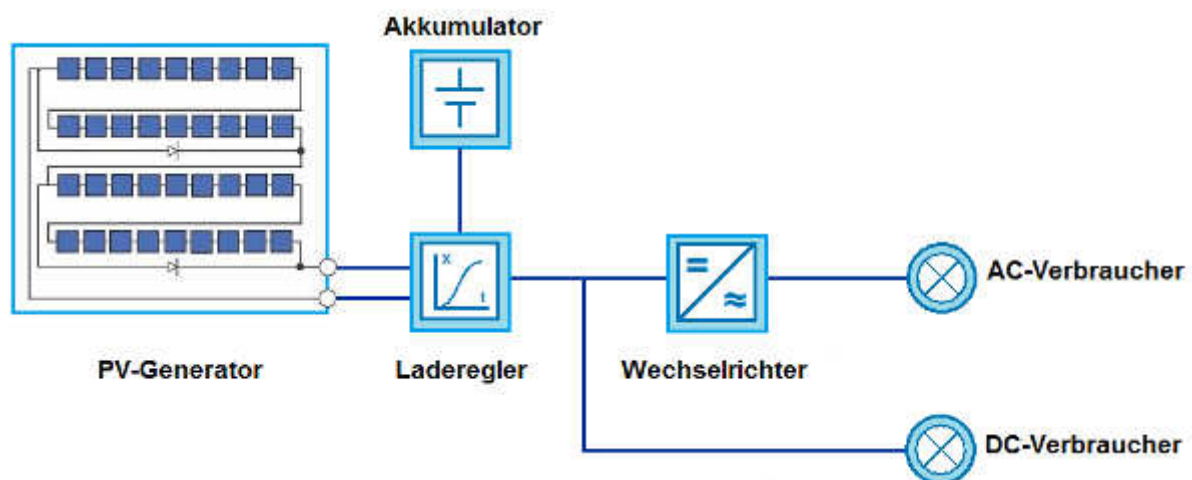


Abbildung 2-3 Anlagenschema einer Inselanlage mit AC und DC Verbraucher (erstellt nach [3])

### 2.2.3 Hybridanlagen

Neben Netzgekoppelten- und Inselanlagen gibt es die Möglichkeit, ein Hybridsystem zu errichten. Die Funktionsweise ist ähnlich der Inselanlagen nur mit dem Unterschied, dass die Batterien noch zusätzlich mit einer anderen AC- oder DC-Stromquelle geladen werden. So wird oft Photovoltaik mit einem Dieselmotor kombiniert. Vor allem in Regionen, in denen die Sonnenstunden von Sommer- und Wintermonaten sehr unterschiedlich sind. Aber es sind auch andere Kombinationen, zum Beispiel durch Windkraftanlagen möglich.

Ein besonderes Augenmerk muss auf die Entwicklung einer passenden Ladestrategie geworfen werden, welche dem Benutzerverhalten angepasst ist. Sonst kann es dazu kommen, dass die Energie zum gewünschten Zeitpunkt nicht vorhanden ist oder auch erzeugte Energie (z.B.: aus einer Photovoltaikanlage) mit gespeichert werden kann, da die Batterie bereits vollgeladen ist. Komponenten von Hybridsystemen unterscheiden sich nur geringfügig von jenen einer Inselanlage. Der Unterschied liegt darin, dass Laderegler mehrere AC- und DC-Eingänge benötigen. Grundsätzlich wird zwischen AC-gekoppelten und DC-gekoppelten Hybridanlagen unterschieden. Bei DC-gekoppelten Anlagen gelangt der vom PV-Generator produzierte Strom über den Laderegler in die Batterie und weiter über den Wechselrichter zum Verbraucher.

Der Laderegler sollte hierbei mit einem MPP-Tracker ausgestattet sein. Darüber hinaus muss dieser über einen weiteren Eingang für eine zusätzliche Stromquelle (AC oder DC) besitzen. Ein mögliches Anlagenschema für diese Betriebsweise ist in Abbildung 2-4 ersichtlich.

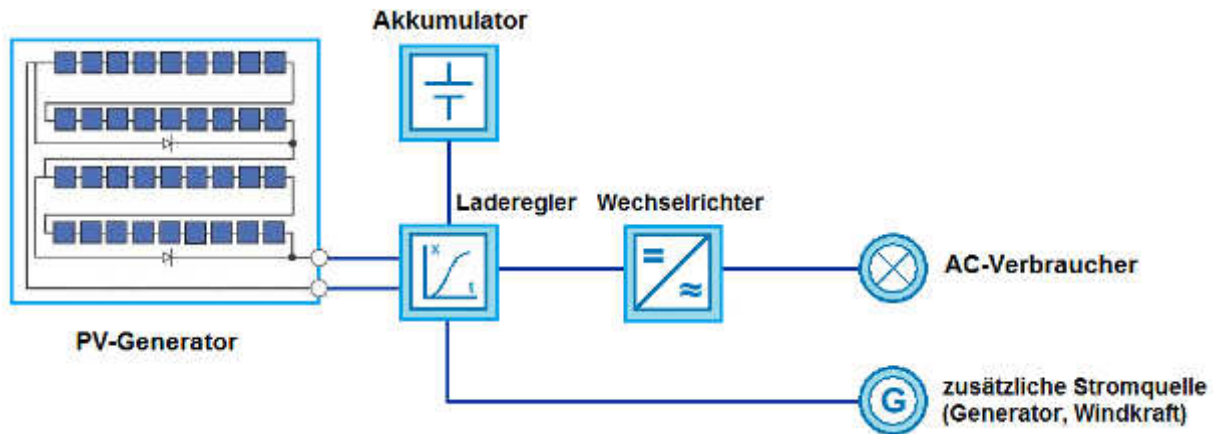


Abbildung 2-4 Anlagenschema eines Hybridsystems mit DC-Kopplung

Bei AC-Koppelungen (Abbildung 2-5) wird der vom PV-Generator produzierte Strom, mit Hilfe eines Wechselrichters in Wechselstrom umgewandelt. Dieser versorgt dann die Verbraucher direkt. Und über den AC-Eingang des Ladereglers werden die Batterien mit dem PV-Strom geladen. Dieses System findet besonders dann Anwendung, wenn das Batteriesystem von mehreren dezentralen PV-Anlagen versorgt wird.

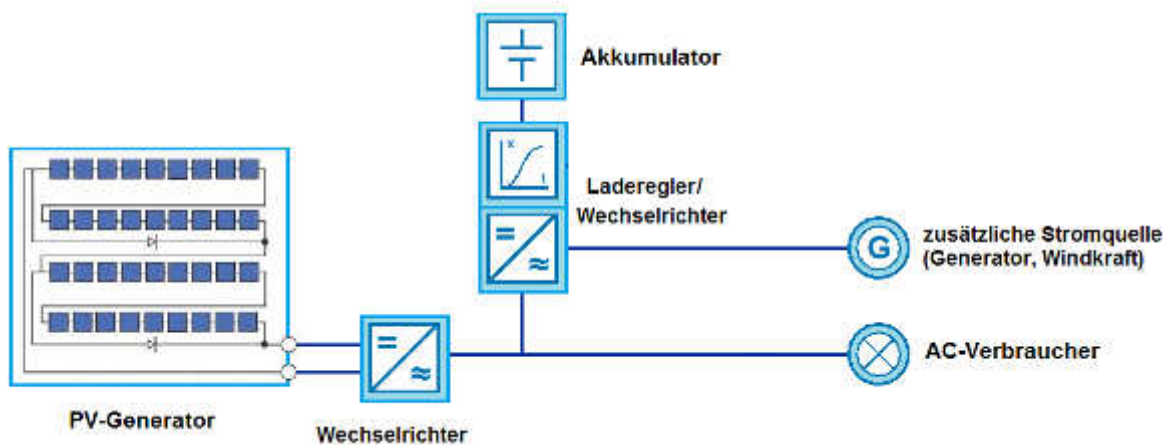


Abbildung 2-5 Anlagenschema eines Hybridsystems mit AC-Kopplung

### 3 BESCHREIBUNG VON NEPAL UND KATHMANDU

Nepal befindet sich in Asien im Gebiet des Himalaja (zwischen 26° und 31° nördlicher Breite sowie 80° und 88° östlicher Länge) und weist eine Fläche von 147.181 km<sup>2</sup> auf. Es leben rund 30 Millionen Menschen in diesem Land. Davon leben 1,7 Millionen in der Hauptstadt Kathmandu, welche jährlich um 1,8% wächst [29]. Kathmandu liegt auf einer Seehöhe von rund 1300 m und befindet sich auf 27°42'06" nördlicher Breite und 85°19'14" östlicher Länge. [30]

In Jahr 2006 endete der 10 Jahre andauernde Bürgerkrieg, seit dem befindet sich das Land im Umbruchprozess. Dennoch leidet die wirtschaftliche Entwicklung dieses Landes unter der politischen Instabilität und einem Mangel an Infrastruktur. [31]

In den letzten Jahren lag das gesamtwirtschaftliche Wachstum zwischen 2% bis 4%, welcher deutlich unter den der Nachbarstaaten China und Indien liegt. Das Bruttoinlandsprodukt pro Kopf liegt bei 730 \$ und somit ist Nepal das zweit ärmste Land Asiens und gehört noch immer zu den 20 ärmsten Ländern der Welt (25% leben unter der Armutsgrenze). In der Landwirtschaft sind mehr als die Hälfte der Erwerbstätigen beschäftigt und erwirtschaften rund ein Drittel des Bruttoinlandsprodukts. Rund 90% aller nepalesischen Unternehmen sind als Kleinunternehmen deklariert und erwirtschaften rund 4% vom BIP. Die Inflation ist leicht rückgängig und beträgt aktuell 8,5% (stand 2015). Der Hauptexport von Nepal stellen Teppichwaren dar, gefolgt von Bekleidungen, Metallwaren, ausgewählte Lebensmittel und Kunsthandwerken. [32]

Die Währung in Nepal ist die nepalesische Rupie (NPR) und der Wechselkurs betrug im letzten Jahr zwischen rund 106 NPR und 136 NPR für einen Euro (Betrachtungszeitraum von Mitte April 2014 bis Mitte April 2015) [33]. Für die Berechnungen in dieser Arbeit wird ein durchschnittlicher Wechselkurs von 120 NPR/€ verwendet [12]. Wird die Abbildung 3-1 betrachtet, nimmt die nepalesische Rupie im Vergleich zu Euro zu. Im letzten Jahr ist der Wechselkurs um rund 20% [33] zu Gunsten der Nepali Rupie gesunken und der Zeitpunkt für eine Investition aus der Europäischen Union ist so auch durchaus schlecht.



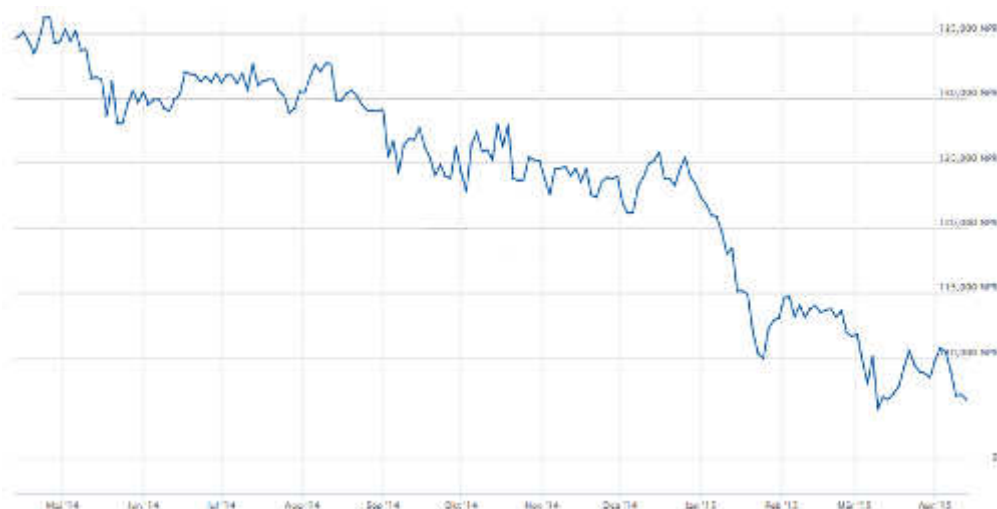


Abbildung 3-1 Der Wert eines Euros in nepalesische Rupien im Jahresverlauf [33]

### 3.1 Klima und solare Einstrahlung

Für die Auslegung von PV-Anlagen ist es wichtig genaue Klimadatenätze zu haben, welche mindestens stündliche Aufzeichnungen aufweisen. In dieser Arbeit wird mit dem Klimadatenatz aus PV-Sol Premium 2016 gearbeitet. Betrachtet wird die Klimaregion Kathmandu. Die spezifische Globaleinstrahlungssumme auf den Horizont beträgt laut [3] 1661,5 kWh/(m<sup>2</sup>.a) und die durchschnittliche Temperatur beträgt 19°C. Laut [28] betrug die minimale Außentemperatur in Kathmandu, in den letzten 10 Jahren 2°C und die maximale Außentemperatur 38°C. Die Globalsumme auf den Horizont und die durchschnittliche Außentemperatur für die einzelnen Monate ist in Tabelle 3-1 dargestellt.

Tabelle 3-1 Globalsumme auf den Horizont und die durchschnittliche Außentemperatur der einzelnen Monate in Kathmandu (erstellt nach [3])

Monat	Spez. Einstrahlung auf Horizontale in kWh/m <sup>2</sup>	Außentemperatur in °C
Jan	113,6	8,7
Feb	132,9	13,1
März	165,7	18,6
Apr	163,3	23,4
Mai	185,3	24,9
Jun	154,3	24,0
Jul	110,7	23,1
Aug	117,5	23,0
Sep	124,1	22,1
Okt	141,7	20,1
Nov	132,0	15,4
Dez	120,5	10,9

In der Tabelle 3-1 ist ersichtlich, dass der Monat Mai, mit 185,3 kWh/(m<sup>2</sup>.Monat) über die höchste spezifische Einstrahlung verfügt. Im Juli tritt mit 110,7 kWh/(m<sup>2</sup>.Monat) die niedrigste spezifische Einstrahlung auf. So beträgt das Verhältnis zwischen einstrahlungsärmsten und einstrahlungsreichsten Monat 1 zu 1,67. Zum Vergleich liegt das Verhältnis von einstrahlungsreichsten zu einstrahlungsärmsten Monat, bei einem österreichischen Standort (4020 Linz), bei 1 zu 7,72 [3].

Die spezifische Horizontaleinstrahlung ist die wichtigste Größe zur Berechnung der PV-Anlagengröße. Diese kann über die Jahre stark variieren. Aus gegebenem Anlass werden Klimadatensätze über einen Betrachtungszeitraum von mehreren Jahrzehnten erstellt (Betrachtungszeitraum für Kathmandu war von 1986 bis 2005 [3]). Dahinter befinden sich Komplexe mathematische Modelle. Um zu zeigen wie weit die Werte PV-Sol Premium 2016 von einem realen Jahr abweichen, wurde ein einjähriges Messungsergebnis der Organisation *RIDS-Nepal* mit den Klimadatensatz von PV-Sol verglichen und die Abweichungen ermittelt. Die Messung von *RIDS-Nepal* wurde von Anfang 2004 bis Anfang 2005 in Kathmandu durchgeführt. Die Abweichungen der spezifischen Horizontaleinstrahlungen der einzelnen Monate ist in Tabelle 3-2 dargestellt.

Tabelle 3-2 Vergleich der monatlichen spezifischen Horizontaleinstrahlung von statistischen PV-Sol Daten und realer Messung im Jahr 2004

Monat	Spez. Einstrahlung auf Horizontale in kWh/m <sup>2</sup>		Differenz (PV-Sol und Rids) in %
	PV-Sol	RIDS Nepal	
Jan	113,6	137,3	20,8
Feb	132,9	175,2	31,8
März	165,7	181,3	9,4
Apr	163,3	168,2	3,0
Mai	185,3	187,8	1,3
Jun	154,3	170,4	10,4
Jul	110,7	134,9	21,8
Aug	117,5	130,3	10,9
Sep	124,1	148,8	19,9
Okt	141,7	171,1	20,7
Nov	132,0	185,3	40,4
Dez	120,5	186,5	54,8
<b>Jahr</b>	<b>1661,5</b>	<b>1977,1</b>	<b>19,0</b>

Im Jahr 2004 war die spezifische Horizontale in jedem Monat höher als die errechneten Werte von PV-Sol Premium 2016. Der größte Unterschied wurde im Monat Dezember festgestellt, wo die spezifische Einstrahlung um 57,6% höher ist. Bei der Betrachtung der spezifischen Jahreseinstrahlungssumme wird eine Schwankung von 19% deutlich.

### 3.2 Primärenergieverbrauch und die Rolle der Erneuerbaren Energien

Der Primärenergieverbrauch Nepals beträgt laut Schätzungen 118 TWh pro Jahr. Der Hauptenergieträger der hierfür verwendet wird, ist die Biomasse. Sie hält einen Anteil von 85%. Die genaue Zuordnung ist in Abbildung 3-2 zu entnehmen. Der sehr hohe Anteil an Biomasse in Gesamtprimärenergieverbrauch liegt darin begründet, dass nur etwa 43% Zugang zu Elektrizität haben und so wird Biomasse zum Heizen und Kochen verwendet, was ein großes Probleme mit sich bringt: Durch diesen übermäßigen Biomasse Konsum kommt es zu einer nicht nachhaltigen Forstwirtschaft und einer Rodung des Waldes, was wiederum zu Erdbeben führt. [34]

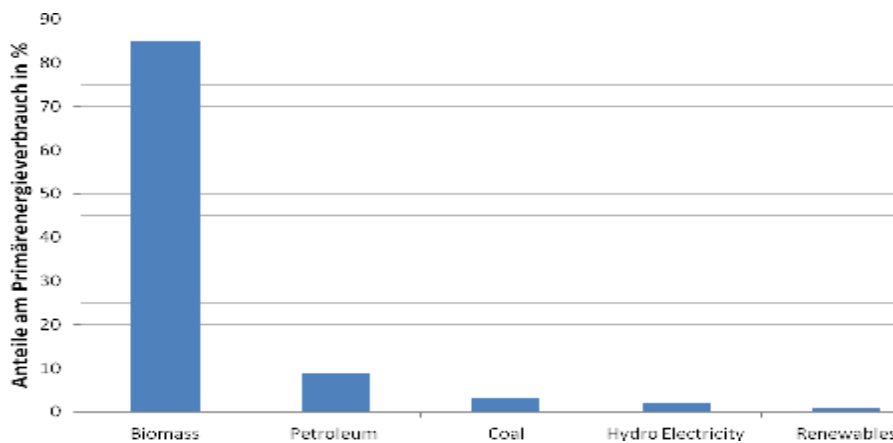


Abbildung 3-2 Anteile an Primärenergieverbrauch in Nepal (erstellt nach [34])

In der Abbildung 3-3 wird der Primärenergieverbrauch den einzelnen Bereichen zugeordnet und es ist zu sehen, dass der Großteil der Energie den Haushalten verbraucht wird.

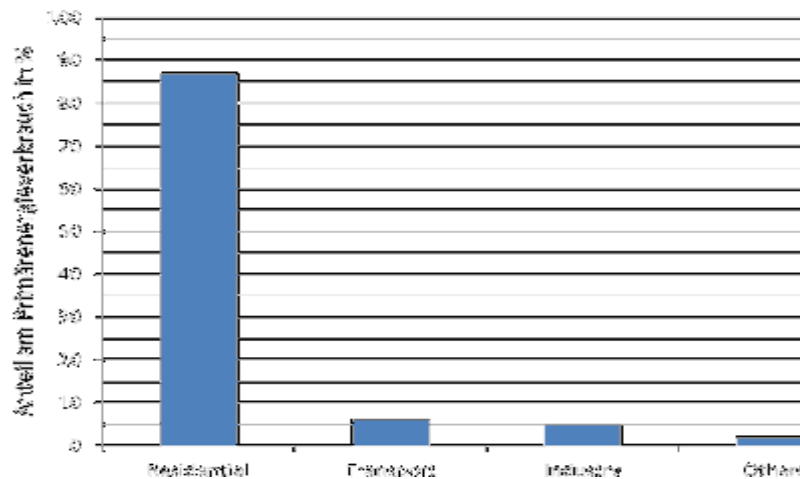


Abbildung 3-3 Zuteilung des Primärenergieverbrauch zu den Bereichen (erstellt nach [34])

Die *Nepal Electricity Authority* ist verantwortlich für die Versorgung der Bevölkerung mit elektrischer Energie. Die Erzeugung von Strom erfolgt zu 93% mit Wasserkraft. Die gesamt installierte Leistung beträgt 733 MW, wobei rund 478 MW von der *Nepal Electricity Authority* betrieben werden und 255 MW in privater Hand sind. Neben der Wasserkraft sind noch 2 Dieselmotorkraftwerke installiert mit einer Gesamtleistung von 53,4 MW. Der Anteil an Erneuerbaren wie Wind und Photovoltaik ist vernachlässigbar gering. [35]

Der erzeugte Strom reicht bei weitem nicht aus, was zu häufigen und geplanten Stromausfällen führt. In Jahr 2013/2014 lag die Spitzenlast bei 1201 MW wobei nur 791 MW bereitgestellt werden konnten [36]. Besonders leiden unter diesen Stromausfällen die Industrie und die kommerziell gewerbstätigen Produktionsbetriebe. Durch die dauernden Stromausfälle kann kein kontinuierlicher Arbeitsprozess garantiert werden. Viele Betriebe versuchen daher diese Stromausfälle mit Hilfe Dieselmotoren zu überbrücken. Da diese Art der Stromerzeugung kostenintensiv ist, reduziert sich die Wirtschaftlichkeit dieser Betrieb.

Diese fehlende Versorgungssicherheit stellt auch im Zentrum der energiepolitischen Strategie des Landes. Durch eine Reihe von Maßnahmen soll eine adäquate und verlässliche Energieversorgung garantiert werden. Dazu gehört, dass die Lücke zwischen Nachfrage und Erzeugung geschlossen wird. Welches unter anderem durch den Ausbau der Wasserkraft realisiert werden soll. Auch durch die Steigerung des Stromverbrauchspreises soll Privatinvestoren anregen in den Energiebereich zu investieren. So wurde auch der Stromverbrauchspreis im Jahr 2014 wiederum um 17% erhöht. Um den Einsatz von erneuerbaren Energien wie Photovoltaik, Windkraft, Solarthermie und Biogas zu fördern, wurde im Jahr 2013 die *Subsidy Policy for Renewable Energy* geschaffen. Welche sich besonders den Ausbau erneuerbarer Energien im ländlichen Bereich verschrieben hat. Die Nutzung der Wasserkraft stellt das größte Potential für die Versorgung mit Erneuerbaren da, auch Technologien wie Biogas und Solarenergie stehen gut Anwendungsmöglichkeiten zur Verfügung. Auch das Potential für die Windkraft ist durchaus vorhanden, aber ihr wird bislang wenig

Bedeutung geschenkt. Die Verwendung von geothermischen Anlagen hat noch keinen Platz in der energiepolitischen Planung gefunden. [36]

### 3.3 Stromnetz und Tarife

Die Grundfrequenz in Nepal beträgt 50 Hz. Der Systembetreiber stellt sicher, dass die Grundfrequenz im System zwischen 48,75 Hz und 51,25 Hz gehalten wird, was bedeutet, dass Toleranzen von +/- 2,5% erlaubt sind. Ebenfalls garantiert der Systembetreiber, dass die Spannung von 230 V mit einer Toleranz von +/- 10% gehalten wird. [28]

Der Strompreis ist sehr unterschiedlich in Nepal und unterscheidet zwischen Art des Konsumenten und auch in der Höhe des Strombezuges. Allfällig hierbei ist auch, dass sich der Strompreis für Haushalte erhöht, wenn mehr Strom bezogen wird. So kosten für Haushalte zwischen 7,3 – 12,50 NPR/kWh bei Einphasiger Versorgung (230 V) und zwischen 12 – 12,90 NPR/kWh bei Dreiphasiger Versorgung (400 V). Für kleine Industriebetriebe beträgt der Strombezugspreis 6,5 – 8 NPR/kWh. Für kommerzielle Gewerbebetriebe wird ein Strompreis von 9,38 NPR/kWh verrechnet. [1]

### 3.4 Lokaler Photovoltaik Markt

Laut *Krishna Gautam* (Chef Information Officer of AEPC) waren im Dezember 2014 43 Vertriebsfirmen von Photovoltaiksystem beim *Alternative Energy Promotion Centre (AEPC)* registriert und zugelassen, diese können somit einen Regierungszuschuss beantragen. Dieser Zuschuss liegt in Form eines Mehrwertsteuererlasses des Photovoltaik Equipments vor. Die Mehrwertsteuer beträgt in Nepal 13 % (VAT), doch durch die Zulassung des *Alternative Energy Promotion Centre* müssen diese nicht abgeführt werden. Module die solche Zuschüsse erhalten, müssen vom der *Renewable Energy Test Station (RETS)* geprüft werden und den Richtlinien der *Nepal Photovoltaic Quality Assurance (NEPQA)* entsprechen [28].

RETS wendet hier zwei Testverfahren an, den sogenannten *Product Introduction Test (PIT)* und den *Random Sampling Test (RST)*. Der *Product Introduction Test* wird vor dem erstmaligen Import des Equipments durchgeführt. Hierfür muss der Importeur oder der Hersteller 3 Exemplare RETS für Testzwecke zur Verfügung stellen. Des Weiteren wird beim Importeur oder den Hersteller der *Random Sampling Test* durchgeführt, um den Erhalt der Quality zu sichern. Dies erfolgt durch eine stichprobenartige Prüfung der Komponenten aus den Lagern und Handelsräume der Importeure und Hersteller. Um einen langfristigen Zuschuss der Regierung zu erhalten, müssen beide Tests positiv ausfallen. [15]

## 3.5 Qualität laut NEPQA

Um in Nepal eine qualitative Photovoltaik Anlage zu errichten, ist es wichtig nur RETS geprüfte Module zu verwenden. Diese prüfen ob die *Nepal Photovoltaic Quality Assurance* Standards eingehalten werden. Um einen Überblick zu erhalten was diesem Standard entspricht, werden die Anforderungen der *Nepal Photovoltaic Quality Assurance* in den folgenden Punkten laut [15] zusammengefasst. Auffällig ist, dass nur Module, Batterien und Laderegler betrachtet werden. Es werden keine Anforderungen an Wechselrichter gestellt und es kann auch dadurch keine Mehrwertsteuer Erlass erhalten werden.

### 3.5.1 Technische Anforderung an die Module

Folgende technische Anforderungen werden laut der *Nepal Photovoltaic Quality Assurance* an die Module gestellt:

- Module müssen aus kristallinem Silizium oder Dünnschicht-Typen sein.
- Module müssen IEC zertifiziert sein.
- Der Hersteller muss eine Garantie auf einen Leistungsverlust der Nennleistung von maximal 10% nach 10 Jahren und 20% nach 20 Jahren gegeben werden.
- Es muss eine Etikette fest auf dem PV-Modul befestigt werden, welche folgende Angaben enthält:
  - Name des Herstellers
  - Modell / Typ
  - Seriennummer des Herstellers
  - Maximale Leistung in Watt Peak
  - Leerlaufspannung in Volt
  - Kurzschlussstrom in Ampere
  - Maximale Nennspannung in Volt
  - Maximale Nennstrom in Ampere
  - Marke (falls zutreffend)
- Folgende elektrische Parameter der PV Module müssen eingehalten werden:
  - Abweichung der maximalen Leistung, vom Hersteller angegebenen Nominalwerten müssen innerhalb von - 5 % bis + 20 % bei STC sein.
  - Die maximale Nennspannung der 36 Zellen Kristalline PV-Module muss mindestens 17 V bei STC sein. Die maximale Nennspannung von 72 Zellen PV-Modul muss mindestens 34 V bei STC sein.
  - Die maximale Nennspannung der Dünnschichtmodule, welche für ein 12 V-System verwendet werden, muss mindestens 17 V bei STC sein.

Zusätzlich muss die maximale Nennspannung für Anlagen mit einer Systemspannung von 12 X V mindestens 17 X V bei STC sein.

- Module mit einer Leistung von 40 Wp und höher, müssen Bypassdioden eingebaut haben.
- Kristalline Module mit einer Leistung von 10 Wp bis 50 Wp müssen einen Wirkungsgrad von mindestens 11 % besitzen, mit einer Leistung von 50 Wp bis 100 Wp einen Wirkungsgrad von mindestens 12 %. Kristalline Module die Größer sind als 100 Wp müssen einen Wirkungsgrad von mindestens 14 % haben (bei STC).
- Dünnschichtmodule bis einschließlich 100 Wp müssen einen Wirkungsgrad von mindestens 8 % aufweisen und ab einer Größe von 100 Wp muss der Wirkungsgrad mindestens 10 % betragen (bei STC).

### 3.5.2 Technische Anforderung an Batterien

Folgende technische Anforderungen werden laut der *Nepal Photovoltaic Quality Assurance* an die Batterien gestellt:

- Der Betriebslebenszyklus von 12 V Blei-Batterie muss mindestens 3000 Zyklen bei 20 % DoD und 1000 Zyklen bei 80 % DoD betragen.
- Betriebslebenszyklen von Lithium-Ionen / Ni-MH-Akkus müssen mindestens 4000 Zyklen bei 20 % DoD und 2.000 Zyklen bei 80 % DoD betragen.
- Der Betriebslebenszyklus von 2 V Blei-Panzerplatten-Batterie muss mindestens 4000 Zyklen bei 20 % DoD und 1500 Zyklen bei 80 % DoD betragen.
- Abweichung der Batteriekapazität von seiner Nennkapazität darf + 10 % und - 5 % nicht über- oder unterschreiten, während einem 10 Zyklen Tests.
- Die Lade / Entlade-Wirkungsgrad der Batterie darf nicht weniger als 80 % betragen.
- Seriennummer des Herstellers muss auf der äußeren Oberfläche der Batterie graviert sein.
- Säurehaltige Batterien müssen richtige Indikatoren für den Elektrolytstand haben.
- Die folgenden Mindestangaben müssen auf dem Etikett der Batterie angegeben werden:
  - Akku nach Hersteller
  - Modell / Marke und Typ
  - Nennkapazität in Amperestunden
  - Nennspannung

### 3.5.3 Technische Anforderung an Laderegler

Folgende technische Anforderungen werden laut der *Nepal Photovoltaic Quality Assurance* an die Batterien gestellt:

- Der Laderegler muss in Übereinstimmung mit Pulsweitenmodulation (PWM) Prinzipien oder im MPPT Prinzip funktionieren.
- Die Abschaltspannung bei Tiefentladung darf nicht weniger als 11,4 V für 12 V-System sein. Für eine Systemspannung von 12 X V, muss die Abschaltspannung bei Tiefentladung mindestens 11.4 X V betragen.
- Laderegler bis zu 12 V/10 A müssen über einen Tiefentladeschutz verfügen, ohne jede Möglichkeit zur manuellen Deaktivierung.
- Überladeschutz muss enthalten sein. Die Ladeschlussspannung soll im Bereich von 14 -15 V für ein 12 V System sein. Für Systemspannungen mit 12 X V, muss die Ladeschlussspannung mindestens im Bereich von 14-15 X V sein.
- Die Verwendung von elektromechanischen Relais ist nicht gestattet.
- Folgende Ruhestromverbräuche dürfen für Laderegler mit PWM Steuerung nicht überschreiten werden
  - 10 mA für Laderegler bis zu einem Bemessungsstrom von 20 A
  - 50 mA für Laderegler ab einem Bemessungsstrom von 20 A
- Folgende Ruhestromverbräuche dürfen für Laderegler mit MPPT Steuerung nicht überschreiten werden
  - 50 mA für Laderegler bis zu einem Bemessungsstrom von 20 A
  - 150 mA für Laderegler ab einem Bemessungsstrom von 20 A
- Folgende Sperrströme dürfen nicht überschreiten:
  - Für PWM Laderegler Type 500 Mikroampere.
  - Für MPPT-Laderegler Type 2500 Mikroampere.
- Der Spannungsabfall darf bei einem 12 V System maximal 1 V beim Aufladen und maximal 0,5 V beim Entladen betragen. Bei einer Systemspannung von 12 X V, darf der Spannungsabfall maximal 1 X V und bei der Entladung darf der Spannungsabfall maximal 0,5 X V betragen.
- Der Laderegler muss in einem Temperaturbereich von -5 bis 40 °C fehlerfrei arbeiten können.
- Ein Verpolungsschutz muss gegeben sein.
- Ein Kurzschlusschutz auf der Lastseite muss gegeben sein.
- Gehäuse des Ladereglers muss die Elektronik vor dem Eindringen von Staub, Rauch, Feuchtigkeit und Öl schützen.



- Die folgenden Mindestangaben müssen auf dem Etikett des Ladereglers enthalten sein:
  - Hersteller Name
  - Marke / Modell
  - Seriennummer
  - Maximaler Eingangsstrom
  - Maximaler Laststrom

## 4      **UNTERSUCHEN DER PLANNUNGSANFORDERUNGEN FÜR PHOTOVOLTAIK IN KATHMANDU**

Um eine Anlage wirtschaftlich zu betreiben, ist es sehr wichtig diese effizient zu errichten. Das bedeutet, dass die Verluste so gering wie möglich gehalten werden müssen. Eine tragende Rolle spielt hier das Verhältnis von Investitionskosten zu erwirtschaftetem Ertrag. Ist eine Anlage mit großen Verlusten behaftet, so erhöhen sich die Kosten pro erwirtschaftete kWh und die Anlage verliert an Wirtschaftlichkeit. Um das Verhältnis von Investitionskosten zu erwirtschaftetem Ertrag so klein wie möglich zu halten, werden in diesem Kapitel die relevanten Komponenten beschrieben und dahingehend untersucht, worauf bei der Planung von Photovoltaik-Anlagen in Kathmandu besonders zu achten ist. Damit Fehlplanungen wie in Abbildung 4-1 dargestellt vermieden werden können.



Abbildung 4-1 Abbildung links: Spanngurt über dem Modul führt zu erheblichen Verschattungsverlusten, Abbildung Mitte: Masten der Windkraftanlage führt zu erheblichen Verschattungsverlusten, Abbildung rechts: zwei unterschiedliche Module sind in Serie miteinander verschalten

### 4.1      **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 [4]. 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. Auf diesen Wert sollte besonders bei der Errichtung von Anlagen in Kathmandu geachtet werden, da in der dicht besiedelten Stadt die verfügbaren Flächen meist gering sind. In den nachfolgenden Punkten werden die Verschieden Technologien kurz beschrieben und auf die Vorteile eingegangen.

## Kristallines Silizium

Das Rohsilizium wird durch sehr energieintensive Prozesse zu 0,3 mm [6] dünne Solarzellen veredelt, die als Wafer bezeichnet werden. Mehrere Zellen werden durch Reihen und Parallelschaltung zu einem Modul zusammengeschlossen, eingekapselt und in einen stabilen Rahmen eingebunden [4]. Unterschieden wird 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 geringsten ist. Die produzierten Größen reichen heutzutage 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:

Wird eine polykristalline Zelle näher betrachtet, wird deutlich, 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

Die Erfahrungswerte bezüglich Dünnschichtmodule sind in Nepal eher gering und die Verfügbarkeit am lokalen Markt sehr klein. Sie werden von einigen Firmen für sogenannte *Solar Home Systems* (Kleinstanlagen) im ländlichen Bereich verwendet. [23]

Doch einen wesentlichen Vorteil haben Dünnschichtmodule gegenüber kristallinen Modulen. Diese sind in der Regel günstiger, denn durch eine geringere 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. Ein weiterer Vorteil 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 liegt zwischen 5 % und 10 % [16]. Verschiedene Materialien werden für die Herstellung solcher Module verwendet, diese sind:

- Amorphes Silizium
- Gallium- Arsenid (GaAs)

- Cadmium-Tellurit (CdTe)
- Kupfer Indium-Diselenid (Cis)

## 4.2 Wechselrichter

Die Hauptaufgabe eines Wechselrichters ist es, den von der Photovoltaik erzeugten Gleichstrom in Wechselstrom umzuwandeln und dies möglichst ohne Verluste. Was bei der Verwendung von Wechselrichter in Kathmandu berücksichtigt werden muss, ist dass diese für einen Temperaturbereich von 2°C bis 38°C ausgelegt sind, dies sind die maximalen und minimalen Temperaturen die laut [28] innerhalb einer 10 Jahres Messperiode nie unter bzw. überschritten wurden. Die Dimensionierung des Wechselrichters ist abhängig von der Leistung des PV-Generators und sollte so gewählt werden, dass Ertragsverluste minimiert werden. Das Simulationsprogramm [3] empfiehlt für den Standort Kathmandu, dass bei optimaler Ausrichtung der Module die Leistung des PV- Generators maximal 96% (in Österreich 112%) der Wechselrichtereingangsleistung entsprechen soll. 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 und somit auch wieder Auswirkung auf die Wirtschaftlichkeit hat. Hierbei ist darauf zu achten, dass der Gesamtwirkungsgrad durch das Produkt aus Umwandlungswirkungsgrad und Anpassungswirkungsgrad definiert ist.

**Umwandlungswirkungsgrad:** Er gibt das Verhältnis zwischen Eingangsleistung und Ausgangsleistung des Wechselrichters an und ist durch Gleichung (4-1) definiert.

$$\eta_{um} = \frac{P_{AC}}{P_{DC}} \quad (4-1)$$

$\eta_{um}$  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 ein geregelt. Das schrittweise Antasten an den MPP-Punkt entlang der Strom-Spannungs-Kennlinie ist in Abbildung 4-2 abgebildet. Die erzeugte maximale Leistung

wird als MPP-Leistung bezeichnet und der Anpassungswirkungsgrad gibt laut Gleichung (4-2) das Verhältnis zwischen der erzeugten Eingangsleistung und der MPP-Leistung an.

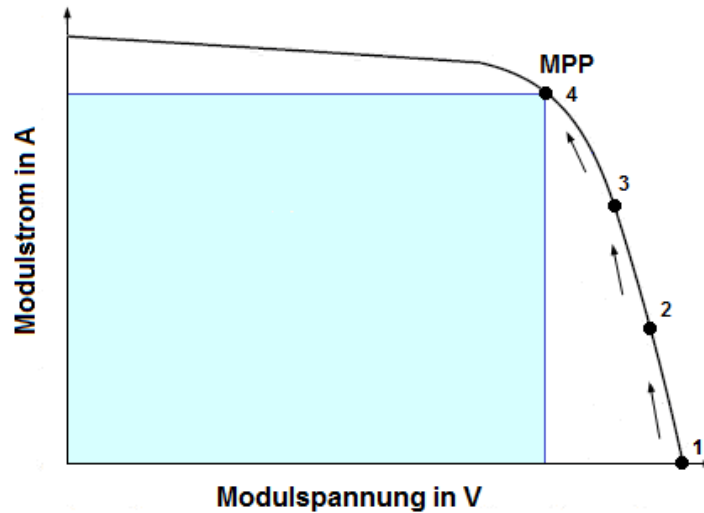


Abbildung 4-2 Schrittweises Herantasten an den MPP-Punkt (erstellt nach [18])

$$\eta_{an} = \frac{P_{DC}}{P_{MPP}} \quad (4-2)$$

$\eta_{an}$  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 (4-3) definiert.

$$\eta_{WR} = \frac{P_{AC}}{P_{MPP}} \quad (4-3)$$

$\eta_{WR}$  Gesamtwirkungsgrad in %

$P_{AC}$  AC Ausgangsleistung in W

$P_{MPP}$  MPP-Leistung in W

Des Weiteren 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.

Um Wirkungsgrade verschiedener Wechselrichter sinnvoll vergleichen zu können, wird in Abhängigkeit von europäischen Klimagegebenheiten der europäische Wirkungsgrad angegeben. Dieser Wirkungsgrad kann in Kathmandu nicht angewendet werden, da statistisch gesehen die Einstrahlungswerte und somit die Auslastung des Wechselrichters nicht denen von Europa entsprechen. Zum Vergleich von Wechselrichter in Nepal, kann der sogenannte *Nepalesische Wirkungsgrad* [28] mit der Gleichung (4-4) ermittelt werden.

$$\eta_{NS} = 0,05 \cdot \eta_{10} + 0,13 \cdot \eta_{30} + 0,22 \cdot \eta_{50} + 0,53 \cdot \eta_{90} + 0,07 \cdot \eta_{105} \quad (4-4)$$

$\eta_{NS}$  Nepalesischer Wirkungsgrad

$\eta_{10}$  Wirkungsgrad des Wechselrichters bei einer Auslastung von 10%

$\eta_{30}$  Wirkungsgrad des Wechselrichters bei einer Auslastung von 30%

usw.

Die Wirkungsgrade des Wechselrichters, bei unterschiedlichen Auslastungen sind in den Datenblättern renommierter Wechselrichterhersteller angegeben.

### 4.3 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 4-3). Der erste Schaltkontakt S1 trennt beim Erreichen der Ladeschlussspannung den Generator von der Batterie. Beim Absinken der Batteriespannung wird der Generator wieder dazu geschaltet. 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.

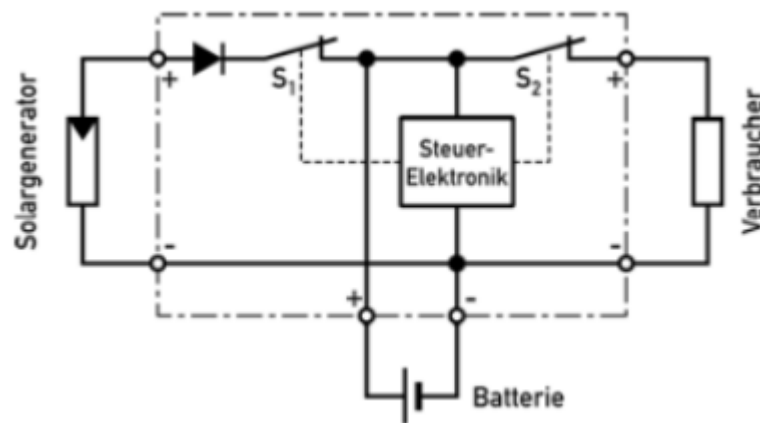


Abbildung 4-3 Schaltprinzip eines Serienreglers [8]

**Parallelregler:** Dieser Regler besitzt ebenfalls zwei Schaltkontakte. Einer dieser Kontakte ist allerdings parallel zum PV Generator verschaltet (Abbildung 4-4). So wird beim Erreichen der Ladeschlussspannung der Generator kurzgeschlossen (Schaltkontakt S1) und somit 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 bei Serienregler Leistungsverluste längs des Schaltkontaktes S1 auftreten [8].

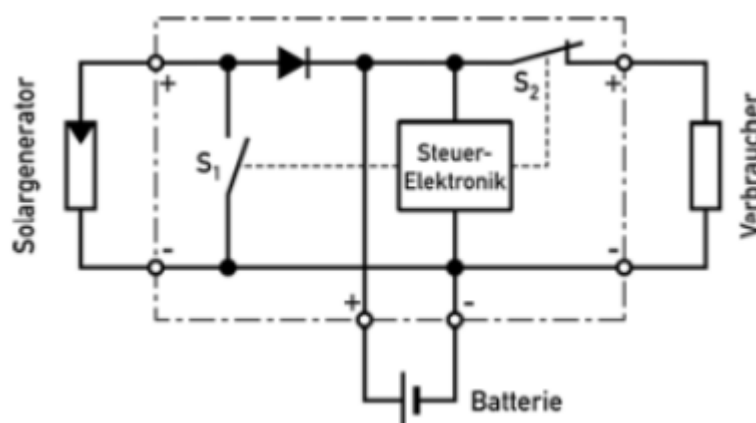


Abbildung 4-4 Schaltprinzip eines Parallelreglers [8]

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.

Bei der Auswahl eines Ladereglers sollten laut Literatur [26] folgend Punkte Beachtet werden:

- Der Laderegler muss auf den verwendeten Batterien type abgestimmt sein.
- Systemspannung des Batteriesystems muss auf den Laderegler abgestimmt sein.
- Laderegler muss der auftretenden maximalen Spannung des Generators standhalten.
- Laderegler muss dem Kurzschlussstrom des Generators standhalten.
- Die maximale Entnahmestromstärke der Verbraucher darf die maximal zulässige Stromstärke des Ladereglers nicht überschreiten. Dies kann durch den Einbau einer Sicherung garantiert werden.
- Zur Verlängerung der Lebensdauer von Akkumulatoren sollte Laderegler mit Temperaturkompensation eingesetzt werden.
- Bei größeren Anlagen sollten Laderegler mit MPP-Tracker verwendet werden.
- Verwendung von Ladereglern mit Gasregelung wenn es von Hersteller des Batteriesystems empfohlen wird.
- In Bezug auf die Effizienz sollten Laderegler verwendet werden, welche einen geringen Spannungsabfall (z. B.: Diode) aufweisen. So kann der Wirkungsgrad von 97% bis 99% betragen.

## 4.4 Batterie

Beim Errichten einer Photovoltaik-Inselanlage oder einem Photovoltaik-Hybridsystem als Backup wird in dem meisten Fällen ein Speichersystem benötigt. Betrachtet man den nepalesischen Markt so werden in der Regel Blei-Säure-Akkumulatoren und Lithium-Ion-Akkumulatoren angeboten. In diesem Kapitel werden beide Technologien etwas genauer betrachtet.

### 4.4.1 Blei-Säure-Akkumulatoren

Blei-Säure-Batterien gibt es schon seit 1854 und ist daher eine sehr ausgereifte Technologie. Die Speicherung der Energie findet mit Hilfe von Elektroden welche aus Blei bestehen und einem Elektrolyt (Schwefelsäure) statt. Um ein austreten dieser Schwefelsäure ( $\text{H}_2\text{SO}_4$ ) zu garantieren, ist es notwendig das die Batterie aus einem Säurefesten Gehäuse besteht. Dieses sollte auch mechanischen Beanspruchungen standhält. [37]

Der Minuspol bildende Plattensatz besteht im geladenen Zustand aus Blei (Pb), der den Pluspol bildenden Plattensatz aus Bleioxid ( $\text{PbO}_2$ ). Zwischen den Plattensätzen befindet sich ein Trennmaterial, welches die Plattensätze trennt und mechanisch schützt, ohne den Säureaustausch zu behindern. Wird einer Batterie Strom entnommen, wird Blei zu  $\text{Pb}^{2+}$  oxidiert und Bleioxid zu  $\text{Pb}^{2+}$  reduziert. Die  $\text{Pb}^{2+}$ -Ionen reagieren mit den Säure-Ionen  $\text{SO}_4^{2-}$  zu  $\text{PbSO}_4$ , 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. [5]

Diese chemischen Prozesse führen dazu, dass die Leistungskapazität von der Entnahmegeschwindigkeit abhängt. So kann bei langsamer Entladung mehr Strom entnommen werden als bei schneller Entladung. Mit jedem Zyklus erleidet der Bleibatterie durch zunehmende Sulfatierung eine irreversible Kapazitätsverlust. Dieser Kapazitätsverlust ist umso größer, je stärker die Tiefentladung ist. [37]

Unterschieden wird bei Bleiakкумуляtoren zwischen offenen und geschlossenen Systemen. Bei offenen Bleiakкумуляtoren können Säuredämpfe, Sauerstoff und Wasserstoff entweichen. Deshalb ist es wichtig, dass diese aufrecht stehend positioniert werden und für genügend Belüftung gesorgt ist. Aufgrund des geringeren Innenwiderstandes, können offene Akkumulatoren kurzfristig mit hohen Stromstärken entladen werden. [37]

AGM-Akkumulatoren und Gel-Akkumulatoren gehören zu den geschlossenen Systemen. Da bei einer normalen Betriebsführung keine Flüssigkeit oder Sauerstoff durch Gasung oder Erwärmung austreten, gelten diese beiden Batterietypen als weitgehend wartungsfrei. Durch überhöhte Spannungen kommt es jedoch zur verstärkten Gasbildung, um sicherzustellen das Sauerstoff und Wasserstoff entweichen können, ist ein Überdruckventil in der Batterie eingebaut. Da diese weitergehend nicht mehr befüllt werden kann, ist es notwendig das Laden über die Ladenschlussspannung für einen längeren Zeitraum zu vermeiden. Ein weiterer Vorteil von geschlossenen Akkumulatoren ist, dass beim Kippen der Batterie keine Säure ausläuft und somit können diese in unterschiedlichen Positionen gelagert werden. [37]

Aufgrund der Erprobtheit dieser Technologie und den vergleichsweise geringen Investitionskosten, werden Bleibatterien sehr oft als Speichersystem für Photovoltaikanlagen verwendet. Basisdaten, sowie Vor- und Nachteilen können der Tabelle 4-1 entnommen werden.

Tabelle 4-1 Eigenschaften von Bleibatterien (erstellt nach [38])

<b>Wirkungsgrad Laden-Entladen inkl. Batterieumrichter</b>	70% bis 75%
<b>Energiedichte</b>	50 Wh/l bis 75 Wh/l
<b>Zykluslebensdauer</b>	500 bis 2.000
<b>Kalendarischer Lebensdauer</b>	5 bis 15 Jahre (abhängig vom Temperatur und Ladezugang)
<b>Entladetiefe</b>	70%
<b>Selbstentladung</b>	3 - 5% pro Monat
<b>Leistungsbezogene Investitionskosten</b>	150€/ kW bis 200€/ kW
<b>Energiebezogene Investitionskosten</b>	100€/ kWh bis 250€/ kWh
<b>Anforderungen Aufstellort</b>	Aufstellraum muss belüftet sein, Luftdurchsatz abhängig von Technologie (geschlossen oder verschlossen)
<b>Vorteile beim Einsatz in PV-Speichern</b>	Etablierte Technologie mit viel Betriebserfahrungen stationäre Anlagen, geringe Investitionskosten
<b>Nachteile beim Einsatz in PV-Speichern</b>	Geringe Energiedichte nachteilig bei begrenztem Platzangebot , Lüftungsanforderung im Batterieraum nicht immer einfach umsetzbar

#### 4.4.2 Lithium-Ionen

Diese Technologie zeichnet sich besonders durch ihre hohe Energiedichte und einen guten Wirkungsgrad bei Be- und Entladen der Batterie. Theoretisch kann eine Lithium-Ionen-Batterie zu 100% Tiefentladen werden. Die im Handel üblichen Produkte erreichen eine erlaubte Tiefentladung von 70% bis 95%. Dieser Wert liegt deutlich über den der Blei-Batterie. Die Zyklenzahl ist gegenüber der Blei-Batterie auch deutlich höher. Was zu einer längeren Lebensdauer führt. Ein deutlicher Nachteil, neben den vergleichsweise hohen Investitionskosten, ist die hohe Brandgefahr in Fehlerfall. Diese erfolgt durch eine Wärmeentwicklung bei nicht sachgemäßen Laden- (Überladen) und Entladevorgängen. Dies kann durch eine dementsprechende Steuerungselektronik mit Fehlererkennung entgegen gewirkt werden. [37]

Die Eigenschaften von Lithium-Ionen-Akkumulatoren können durch den Einsatz entsprechender Materialien in Elektroden, Separator und Elektrolyt stark beeinflusst werden. So kann Einfluss auf Lebensdauer, Zellspannung und Benutzerrisiko (Brandgefahr) genommen werden. Bei den am weitverbreitetsten Lithium-Ionen-Batterien bestehen die negative Elektrode aus Graphit und die positive Elektrode aus Lithium-Metalloxid oder Lithium-Cobaltdioxid. Wobei Cobalt zukünftig durch ein anderes Material ersetzt werden wird, da die Verfügbarkeit stark begrenzt ist. [37]

Neben dieser Materialkombination gibt es noch einige weitere, wie zu Beispiel:

- Lithium-Polymer
- Lithium-Titanat
- Lithium-Phosphat
- Lithium-Nickel-Cobalt-Mangan
- Lithium-Mangan-Oxid

Diese junge Technologie wird trotz ihrer hohen Investitionskosten nach Blei-Akkumulatoren häufig als Solarspeicher eingesetzt. Die Eigenschaften eine Lithium-Ionen-Batterie sind der Tabelle 4-2 zu entnehmen.

Tabelle 4-2 Eigenschaften von Lithium-Ionen-Batterien (erstellt nach [38])

<b>Wirkungsgrad Laden-Entladen inkl. Batterieumrichter</b>	80% bis 85%
<b>Energiedichte (Zellen)</b>	200 Wh/l bis 350 Wh/l
<b>Zykluslebensdauer</b>	1.000 bis 5.000 (Vollzyklen)
<b>Kalendarischer Lebensdauer</b>	5 bis 20 Jahre (abhängig vom Temperatur und Ladezugang)
<b>Entladetiefe</b>	Bis 100%
<b>Selbstentladung</b>	3 - 5% pro Monat
<b>Leistungsbezogene Investitionskosten</b>	150€/ kW bis 200€/ kW
<b>Energiebezogene Investitionskosten</b>	300€/ kWh bis 800€/ kWh
<b>Anforderungen Aufstellort</b>	Bislag sind keine speziellen Anforderungen festgelegt.
<b>Vorteile beim Einsatz in PV-Speichern</b>	Lange Lebensdauer, keine Anforderungen an Aufstellort, hohe Energiedichte (d.h kompaktes System), wenig Wartungsaufwand
<b>Nachteile beim Einsatz in PV-Speichern</b>	Hohe Kosten, wenige Erfahrung mit der Technologie in der gegebenen Anwendung, im Fehlerfall Gefahr von Brand

## 4.5 Ausrichtung der Module

Wichtig für das effiziente Errichten einer PV-Anlage sind Ausrichtung und Neigung der Module. Wenn die Sonne im rechten Winkel auf das Modul einfällt, resultiert daraus die größte Ausbeutung. 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 Kathmandu 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 4-5)

	-60	-30	0	30	60
0	90,3	90,3	90,3	90,3	90,3
5	91,9	93,0	93,4	92,9	91,6
10	92,8	95,1	95,8	94,9	92,4
15	93,4	96,7	97,8	96,3	92,7
20	93,5	97,7	99,1	97,1	92,6
25	93,2	98,2	99,9	97,6	92,1
30	92,4	98,2	100,0	97,4	91,2
35	91,4	97,5	99,6	96,7	90,0
40	89,0	96,4	98,1	95,4	88,3

Abbildung 4-5 Verhältnis des spezifischen Jahresertrags, bei entsprechendem Azimut- und Neigungswinkel, zu spezifischem Jahresertrag bei optimaler Ausrichtung für den Standort Kathmandu (erstellt mit den Werten aus [3])

Aus dieser Abbildung wird erkenntlich, dass sich die optimale Ausrichtung nicht von der in Österreich unterscheidet. Die optimale Ausrichtung in Kathmandu liegt bei

einem Azimutwinkel von  $0^\circ$  (Südausrichtung) und einem Neigungswinkel von  $30^\circ$ . Da sich Kathmandu näher am Äquator befindet, war das erwartete Ergebnis ein flacherer Neigungswinkel. Dass dies nicht der Fall ist, liegt im Moon-Regen begründet. Da sich durch den Moon-Regen in den Sommermonaten die Einstrahlungssumme reduziert. So kommt es dazu, dass die Einstrahlungssumme in den Frühlings- und Herbstmonaten höher ist, wo auch der Einstrahlwinkel der Sonne niedriger ist als in den Sommermonaten.

## 4.6 Verschattung und Sonnenstand

Verschattungen können den Ertrag einer PV-Anlage stark reduzieren und sind deshalb möglichst zu vermeiden. Generell gilt, je näher sich das schattenwerfende Objekt befindet, desto geringer der Anteil der diffusen Strahlung der die PV-Module erreicht, desto größer der Ertragsverlust. Der Verlauf der Sonne ist dafür von großer Bedeutung. Kathmandu liegt auf der nördlichen Halbkugel. Der Sonnenhöchststand der über das ganze Jahr erreicht wird, hat einen Einfallswinkel von  $85,5^\circ$  zu Horizont und wird am 21.Juni um 12:00 erreicht [27]. Der Sonnentiefststand zur Mittagszeit wird am 21.Dezember um 12:00 erreicht und hat einen Einfallswinkel von  $38,5^\circ$  [27]. Daraus folgt das besonders auf schattenwerfende Objekte in südlicher Richtung zu achten ist.

Generell kann unterschieden werden zwischen Umgebungsverschattung, Nahverschattung, Eigenverschattung und Temporärererschattung. Um mögliche Verschattungsverluste abzuschätzen, kann die Umgebung aufgenommen werden. Dazu werden ein Neigungsmesser und ein Kompass benötigt. Es werden von einem zentralen Punkt des geplanten PV-Standpunktes alle Eckpunkte der Umgebung mit Neigung und Himmelsrichtung ausgenommen und in ein Sonnenstands Diagramm eingeben. Zu beachten ist, dass bei Kompass Norden mit  $0^\circ$  definiert ist. Um diese Daten in einem Simulationsprogramm verwenden zu können, ist es notwendig, alle eingetragenen Himmelsrichtungen für  $0^\circ$  ist gleich Süden umzurechnen. Dies erfolgt durch die Subtraktion mit  $180^\circ$ .

Bei Nah- oder Eigenverschattung wo die Abstände zu schattenwerfenden Objektes bekannt sind (oder Messbar) bietet es sich auch an diese Verschattungskurve (Abbildung 4-6) über die trigonometrische Beziehung zu ermitteln.

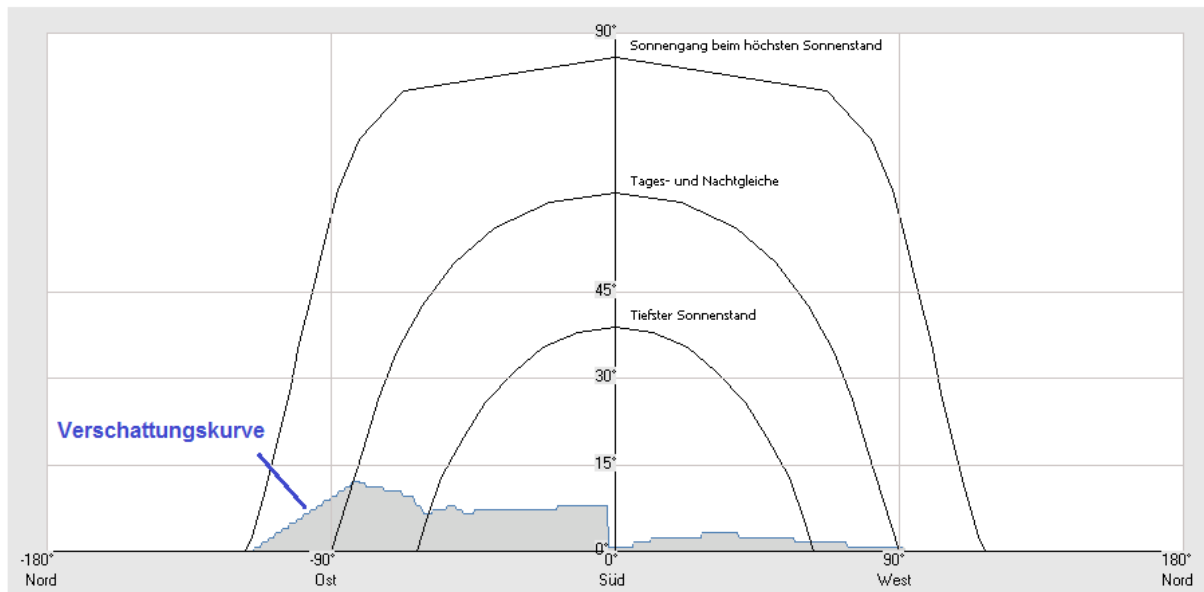


Abbildung 4-6 Verschattungskurve eines Standortes in Kathmandu

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. Es ist auch darauf zu achten, dass die Stränge parallel zur Verschattung angeordnet sind (Abbildung 4-7).

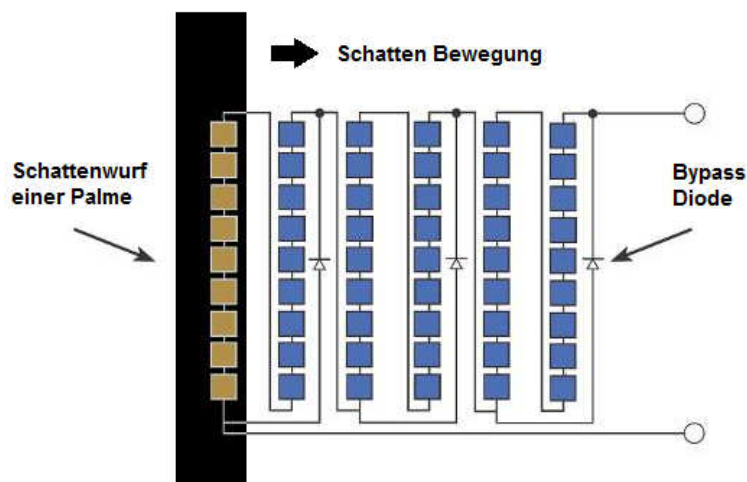


Abbildung 4-7 Schattenwurf und Bypass-Dioden

Um weitere die Ertragseinbußen bei einer unvermeidbaren Teilverschattung so gering wie möglich zu halten, sollten Module mit einer hohen Anzahl an Bypassdioden verwendet werden. Weiteres sollte darauf geachtet werden Parallel Stränge die auf einen gemeinsamen MPP-Tracker angeschlossen sind, auch den gleichen

Einstrahlung ausgesetzt sind. Ist dies nicht der Fall sollten sogenannte Multistringwechselrichter (mehrere MPP-Tracker) verwendet werden. [26]

Eine temporäre Verschattung ist eine Ablagerung von Staub, Laub, Schnee und Vogelexkrementen auf den Modulen. Diese Verluste können minimiert werden, indem man die Module regelmäßig reinigt, besonders in den Trockenzeiten von November bis März. Um eine Selbstreinigung der Module sicherzustellen, sollten laut Literatur [5] die Module mit einer Mindestneigung von  $12^\circ$  installiert werden.

## 4.7 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 4-8 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
- MPP-Spannungsbereich des Wechselrichters
- Maximaler DC-Eingangstrom des Wechselrichters

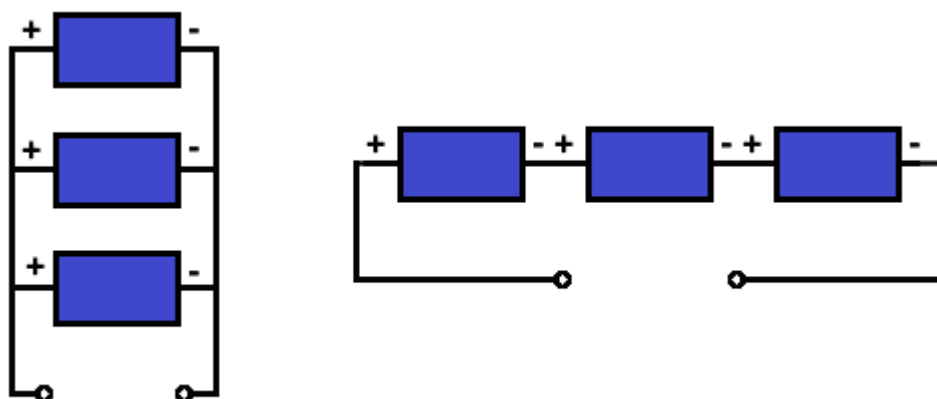


Abbildung 4-8 Abbildung links: Parallelschaltung von Modulen; Abbildung rechts: Serienschaltung von Modulen;

#### 4.7.1 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. Die Spannung ist jedoch nicht konstant, sondern variiert mit steigender und sinkender Zelltemperatur. In Abbildung 4-9 wird gezeigt, wie die Spannung bei zunehmender Temperatur sinkt.

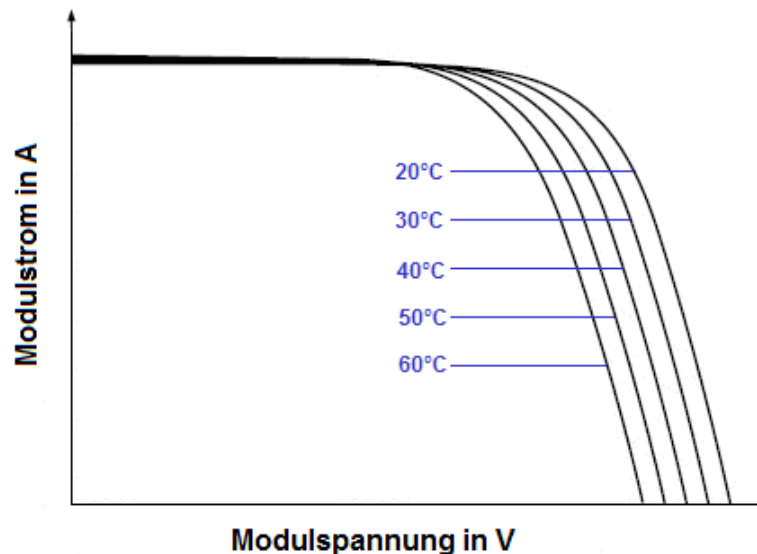


Abbildung 4-9 Modulspannung in Abhängigkeit von Modulstrom und Temperatur (erstellt nach [22])

Um die Zelltemperatur zu ermitteln wird die *Normal Operating Condition Temperatur*, kurz NOCT, herangezogen. Diese sagt aus, welche Temperatur ein Modul bei einer Einstrahlung von 800 W/m<sup>2</sup>, einer AM von 1,5 und einer Umgebungstemperatur von 20°C erreicht. Mit Hilfe der NOCT und der Gleichung (4-5) kann die Zelltemperatur für beliebige Einstrahlungsverhältnisse und Außentemperaturen ermittelt werden.

$$T_{Modul} = \frac{Q_{Solar}}{Q_{Solar(NOCT)}} \cdot (T_{NOCT} - T_{20^{\circ}C}) + T_U \quad (4-5)$$

$T_{Modul}$	Modultemperatur in °C
$T_{20^{\circ}C}$	Umgebungstemperatur bei NOCT in °C
$Q_{Solar(NOCT)}$	Einstrahlung bei NOCT in W/m <sup>2</sup>
$T_U$	Umgebungstemperatur in °C
$Q_{Solar}$	Einstrahlung in W/m <sup>2</sup>



Um die niedrigste- und höchstmögliche Zelltemperatur für Module in Kathmandu zu ermitteln, wurde mit der Gleichung (4-5) die sich stündliche ändernde Zelltemperatur auf Basis der Klimadaten aus PV-Sol ermittelt. Als NOCT wurde hier ein handelsüblicher Wert von 47°C angenommen. Die minimale Zelltemperatur die in dieser Simulation aufgetreten ist, betrug 0°C und die maximale Zelltemperatur betrug 67°C.

Die technischen Daten der Module werden unter STC angegeben und es ist auf keinem Datenblatt die Leerlaufspannung bei einer Temperatur von 0°C angegeben. Aber es wird vom Hersteller fast immer ein Korrekturfaktor  $\Delta U$  zur Verfügung gestellt, welcher angibt, um wie viel Prozent sich die Leerlaufspannung bei einem Temperaturan- oder -abstieg von 1 K ändert. So kann mit Gleichung (4-6) die Leerlaufspannung für dieses Temperaturniveau errechnet werden. Zur Berechnung der maximalen Anzahl der Module in einem Strang wird die Gleichung (4-7) angewendet, welche eine abgeänderte Gleichung der Literatur [5] ist.

$$U_{0(0^{\circ}C)} = \left(1 - \frac{(T_{(25^{\circ}C)} - T_{(0^{\circ}C)}) \cdot \Delta U}{100}\right) \cdot U_{0(25^{\circ}C)} \quad (4-6)$$

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

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

$\Delta U$  prozentuelle Spannungsänderung in %/K

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

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

$$n_{\max} = \frac{U_{WR, \max}}{U_{0(0^{\circ}C)}} \quad (4-7)$$

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

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

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

#### 4.7.2 Bestimmung der minimalen und maximalen Anzahl von Modulen in einem Strang

Die Bestimmung der minimalen und maximalen Anzahl von Modulen pro Strang dient in erster Linie zur Vermeidung von Ertragsausfällen. So kann es dazu kommen, wenn die MPP- Eingangsspannung des Wechselrichters unter- oder überschritten wird, dass der MPP- Tracker den MPP- Punkt nicht mehr findet. Um die minimale Anzahl von Modulen herauszufinden, wird auch hier wieder eine Extremsituation herangezogen.

Diese entspricht der maximalen zu erreichenden Zelltemperatur, welche 67°C beträgt. Die MPP-Spannung bei STC muss mit der Gleichung (4-8) auf die MPP-Spannung bei 67°C umgerechnet werden und mit der Gleichung (4-9) (abgeändert laut Literatur [5]) kann die minimale Anzahl der Module in einem Strang ermittelt werden.

$$U_{MPP(67^{\circ}C)} = \left(1 - \frac{(T_{(25^{\circ}C)} - T_{(67^{\circ}C)}) \cdot \Delta U}{100}\right) \cdot U_{MPP(25^{\circ}C)} \quad (4-8)$$

$U_{MPP(67^{\circ}C)}$	Nennspannung im Modul bei 67 °C in V
$U_{MPP(25^{\circ}C)}$	Nennspannung im Modul bei STC in V
$\Delta U$	prozentuelle Spannungsänderung in %/K
$T_{(25^{\circ}C)}$	Modultemperatur bei STC in °C
$T_{(67^{\circ}C)}$	maximale Modultemperatur in °C

$$n_{\min} = \frac{U_{WR, MPP, \min}}{U_{MPP(67^{\circ}C)}} \quad (4-9)$$

$n_{\min}$	minimale Anzahl der Module in einem Strang in Stk
$U_{WR, MPP, \min}$	minimale Eingangsspannung des Wechselrichters im MPP in V
$U_{MPP(67^{\circ}C)}$	Nennspannung im Modul bei 67°C in V

Für die Ermittlung der maximalen Anzahl der Module je Strang wird die MPP-Spannung bei STC auf die MPP-Spannung bei 0°C mit Gleichung (4-10) umgerechnet. Mit dem Ergebnis kann mit Gleichung (4-11) die maximale Modulanzahl pro Strang errechnet werden. Beide Gleichungen wurden wieder der Literatur [5] entnommen und nach den Gegebenheiten für Kathmandu abgeändert.

$$U_{MPP(0^{\circ}C)} = \left(1 - \frac{(T_{(25^{\circ}C)} - T_{(0^{\circ}C)}) \cdot \Delta U}{100}\right) \cdot U_{MPP(25^{\circ}C)} \quad (4-10)$$

$U_{MPP(0^{\circ}C)}$	Nennspannung im Modul bei 0 °C in V
$U_{MPP(25^{\circ}C)}$	Nennspannung im Modul bei STC in V
$\Delta U$	prozentuelle Spannungsänderung in %/K
$T_{(25^{\circ}C)}$	Modultemperatur bei STC in °C
$T_{(0^{\circ}C)}$	minimale Modultemperatur in °C

$$n_{\max} = \frac{U_{WR, MPP, \max}}{U_{MPP(0^{\circ}C)}} \quad (4-11)$$

$n_{\max}$	maximale Anzahl der Module in einem Strang in Stk
$U_{WR, MPP, \max}$	maximale Eingangsspannung des Wechselrichters im MPP in V
$U_{MPP(0^{\circ}C)}$	Nennspannung im Modul bei 0°C in V

### 4.7.3 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 (4-12) berechnet werden [5]. Für diese Berechnung wird der Kurzschlussstrom des Stranges herangezogen. Dieser Kurzschlussstrom steigt mit der Temperatur und sollte auf eine Modultemperatur von 67°C bezogen werden. Da der Anstieg des Kurzschlussstromes mit der Temperatur sehr gering ist, kann dieser vernachlässigt werden.

$$n_{Str} \leq \frac{I_{WR, \max}}{I_{K, Str}} \quad (4-12)$$

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

## 4.8 Leitungsdimensionierung

Um die Verluste durch die Leitungen gering wie möglich zu halten, sollte diese 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%. Für die Wechselstromseite wird aus wirtschaftlichen Gründen ein Spannungsabfall von unter 3% empfohlen. Grundsätzlich gibt es bei einer Photovoltaikanlagen 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 (4-13) berechnet (für einen erlaubten Spannungsabfall von 1%).

$$A_{Str} = \frac{2 \cdot l_{Str} \cdot I_{Str}}{0,01 \cdot U_{Str} \cdot \kappa} \quad (4-13)$$

$A_{Str}$	Leiterquerschnitt eines Stranges mit einem Spannungsabfall unter 1 % in mm <sup>2</sup>
$l_{Str}$	Stranglänge (einfach) in m
$I_{Str}$	Strangstrom in A
$U_{Str}$	Strangspannung in V
$\kappa$	Leitfähigkeit in 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 (4-14) berechnet (erlaubt einen Spannungsabfall von 1%).

$$A_{DC} = \frac{2 \cdot l_{DC} \cdot I_{n,DC}}{0,01 \cdot U_{n,DC} \cdot \kappa} \quad (4-14)$$

$A_{DC}$	Leiterquerschnitt der Gleichstromhauptleitung mit einem Spannungsabfall unter 1% in mm <sup>2</sup>
$l_{DC}$	Leitungslänge der Gleichstromhauptleitung (einfach) in m
$I_{n,DC}$	Nennstrom des Generators in A
$U_{n,DC}$	Nennspannung des Generators in V
$\kappa$	Leitfähigkeit in 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 (4-15) verwendet, bei einer 3-phasigen Einspeisung die Gleichung (4-16) (Beide für einen Spannungsabfall von 3%).

$$A_{AC(WS)} = \frac{2 \cdot l_{AC} \cdot I_{n,AC} \cdot \cos \varphi}{0,03 \cdot U_{n,AC} \cdot \kappa} \quad (4-15)$$

$A_{AC(WS)}$  Leiterquerschnitt der Wechselstromhauptleitung (1-phasig) mit einem Spannungsabfall unter 1% in mm<sup>2</sup>

$l_{AC}$  Leitungslänge der Wechselstromhauptleitung einfach in m

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

$U_{n,AC}$  Netzspannung (in Nepal üblicherweise 230 V) in V

$\cos \varphi$  Leistungsfaktor

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

$$A_{AC(DS)} = \frac{1,732 \cdot l_{AC} \cdot I_{n,AC} \cdot \cos \varphi}{0,03 \cdot U_{n,AC} \cdot \kappa} \quad (4-16)$$

$A_{AC(DS)}$  Leiterquerschnitt der Wechselstromhauptleitung (3-phasig) mit einem Spannungsabfall unter 1% in mm<sup>2</sup>

$l_{AC}$  Leitungslänge der Wechselstromhauptleitung einfach in m

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

$U_{n,AC}$  Netzspannung zwischen zwei Phasen (in Nepal üblicherweise 400 V) in V

$\cos \varphi$  Leistungsfaktor

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

## 5      **UNTERSUCHUNG ANHAND EINES FALLBEISPIELES**

In diesem Kapitel wurde untersucht wie es anhand eines konkreten Beispiels möglich ist, mit einem netzaktiven Photovoltaik Hybridsystem die Stromausfälle zu überbrücken und dabei noch einen wirtschaftlichen Vorteil zu kreieren. Als konkretes Beispiel wurde die *Fairytail* Schneiderei herangezogen. Als Dimensionierungskriterium wurde die mittlere Verfügbarkeit gewählt. Es wurde definiert, dass die mittlere Verfügbarkeit im Jahr 0 mindestens 95% betragen sollte.

### 5.1      **Basisdaten der Schneiderei**

#### 5.1.1      **Allgemeine Beschreibung**

Die betrachtete Schneiderei befindet sich im Stadtteil *Naya Bazar* in Kathmandu. Dieser Stadtteil unterliegt der sogenannten *Loadscheduling Zone* Nummer 2. Die Schneiderei besteht aus einem 4 stöckigen Gebäude, mit einer Dachterrasse von rund 95,5 m<sup>2</sup>. Der Eigentümer ist Hari Gautam und beschäftigt 26 Angestellte in der Schneiderei, davon 18 Schneider, 1 Schneidermeister, 1 Qualitätskontrolleur, 2 Bügler, 1 Verpacker, 2 Angestellte für die Endfertigung und 1 Manager. Zum Großteil wird für den Export gearbeitet, vorwiegend für Kunden in Tschechien, Türkei und Österreich. Die Kernarbeitszeiten der Schneiderei sind von 8:00 bis 19:00 Uhr. In diesem Zeitbereich wird bei Stromausfällen der Generator gestartet. Außerhalb der Kernarbeit wird der Generator nicht gestartet, da Großteils nur administrative Arbeiten erledigt werden.

#### 5.1.2      **Erhebung des Lastprofiles**

Um das Lastprofil der Schneiderei zu erhalten wurde von Hari Gautam (Besitzer und Leiter der Schneiderei) über eine Woche, während der Arbeitszeit, halbstündlich der Zähler abgelesen und in ein Excel-Datenblatt eingetragen (Tabelle 5-1)

Tabelle 5-1 Halbstündlicher Verbrauch der Schneiderei

Zeit		Energieverbrauch in kWh							
Von	Bis	29.Jul.14	30.Jul.14	31.Jul.14	01.Aug.14	02.Aug.14	03.Aug.14	04.Aug.14	05.Aug.14
08:00	08:30	1,4	1,51	1,48	1,41	1,52	1,35	1,49	1,51
08:30	09:00	1,43	1,5	1,52	1,49	1,5	1,5	1,5	1,58
09:00	09:30	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
09:30	10:00	1,57	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,54	1,5
10:00	10:30	1,52	1,6	1,5	1,45	1,5	1,5	1,5	1,5
10:30	11:00	1,6	1,53	1,5	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5
11:00	11:30	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
11:30	12:00	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
12:00	12:30	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
12:30	13:00	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
13:00	13:30	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
13:30	14:00	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
14:00	14:30	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
14:30	15:00	1,4	1,5	1,6	1,6	1,5	1,6	1,5	1,6
15:00	15:30	1,6	1,5	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,25
15:30	16:00	1,58	1,5	1,7	1,5	1,5	1,6	1,5	1,58
16:00	16:30	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
16:30	17:00	1,5	1,5	1,45	1,5	1,6	1,6	1,5	1,45
17:00	17:30	1,5	1,45	1,5	1,5	1,45	1,5	1,5	1,48
17:30	18:00	1,45	1,5	1,5	1,5	1,52	1,5	1,5	1,5
18:00	18:30	1,5	1,45	1,5	1,5	1,59	1,5	1,5	1,45
18:30	19:00	1,3	1,25	1,5	1,3	1,35	1,5	1,5	1,28
<b>Tagessumme</b>		32,85	32,79	33,35	32,85	33,03	33,05	33,03	32,68
<b>Stundendurchschnitt</b>		2,99	2,98	3,03	2,99	3,00	3,00	3,00	2,97

Wie in der Tabelle zu sehen ist, beträgt der Gesamtverbrauch während der Arbeitszeiten durchschnittlich rund 33 kWh pro Tag. Auffällig ist, dass das Lastprofil sehr kontinuierlich verläuft. Daraus lässt sich so ein stündlicher Verbrauch von rund 3 kWh ermitteln. Um Sicherheitsreserven für eine baldige Betriebserweiterung zu gewährleisten, wird das Lastprofil um 20% erhöht und für weitere Berechnungen herangezogen.

### 5.1.3 Ermittlung der maximalen Leistung

Eine weitere wichtige Information für die Berechnung der Komponenten, besonders für die Auslegung des Wechselrichters, ist die maximal zu erreichende Leistung die auftreten kann. Diese kann durch eine Langzeit-Leistungsmessung mit Hilfe eines Datenloggers erfolgen oder es werden die Leistungen der einzelnen Verbraucher aufgenommen, summiert und multipliziert. Dieser Wert wird anschließend mit einem passenden Gleichzeitigkeitsfaktor  $g$  multipliziert. Laut [25] wird ein Gleichzeitigkeitsfaktor für die Textil Industrie von 0,6-0,7 angegeben.

Tabelle 5-2 Aufnahme der Leistung der Betriebsmittel und die Maximalleistung

Geräte	Anzahl in Stk	Leistung in W	Gesamtleistung in W
Nähmaschine	20	300	6000
Schneidmaschine	1	500	500
Knopfbestücker	1	500	500
Bügeleisen	1	3500	3500
Beleuchtung	55	36	1980
<b>Maximalleistung ohne Reserven und ohne Gleichzeitigkeitsfaktor</b>			12480
<b>Plus 20 % Reserven</b>			2496
<b>Maximalleistung ohne Gleichzeitigkeitsfaktor</b>			14976
<b>Gleichzeitigkeitsfaktor</b>			0,65
<b>Maximalleistung</b>			9734

In der Tabelle 5-2 ist eine Ermittlung der maximalen Leistung anhand der Schneiderei ersichtlich. Hier wurde die Maximalleistung noch um 20% erhöht, um Reserven für z. B. eine baldig geplante Betriebserweiterung zu haben. Der Gleichzeitigkeitsfaktor wurde mit 0,65 gewählt und entspricht somit dem Mittelwert des empfohlenen Wertebereichs. Daraus resultiert, dass der Wechselrichter auf eine maximale Leistung von 9,8 kW (aufgerundet) ausgelegt werden muss.

### 5.1.4 Ermittlung der Systemzeiten

Da das zu errichtende System als Backup System für Stromausfälle während des Schneidereibetriebes fungieren soll, ist es wichtig die Betriebszeiten zu kennen. Laut Aussage von Hari Gautam wird in der Schneiderei von 8:00 bis 19:00 und dies 7 Tage die Woche produziert [7].

In weiterer Folge wird die Länge der Stromabschaltung im Stadtteil *Naya Bazar* benötigt. Hierfür werden die geplanten Ausschaltzeiten laut NEA herangezogen. Die Abschaltzeiten sind für eine Woche (Tabelle 5-3) angegeben.

Tabelle 5-3 Geplante Stromausfälle für ein typische nepalesische Woche

Tag	Ausfallszeitraum		Ausfallsdauer an einem Tag in h/d	Maximale durchgehende Ausfallsdauer in h
<b>Sonntag</b>	04:00-10:00	14:00-20:00	12	6
<b>Montag</b>	03:00-09:00	12:00-18:00	12	6
<b>Dienstag</b>	10:00-17:00	20:00-01:00	12	7
<b>Mittwoch</b>	09:00-16:00	19:00-24:00	12	7
<b>Donnerstag</b>	07:00-14:00	18:00-23:00	12	7
<b>Freitag</b>	06:00-13:00	17:00-22:00	12	7
<b>Samstag</b>	05:00-12:00	16:00-21:00	12	7



Als nächstes wurden die Ausfallszeiten den Betriebszeiten gegenübergestellt und die Ausfallszeiten, welche für den Betrieb relevant sind, ermittelt (Tabelle 5-4).

Tabelle 5-4 Ausfalldauer die für den Betrieb relevant sind

Tag	Ausfallszeitraum		Betriebszeiten	Ausfalldauer während des Betriebes in h
<b>Sonntag</b>	04:00-10:00	14:00-20:00	08:00-19:00	7
<b>Montag</b>	03:00-09:00	12:00-18:00	08:00-19:00	7
<b>Dienstag</b>	10:00-17:00	20:00-01:00	08:00-19:00	7
<b>Mittwoch</b>	09:00-16:00	19:00-24:00	08:00-19:00	7
<b>Donnerstag</b>	07:00-14:00	18:00-23:00	08:00-19:00	7
<b>Freitag</b>	06:00-13:00	17:00-22:00	08:00-19:00	7
<b>Samstag</b>	05:00-12:00	16:00-21:00	08:00-19:00	7

Aus Tabelle 5-4 ist ersichtlich, dass die Ausfalldauer während der Betriebszeit bei täglich 7 Stunden liegt. Das Backup-System wird nun so ausgelegt, dass es zu jedem Zeitpunkt (während der Betriebszeiten) die Scheider 7 Stunden mit Energie versorgen kann.

## 5.2 Analyse des Standortes

In diesem Abschnitt wird beschrieben, auf welche Faktoren bei der Montage der Photovoltaikanlage in Nepal geachtet werden muss. Des Weiteren wird untersucht welche Größe der Photovoltaikanlage auf den verfügbaren Flächen möglich ist und mit welchen Verschattungsverlusten zu rechnen ist.

### 5.2.1 Montageart und mögliche Anlagengröße der Photovoltaikanlage

Für die Ermittlung der PV-Anlagengröße ist es wichtig, die zur Verfügung stehende Fläche zu ermitteln. Anhand des Lageplans des Gebäudes (Abbildung 5-1) ist ersichtlich, dass die Fläche über dem 4. Stock für eine freiaufgestellte Photovoltaikanlage geeignet ist. Es handelt sich um eine Breite von 4,6 m und eine Länge von 20,75 m, daraus resultiert eine Fläche von 95,45 m. Die Längsseite des Flachdaches weicht um -35° (Richtung Osten) von Süden ab.

Bei der Errichtung von Photovoltaik auf nepalesischen Dächern muss unbedingt der kulturelle Wert eines Flachdaches berücksichtigt werden. Es dient als zentraler Treffpunkt für Familien und Betriebsangestellte. Sei es um gemeinsam das Mittagessen zu genießen, die Wäsche zu waschen oder sich nur auszutauschen, das sogenannte „Roof Top“ hat im nepalesischen Alltag eine zentrale Rolle. Dies wurde auch vom Leiter der Schneiderei Harry Gautam bestätigt. Um trotzdem die Dachflächen nutzen zu können, sollten die PV-Module über eine Metallkonstruktion in

2 m Höhe über dem Flachdach montiert werden. So kann das „Roof Top“ weiter als sozialer Treffpunkt genutzt werden. Diese Metallkonstruktion führt zwar zu einer Erhöhung der Investmentkosten, aber zugleich auch zu einer höheren Akzeptanz für Photovoltaikanlagen.

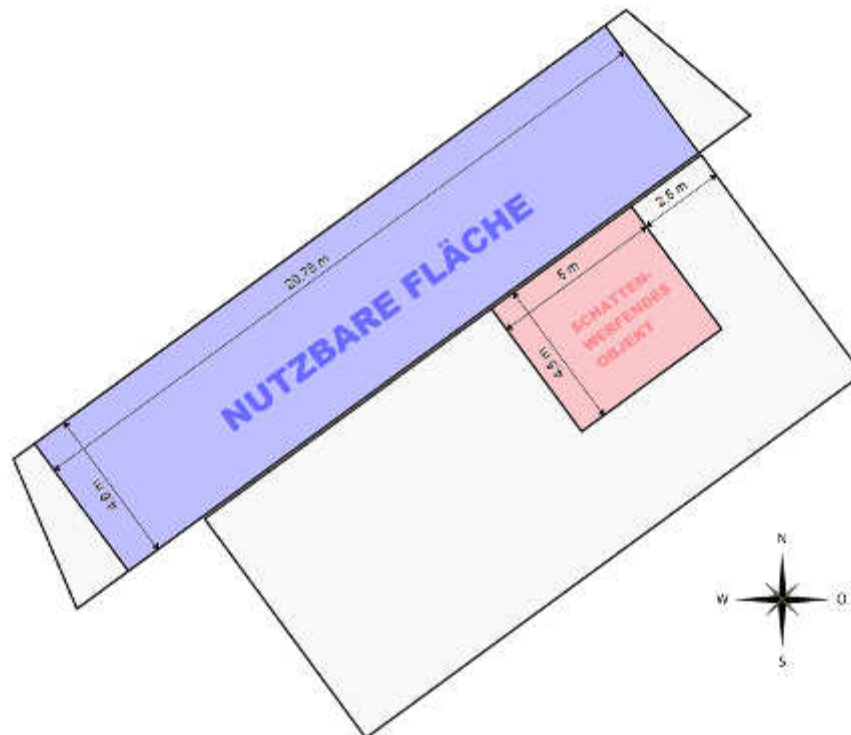


Abbildung 5-1 Lageplan der Schneiderei

Wie in Kapitel 4.6 ist es notwendig die Module mit einer Mindestneigung von  $12^\circ$  aufzuständern, um Verluste durch Verschmutzung zu reduzieren. Ebenfalls ist bei der Aufständigung von Modulen darauf zu achten, dass die Verluste durch Verschattung von einer vorderen Modulreihe gering gehalten werden. Dies kann durch einen geeigneten Reihenabstand zwischen den Modulen erfolgen, was wiederum die Flächenausnutzung verkleinert. Für die optimale Ausnutzung (maximale Größe der Anlage) der Fläche mit geringstmöglichen Verlusten gelten folgende Punkte:

- Beim Vergrößern des Aufstellwinkels, verringert sich bei gleich bleibendem Reihenabstand der Jahresertrag.
- Durch das Verkleinern des Reihenabstandes, verringert sich bei gleich bleibendem Aufstellwinkel der Jahresertrag.

Es gibt viele Möglichkeiten das Dach der Schneiderei mit Photovoltaik zu belegen. Um eine Variante herauszufinden die möglichst Verlustarm ist, werden Simulationen mit PV-Sol Premium 2016 durchgeführt. Diese Version von PV-Sol verfügt über eine 3D-Modellierungssoftware, welche besonders für die Berechnung von Verschattungen

vorteilhaft ist. So erhält man auch detaillierte Informationen über Verschattungshäufigkeiten. Bei der Betrachtung wurde unterschieden zwischen Aufständigung als Fläche und Aufständigung in Reihe hintereinander. Dabei wurde wiederum unterschieden zwischen liegender und stehender Montage der Module. Ebenso wurden unterschiedliche Ausrichtungen der Module betrachtet. Unterschieden wurden hier der Azimut von  $55^\circ$  (parallel zur Breitseite des Gebäudes) und  $-35^\circ$  (parallel zur Längsseite des Gebäudes), sowie minimaler Neigungswinkel ( $12^\circ$ ) und optimaler Neigungswinkel des jeweiligen Azimutwinkels.

Anhand einer 9 kWp Anlage soll die Aufstellung dieser verschiedenen Möglichkeiten erläutert werden und die Verluste ermittelt werden. Verglichen werden die verschiedenen Aufstellungsmöglichkeiten über den jährlichen Ertrag. Die Vergleichsbasis ist eine unverschattete Anlage mit optimaler Ausrichtung, also einem Azimut- von  $0^\circ$  und einem Neigungswinkel von  $30^\circ$ . Betrachtet werden nur Varianten bei denen die Verluste geringer als 10% sind. Bei Aufständigung in Reihe, wird der Zusammenhang zwischen Reihenabstand und Eigenverschattung der Varianten untersucht. Dafür wird ein weiterer Vergleichswert benötigt, der Ertrag den eine unverschattete Anlage mit gleichem Azimut- und Neigungswinkel hat, wie die der betrachteten Variante. Für die Simulation werden Module von Vikram mit 250 Wp verwendet, welche eine Länge von 1,639 m und eine Breite von 0,982 m besitzen. Für 9 kWp werden 36 Module benötigt, welche auf 6 Stränge aufgeteilt werden.

Als erstes wird eine liegende Montageart in Reihe hintereinander mit einer Ausrichtung von  $-35^\circ$  betrachtet, also parallel zu Längsseite. Untersucht wird ein Neigungswinkel von  $12^\circ$ , um die 36 Module unterbringen zu können, müssen diese auf 3 Reihen zu je 12 Modulen aufgeteilt werden, wie in Abbildung 5-2 zu sehen ist.

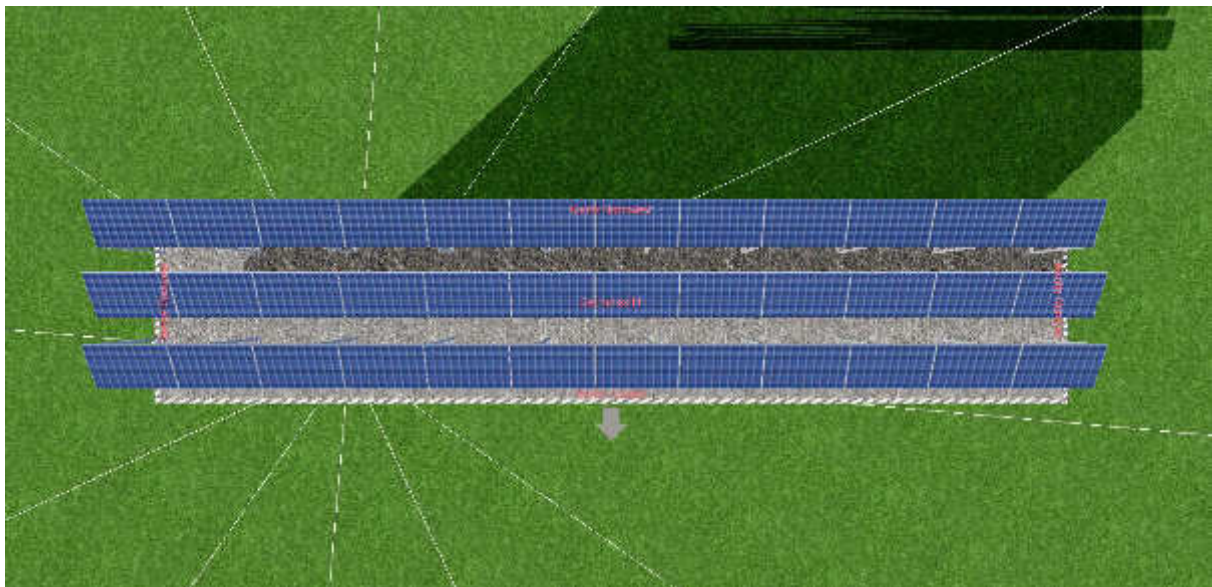


Abbildung 5-2 Anordnung der PV-Module auf dem Flachdach mit Azimut  $-35^\circ$ , Neigung  $12^\circ$  und liegende Montage (Screenshot [3])

Sehr wichtig ist der richtige Reihenabstand, welcher sich aus Reihentiefe und Gestellabstand (abstand zwischen Modulreihe Ende Reihe 1 bis Modulreihe Anfang

Reihe 2) zusammensetzt. Generell gilt, je geringer der Abstand zwischen den Modulreihen, desto größer die Verluste durch Eigenverschattung. Dennoch kann bei einem geringen Reihenabstand die mögliche Modulanzahl erhöht werden. So könnte in diesem Fall bei einem Gestellabstand von 0,1 m eine 12 kWp Anlage realisiert werden, aber die Verluste durch Eigenverschattung würden auch mehr als 14% betragen. Für die 9 kWp beträgt der beste Gestellabstand 0,7 m. Bei diesem Abstand kann die gewünschte Anlagengröße gerade noch realisiert werden. Die Verluste durch Eigenverschattung betragen hier rund 1,6% und die negative Abweichung von der optimalen Ausrichtung beträgt 7,3%. Doch kann ein Modulabstand von mindestens 0,4 m herangezogen werden ohne den Grenzwert von 10% zu überschreiten.

Betrachtet man diesen Gestellabstand von 0,7 m und erhöht man den Neigungswinkel auf 25° (ertragsreichster Neigungswinkel bei diesem Azimut), so erhöhen sich auch die Verluste der Eigenverschattung auf 6%. Zur kurzen Erklärung wird auf die Abbildung 5-3 verwiesen. Wird der Winkel  $\beta$  (Neigungswinkel) erhöht, verkleinert sich die Reihentiefe (Reihenabstand minus Gestellabstand) und so kann in diesem Fall eine 9 kWp Anlage mit einem Gestellabstand von 0,8 m realisiert werden. Zugleich erhöht sich aber die Aufständerungshöhe  $h$ , wodurch der Verschattungswinkel steiler und die Verschattungshäufigkeit – also die Verluste der nachstehenden Modulreihen – größer. Dies gilt nur bis zu dem Punkt wo der Neigungswinkel  $\beta$  90° erreicht.

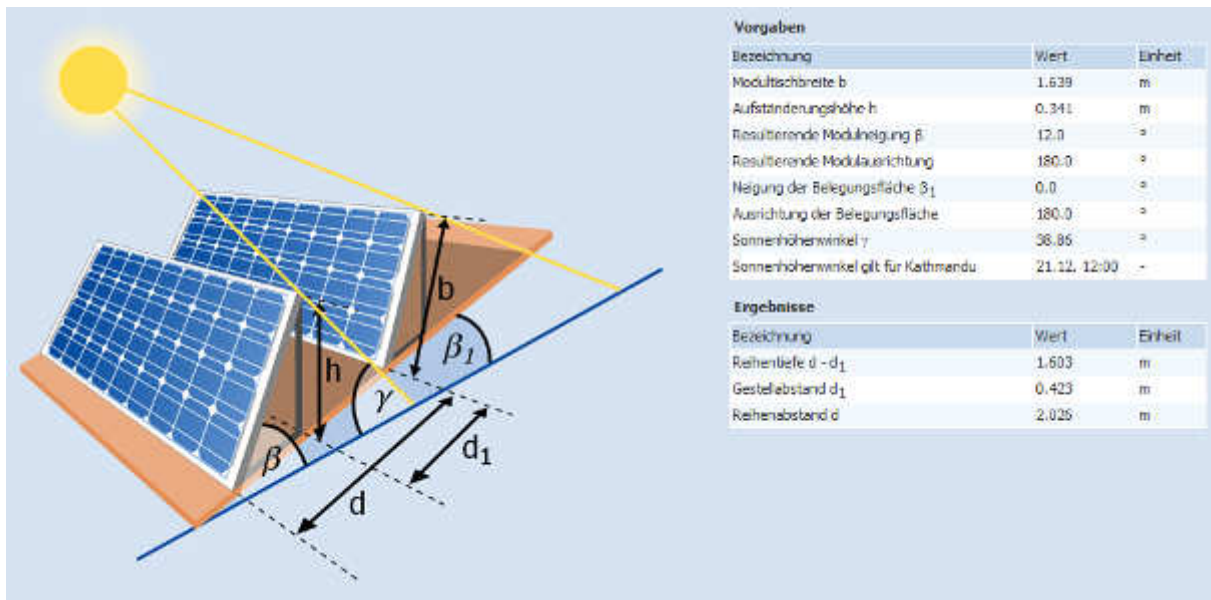


Abbildung 5-3 Zusammenhang Reihenabstand, Reihentiefe und Neigungswinkel (Screenshot von [3])

Der Gestellabstand, welcher hier die geringsten Verluste aufweist, ist bei 0,8 m. Hier betragen die Verluste 8,4% im Vergleich zur optimalen Ausrichtung. Aber auch ein Gestellabstand von 0,7 m kann gewählt werden.

Bei gleichem Azimut werden die Module nun stehend montiert. Untersucht wird wieder ein Neigungswinkel von  $12^\circ$  und  $25^\circ$ . Für die Realisierung einer 9 kWp Anlage werden zwei Reihen zu je 18 Module verwendet (Abbildung 5-4). Theoretisch hätten in jeder Reihe noch 2 Module Platz, was eine maximale Belegung von 10 kWp ausmacht.

Die Gestellabstände können hierbei bei einem Neigungswinkel von  $12^\circ$  von 0,7 m bis 1,1 m gewählt werden, um die Verlustgrenze von 10% nicht zu überschreiten. Der günstigste Abstand ist hier natürlich 1,1 m, hier liegen die Verluste bei 7,7%. Bei einem Neigungswinkel von  $25^\circ$  kann eine 9 kWp Anlage über einhalten der gewünschten Verluste nur mit einem Gestellabstand von 1,3 m verwirklicht werden.

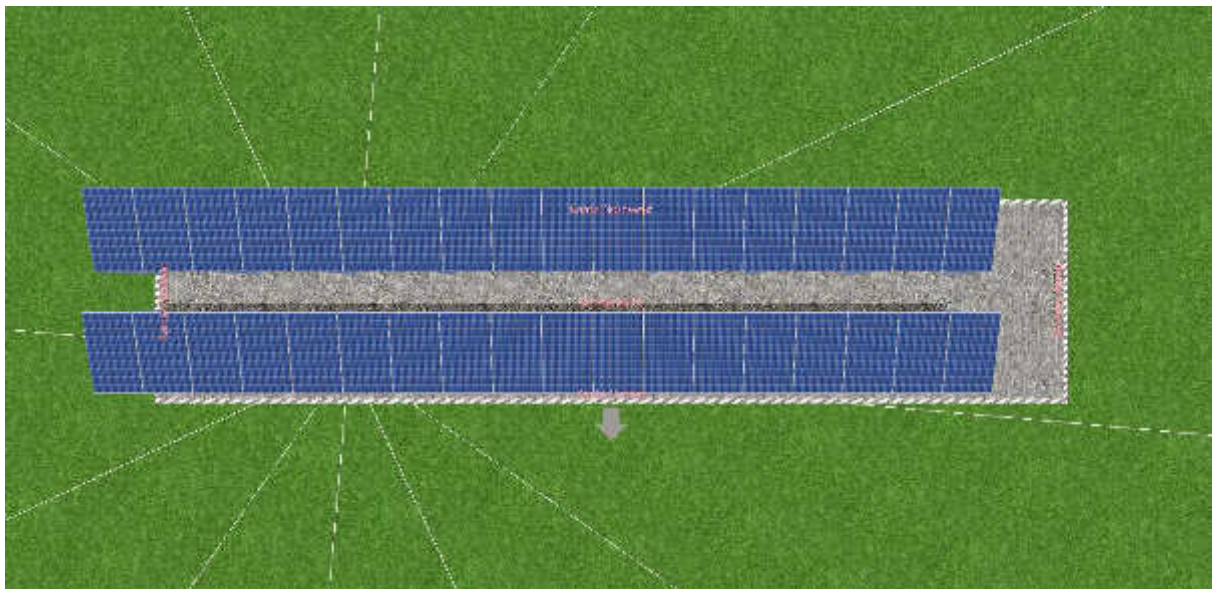


Abbildung 5-4 Anordnung der PV-Module auf dem Flachdach mit Azimut  $-35^\circ$ , Neigung  $12^\circ$  und stehende Montage (Screenshot [3])

Als nächstes wird die Möglichkeit eine Anlage mit einem Azimut von  $55^\circ$  zu realisieren betrachtet. Durch die Änderung des Azimuts auf  $55^\circ$ , erhöhen sich auch im Vergleich die Verluste bezüglich Abweichung von der optimalen Ausrichtung. Betrachtet wird zuerst die liegende Montage der Module für  $12^\circ$  Neigungswinkel und  $20^\circ$  (ertragsreichster Neigungswinkel bei diesem Azimut). Wie in Abbildung 5-5 zu sehen ist, können nur zwei Module pro Reihe eingesetzt werden. Wofür dann 18 Reihen benötigt werden um eine 9 kWp Anlage zu realisieren.

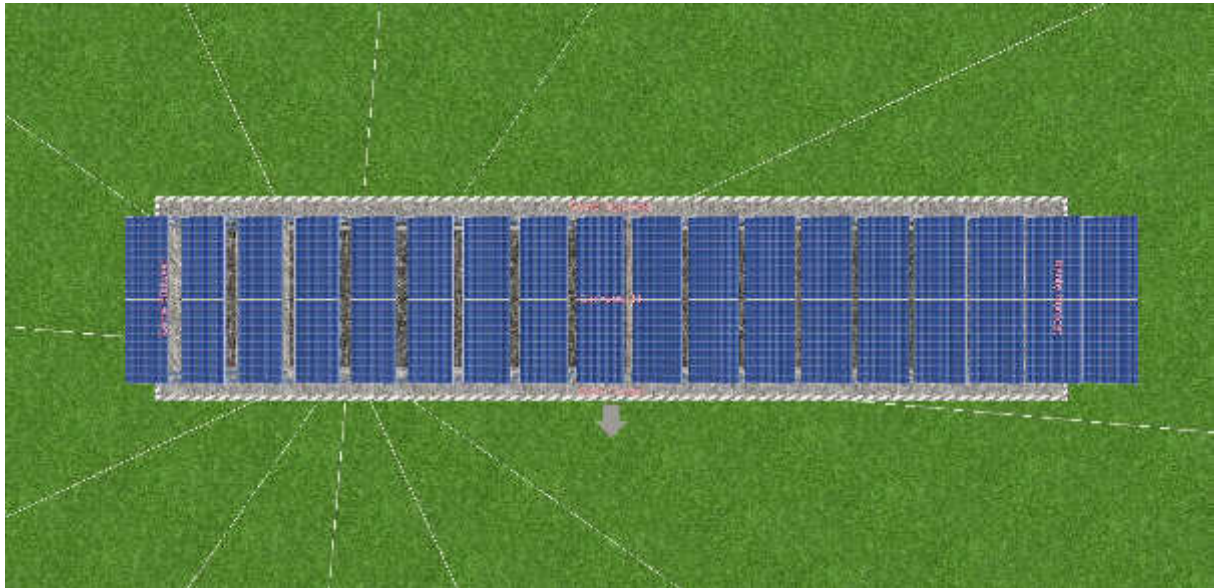


Abbildung 5-5 Anordnung der PV-Module auf dem Flachdach mit Azimut  $55^\circ$ , Neigung  $12^\circ$  und liegende Montage (Screenshot [3])

Weder mit einem Neigungswinkel von  $12^\circ$  noch mit einem Neigungswinkel von  $20^\circ$  kann eine 9 kWp-Anlage umgesetzt werden, welche nicht die 10% Verluste bei weiten überschreitet. Die geringsten Verluste, die man hier erreichen kann, liegen bei rund 23%, bei einem Neigungswinkel von  $12^\circ$  und rund 29% bei einem Neigungswinkel von  $20^\circ$ .

Betrachtet man nun bei gleichbleibendem Azimut die stehende Montage der Module (Abbildung 5-6), so können auch die definierten Verlustgrenzen auch nicht eingehalten werden, weder bei einem Neigungswinkel von  $12^\circ$  noch bei  $20^\circ$ . Wobei bei einer Neigung von  $12^\circ$  die Verlustgrenze von 10% nur geringfügig überschritten wird, sie beträgt bei einem Gestellabstand von 0,7 m 10,88%. Der Verlust durch Eigenverschattung beträgt hier nur 3,2%.

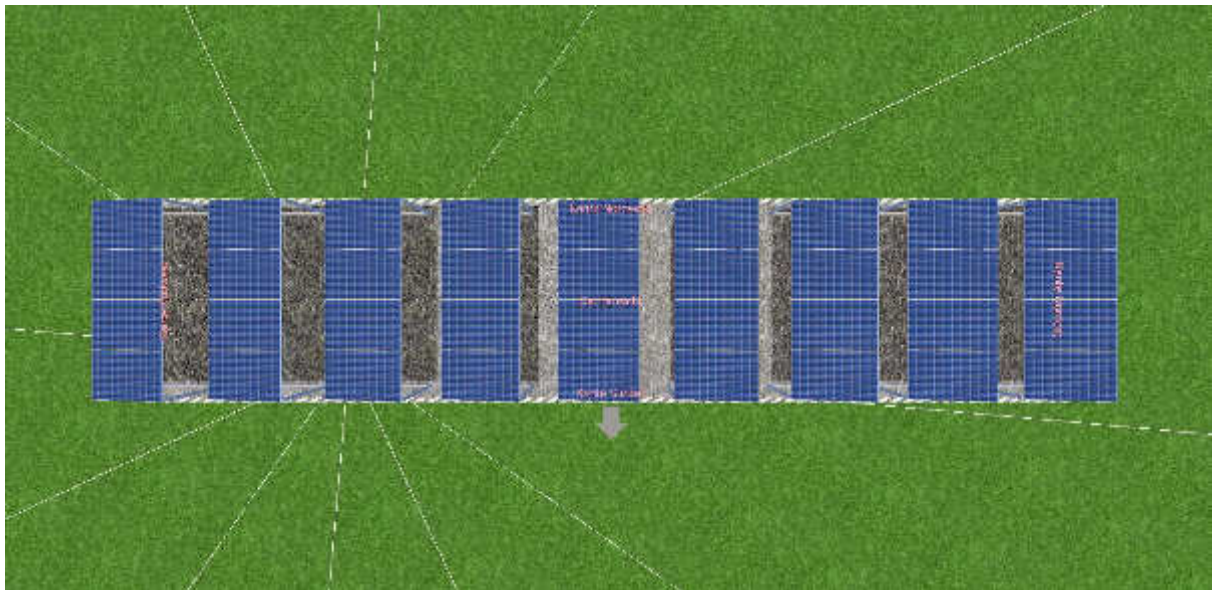


Abbildung 5-6 Anordnung der PV-Module auf dem Flachdach mit Azimut  $55^\circ$ , Neigung  $12^\circ$  und stehende Montage (Screenshot [3])

Als Letztes werden die Modulreihen nicht hintereinander montiert, sondern in einer geneigten Ebene. Diese Montageart ist durchaus üblich in Nepal. So entstehen keine Eigenverschattungsverluste. Betrachtet werden wieder Azimut  $-35^\circ$  und  $55^\circ$ . Dieses Mal wird nur der optimale Neigungswinkel je Azimut betrachtet, da ein kleiner Neigungswinkel hier nicht zur Verkleinerung der Eigenverschattung führt. Also bei Azimut  $-35^\circ$  wird ein Neigungswinkel von  $25^\circ$  verwendet und bei Azimut  $55^\circ$  eine Neigung von  $20^\circ$ . Ebenso wird auf die Betrachtung des Unterschiedes von liegender und stehender Montage verzichtet, da diese ohne die Berücksichtigung von Verschattungen dieselben Erträge erwirtschaften würden. Die Montageart wird für weitere Betrachtungen mit stehend gewählt. Für die Ausrichtung mit Azimut  $-35^\circ$  und Neigungswinkel  $25^\circ$  ist mit Verlusten von 2,9% gegenüber der optimalen Ausrichtung zu rechnen und bei einem Azimut von  $55^\circ$  und Neigungswinkel von  $20^\circ$  mit Verlusten von 7,3%.

Zur besseren Übersicht sind in Tabelle 5-5 die Varianten, die eine Errichtung einer 9 kWp-Anlage mit Verlusten unter 10% ermöglichen, dargestellt. Ebenso wird die maximal mögliche Anlagengröße bei Aufständigung hintereinander je nach Variante dargestellt.

Tabelle 5-5 Mögliche Montagevarianten, inklusive zu erwartende Verluste und maximale mögliche Anlagengröße

			Gestellabstand in m													
			0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1	1.1	1.2	1.3			
Azimut -35 Aufständerung in Reihe hintereinander	liegend	12°	maximale mög. Größe in kWp	9	9	9	9	9	6							
			Verluste in %	10,2	8,7	8,1	7,6	7,3	k.A							
		25°	maximale mög. Größe in kWp					9	9	9	6					
			Verluste in %					10,1	9	8,4	k.A					
	stehend	12°	maximale mög. Größe in kWp					10	10	10	10	10	10	5		
			Verluste in %					10,7	9,2	8,8	8,4	8	7,7	k.A		
		25°	maximale mög. Größe in kWp											10	10	
			Verluste in %											10,2	9,5	
	Aufständerung als Fläche bei Azimut -35°		25°	Verluste in %										2,9		
	Aufständerung als Fläche bei Azimut 55°		20°	Verluste in %										7,3		

Es gingen 14 Varianten hervor, mit welchen eine 9 kWp-Anlage realisiert werden kann, mit Gesamtverlusten unter 10% im Vergleich mit der optimalen Ausrichtung. Bei einer Flächenaufständerung mit Azimut -35° und Neigungswinkel von 25° ist bislang mit den geringsten Verlusten zu rechnen. Die Betonung liegt auf „bislang“ da bis zu diesem Zeitpunkt noch keine schattenwerfenden Objekte berücksichtigt worden sind.

### 5.2.2 Verschattungsanalyse

Betrachtet man den Lageplan (Abbildung 5-1), so erkennt man das in Süd-Osten ein schattenwerfendes Objekt an die zur Verfügung stehende Fläche angrenzt. Bei diesem Objekt handelt es sich um einen Aufbau des Nachbargebäudes. Dieses besitzt eine Länge 5 m, eine Breite von 4,6 m und eine Höhe von 4,7 m. Das Nachbargebäude ist um 0,7 m tiefer als die Schneiderei, so beträgt die Höhe die für die Verschattung relevant ist 4 m. Zur Ermittlung der Verluste durch dieses Objekt wurde eine weitere Ertragssimulation mit PV-Sol durchgeführt.

Als erstes wurde in der 3D-Modellierung von PV-Sol das schattenwerfende Objekt eingezeichnet. In weiterer Folge wurde die Verschattungshäufigkeit der zur Verfügung stehenden Fläche dargestellt. In Abbildung 5-7 ist dargestellt, in welchen Bereichen die häufigsten Verschattungen auftreten. Dargestellt ist dies wie bei einer Thermobildkamera, der Bereich der rot gekennzeichnet ist weist die meisten Verluste auf und sollte möglichst als Aufstellungsort vermieden werden. Betrachtet werden die 14 Varianten aus Kapitel 5.2.1. Als Vergleichsbasis gilt wiederum der jährliche Ertrag. Die Erträge der einzelnen Varianten wurden mit den jeweiligen Erträgen aus Kapitel 5.2.1 verglichen, um die Verluste durch das schattenwerfende Objekt zu erhalten.



Weiters wurde der Ertrag wieder mit einer unverschatteten Anlage mit optimaler Ausrichtung verglichen.

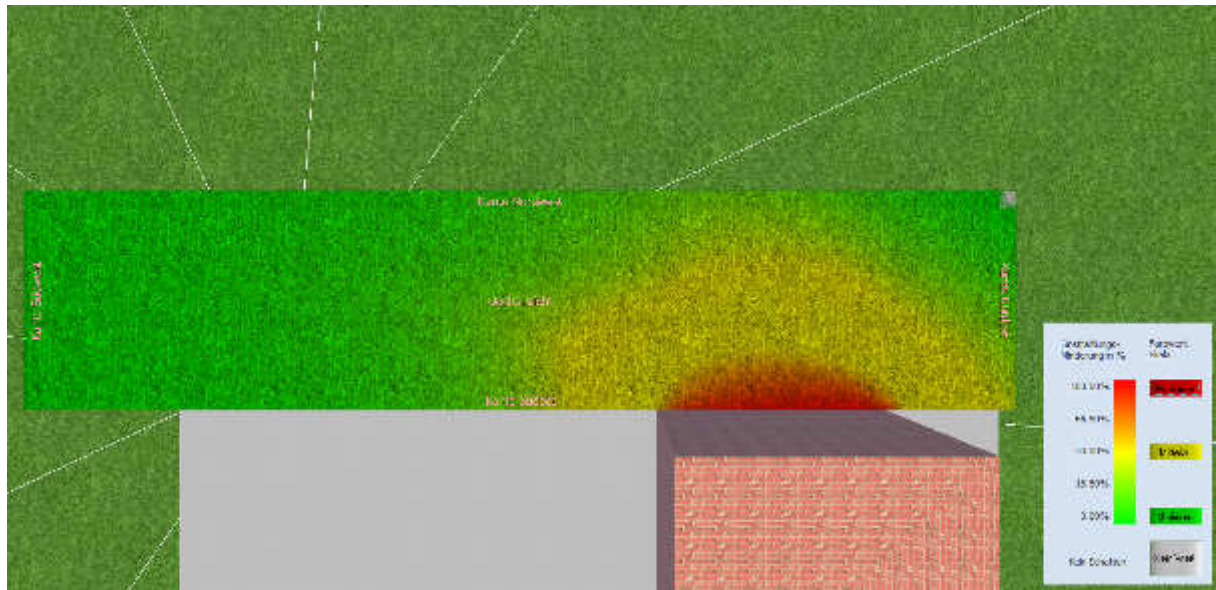


Abbildung 5-7 Verschattungshäufigkeit des Flachdaches (Screenshot [3])

Bei der Ertragssimulation wurde darauf geachtet, dass die beste Dachbelegung genutzt wurde. Was in diesem Fall heißt sich so weit wie möglich von dem roten Bereich zu entfernen. So werden alle Anlagenvarianten in die linke obere Ecke geschoben (Abbildung 5-7), um die Verluste so gering wie möglich zu halten. Die Verkleinerung des Reihenabstandes kann so auch eine Verbesserung mit sich bringen. Durch eine Reduktion des Reihenabstandes, erhöht sich der Abstand zum verschatteten Objekt und so reduziert sich auch die Verschattungshäufigkeit.

Zur Verdeutlichung wird nun eine Anlage betrachtet wo die Modulreihen hintereinander aufgestellt werden und die Module liegend montiert wurden. Der Azimut beträgt  $-35^\circ$  und der Neigungswinkel  $12^\circ$ . Bei einem Gestellabstand von 0,7 m betragen die Verluste, im Vergleich zu einer unverschatteten Anlage mit optimaler Ausrichtung, 23%. Die Verschattungshäufigkeit auf den Modulen ist in Abbildung 5-8 dargestellt.



Abbildung 5-8 Verschattungshäufigkeit auf den Modulen bei Azimut -35°, Neigungswinkel 12°, liegende Montage und einem Gestellabstand von 0,7 m (Screenshot [3])

Wird nun der Gestellabstand auf 0,4 m reduziert, so nimmt der Verlust durch Eigenverschattung zu, aber durch die Erhöhung der Distanz zum schattenwerfenden Objekt (Abbildung 5-9) reduzieren sich die Gesamtverluste auf 20,9%.

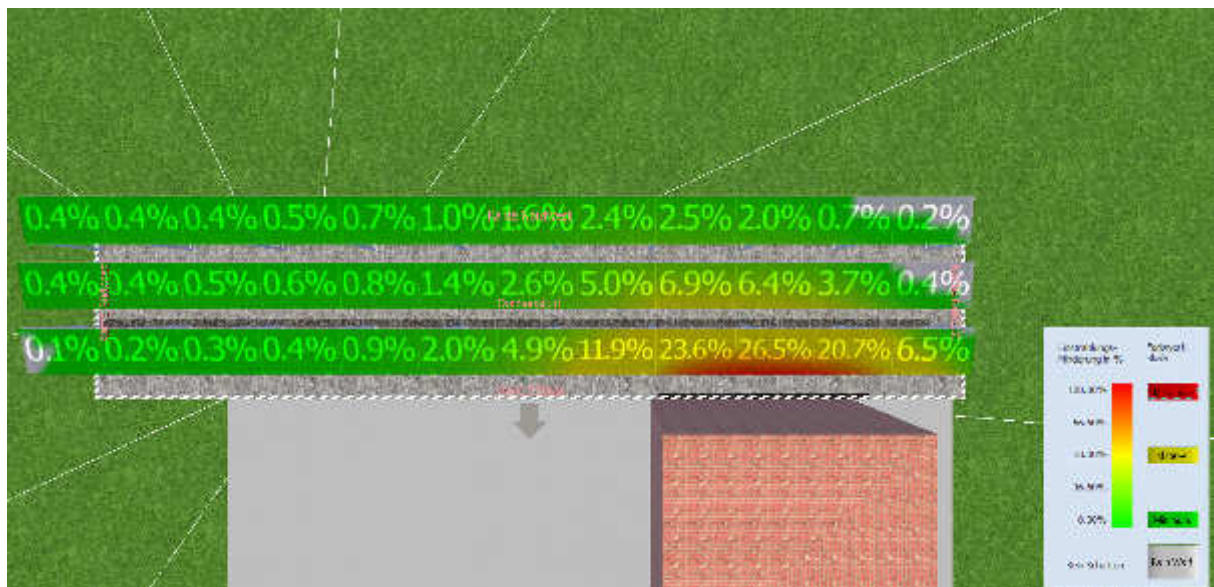


Abbildung 5-9 Verschattungshäufigkeit auf den Modulen bei Azimut -35°, Neigungswinkel 12°, liegender Montage und einem Gestellabstand von 0,4 m (Screenshot [3])

Ebenfalls wurde bei der Ertragssimulation darauf geachtet, dass die Module mit annähernd gleicher Verschattungshäufigkeit zu einem Strang zusammengeschlossen wurden. Die Ergebnisse der 14 Varianten sind in

Tabelle 5-6 dargestellt. Zu sehen sind einerseits die Gesamtverluste im Vergleich zur optimalen Ausrichtung und andererseits die Verluste, die durch das schattenwerfende Objekt entstanden sind.

Tabelle 5-6 Gesamtverluste und Verluste durch Objektverschattung der betrachteten Varianten

			Gestellabstand in m											
			0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1	1,1	1,2	1,3		
Azimut -35 Aufständerung in Reihe hintereinander	liegend	12°	Verlust in % durch Objektverschattung	13,4	14,6	15,9	16,9							
			Gesamtverluste in %	20,9	21,5	22,3	23							
		25°	Verlust in % durch Objektverschattung					15,9	17					
			Gesamtverluste in %					23,4	24					
	stehend	12°	Verlust in % durch Objektverschattung					14	13,8	14,6	15	15,5		
			Gesamtverluste in %					21,5	21,4	21,7	21,8	22		
		25°	Verlust in % durch Objektverschattung										15,2	
			Gesamtverluste in %										23,2	
	Aufständerung als Fläche Azimut -35°		25°	Verlust in % durch Objektverschattung									11,2	
				Gesamtverluste in %									13,8	
	Aufständerung als Fläche Azimut 55°		20°	Verlust in % durch Objektverschattung									0	
				Gesamtverluste in %									7,3	

Wie zu erkennen ist, liegen die Verluste bei allen in Reihe aufgestellten Montagearten bei über 20% und sind daher inakzeptabel. Bei einer Aufständerung als Fläche mit einem Azimut von -35° betragen die Verluste durch das schattenwerfende Objekt 11,2%. Bei einer Aufständerung als Fläche mit Azimut 55°, verursacht das Objekt keine Verschattungsverluste. Es bleibt bei den 7,3% Verlusten und stellt somit die Montageart mit den geringsten Verlusten dar.

### 5.2.3 Einsatz von Leistungsoptimierern

Im dicht besiedelten Kathmandu sind ertragsreduzierende Verschattungsobjekte, wie das in Kapitel 5.2.2, keine Seltenheit. Nur gelingt es nicht immer diese durch konstruktive Maßnahmen zu umgehen. Hier kann der Einsatz von Leistungsoptimierern zu Reduktion der Verschattungsverluste führen.

Leistungsoptimierer regeln jedes Modul separat im MPP-Bereich ein. So betreffen Teilverschattungen nur mehr die betroffenen Module und nicht mehr den ganzen Strang. Ebenso werden Mismatch Verluste auf Modulebene reduziert und es können auch so verschiedene Modultypen verwendet werden. Ein weiterer Vorteil ist, dass

sich beim Abschalten des Stromnetzes auch die Leistungsoptimierer die Ausgänge freischalten, so reduziert sich die maximale Spannung auf die ungefährliche Leerlaufspannung eines Modules. Umgangssprachlich wird dies auch „Feuerwehr-Abschaltung“ genannt. Weiters besitzen Leistungsoptimierer einen sehr hohen Wirkungsgrad von rund 99% und es ist möglich die Leistung der Anlage auf Modulebene zu überwachen. [26]

Um zu untersuchen welche Auswirkung, das Miteinbeziehen von Leistungsoptimierern auf die Verluste durch Verschattung hat, wird eine weitere PV-Sol Simulation durchgeführt. Untersucht wird eine 9 kWp-Anlage (gleiche Module wie in Kapitel 5.2.1) mit einem Azimut von -35 und einem Neigungswinkel von 12°. Die Gestellabstände werden von 0,1 m bis 0,7 m betrachtet (Aufständerungshöhe 2 m). Für die Simulation werden Leistungsoptimierer von Solar Edge die Leistungsoptimierer P300 und P600 verwendet. Beim Leistungsoptimierer P300 wird ein Modul auf einen Leistungsoptimierer verschalten und beim P600 werden zwei Module auf einen Leistungsoptimierer verschalten. Zum Vergleich wurden die Anlagen auch mit einem Wechselrichter von SMA dem Sunnyboy 9000TL simuliert.

Um die Verluste durch die Verschattung zu ermitteln wurde als Vergleichsbasis eine Ertragssimulation einer unverschattete Anlage mit dem Sunnyboy 9000TL durchgeführt. Dieser solare Ertrag wurde dann mit den Erträgen von Anlagen mit und ohne Leistungsoptimierer verglichen und die Verluste eruiert.

Bei Verwendung des Sunnyboy 9000TL werden 12 Module zu je 3 Strängen verschalten. Die Strangverschaltung wurde so gestaltet, dass die Verluste schon möglichst reduziert wurden, siehe Abbildung 5-10 (Bei Verschaltung je Reihe wären die Verluste in diesem Fall um rund 4,7% höher).



Abbildung 5-10 Verschaltung der Stränge auf dem Flachdach (abgeänderter Screenshot von [3])

Bei der Ertragssimulation von Leistungsoptimierern der Firma Solar Edge in PV-Sol sind besondere Auslegeregeln zu beachten. So ist PV-Sol Premium 2016 nicht in der

Lage Auslegungsvorschläge für dieses System zu ermitteln. Zur Bestimmung der korrekten Modulanzahl je Strang, des richtigen Wechselrichters und passenden Leistungsoptimierer, muss deshalb der Solar Edge Site Designer verwendet werden, welcher auf der Solar Edge Webseite frei zur Verfügung steht. Der jeweilige Leistungsoptimierer wurde in PV-Sol ausgewählt, der passende Solar Edge Wechselrichter kann nicht ausgewählt werden, der Wirkungsgrad des Wechselrichters wird jedoch von PV-Sol bei der Ertragsberechnung berücksichtigt. Die Solar Edge Leistungsoptimierer betreiben MPP-Tracking auf Modulebene und so gibt es auch keine Mismatchverluste. Diese sind in PV-Sol manuell auf 0 zu stellen, siehe Abbildung 5-11. [3]

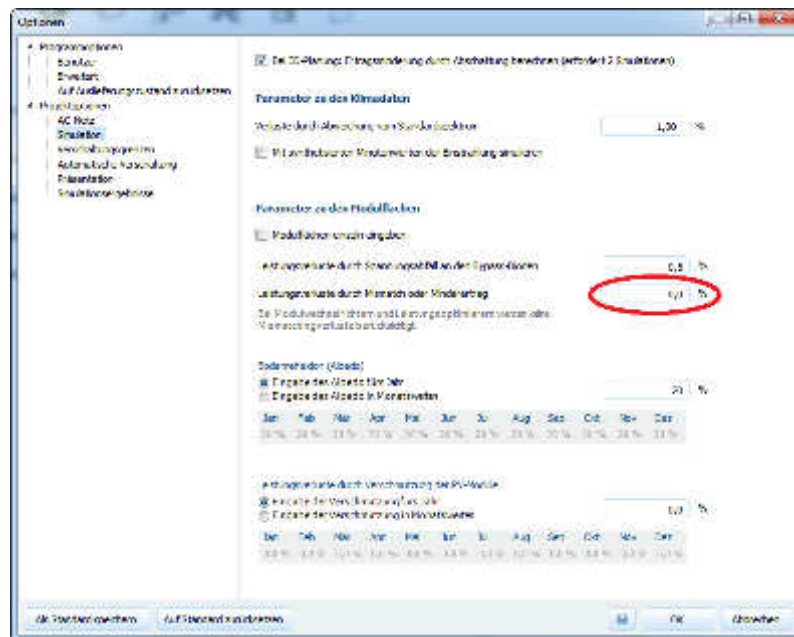


Abbildung 5-11 Mismatchverluste auf 0 reduzieren für PV-Sol Ertragssimulation (abgeänderter Screenshot von [3])

In der Abbildung 5-12 sind die Ergebnisse dieser Untersuchung dargestellt. Der maximale Unterschied zwischen einem Leistungsoptimierer je Modul und keiner Verwendung von Leistungsoptimierern liegt bei fast 12%. Der minimale Unterschied liegt bei 8%. Die Unterschiede bei den Verlusten zwischen einem Leistungsoptimierer für ein Modul und für zwei Module sind gering. So sind beim Leistungsoptimierer P600 die Verluste durch Verschattung um durchschnittlich 0,3% höher als beim P300.

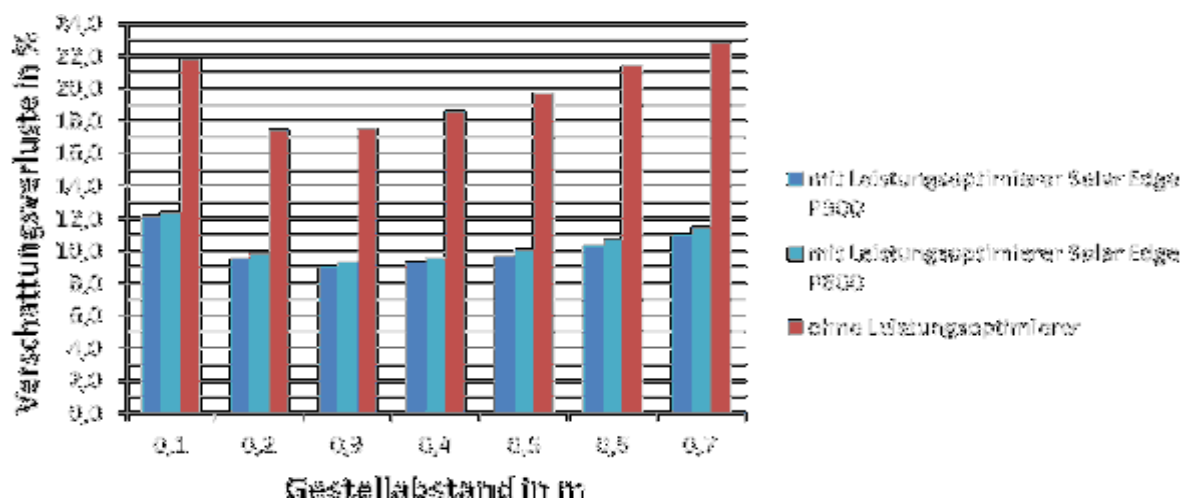


Abbildung 5-12 Verluste durch Objekt- und Eigenverschattung bei der Verwendung von Leistungsoptimierern Solar Edge P300, P600 und bei nicht Verwendung eines Leistungsoptimierers

### 5.3 Betrachtung verschiedener Anlagenarten

Neben einem Photovoltaik-Hybridsystem mit Netzversorgung gibt es auch noch andere Möglichkeiten die Stromausfälle zu überbrücken, wie die Überbrückung von Stromausfällen nur mit einem Speichersystem, nur einer Photovoltaikanlage oder kombiniert als Inselsystem. In den nachfolgenden Punkten werden diese Systemvarianten auf ihre Sinnhaftigkeit untersucht. Als Dimensionierungsbasis dient die mittlere Verfügbarkeit von 95% im Jahr 0. Was bedeutet, dass die verschiedenen Systeme so dimensioniert werden müssen, dass zu 95% die Stromausfälle über eine Periode von einem Jahr überbrückt werden können. Laut Hari Gautam (Inhaber der Schneiderei) wird die aktuelle Verfügbarkeit zur Überbrückung der Stromausfälle auf 90% geschätzt [7]. Die Reduktion der Verfügbarkeit hier ist in Lieferengpässen des Treibstoffes und in Wartungs- und Reparaturarbeiten am Generator begründet. Das Lastprofil wird um 20% erhöht, um die baldig geplante Erweiterung der Schneiderei zu ermöglichen. Als Berechnungsbasis für die Verfügbarkeit wurde das Lastprofil über eine Woche genommen (siehe Abbildung 5-13) und die Stromausfälle während der Kernarbeitszeit (8:00 bis 19:00) eingezeichnet. Die roten Balken stellen den Bedarf dar, der von den verschiedenen Varianten zu 95% gedeckt werden muss.

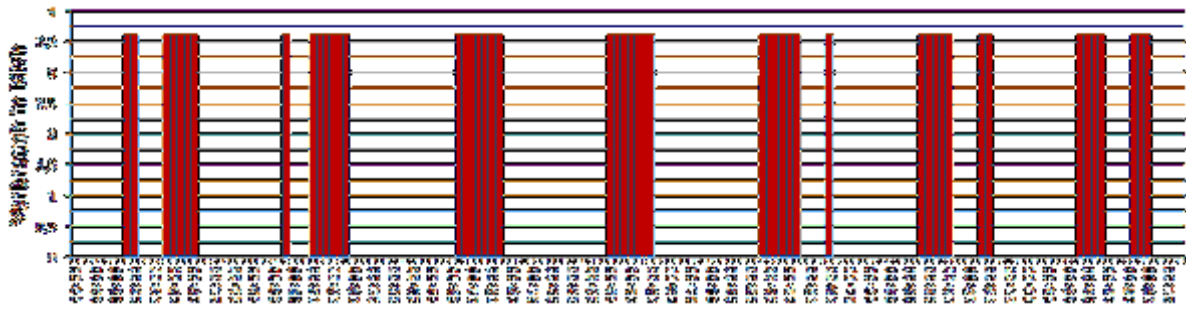


Abbildung 5-13 Die roten Balken stellen den stündlichen Verbrauch dar, welcher während der Stromausfälle gedeckt werden soll

Für Systeme die einen Speicher verwenden der über das Stromnetz geladen wird, muss eruiert werden zu welchen Zeiten Strom aus dem Netz bezogen werden kann. Hierfür wurden die geplanten Stromabschaltungen einer Woche laut NEA für den Stadtteil Naya Bazar herangezogen und in Abbildung 5-14 dargestellt. Wobei 1 bedeutet, dass das Stromnetz verfügbar ist und 0 bedeutet, es ist nicht verfügbar.

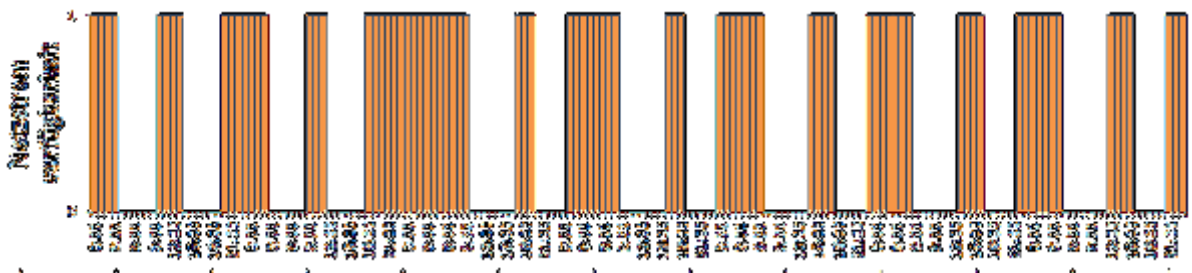


Abbildung 5-14 Verfügbarkeit des Stromnetzes in zeitlicher Abhängigkeit, wobei 1 bedeutet, dass das Stromnetz verfügbar ist und 0 bedeutet, es ist nicht verfügbar

Für Systemvarianten wo auch Photovoltaik verwendet wird, werden die solaren Erträge in zeitlicher Abhängigkeit benötigt. Hierfür wurde eine weitere Ertragssimulation mit PV-Sol Premium 2016 durchgeführt. Simuliert wurde eine 9 kWp-Anlage mit einer aufgeständerten Fläche mit Azimut 55° und Neigungswinkel 20°. Verwendet wurden Module von Vikram mit 250 Wp und ein Wechselrichter/Laderegler von Luminus (Solar Bi-directional PCU 10 kW). Es wurden 36 Module auf 6 Stränge aufgeteilt (Abbildung 5-15). Da der Ertrag benötigt wird wurde eine Netzvolleinspeisung gewählt.





### 5.3.1 Analyse der Verfügbarkeit für die Überbrückung der Stromausfälle nur mit Photovoltaik

Für die Untersuchung der mittleren Verfügbarkeit für das Überbrücken der Stromausfälle wurden folgende Berechnungsschritte durchgeführt. Das Dimensionierungsziel beträgt wieder 95% mittlere Verfügbarkeit im Jahr 0. Es wurde eine Reihe von Anlagengrößen betrachtet. Um den stündlichen Ertrag der jeweiligen Anlagengrößen zu erhalten, wurde der aus PV-Sol ausgegebene stündliche solare Ertrag mit der Größe der Anlage multipliziert. Diese neuen stündlichen Erträge wurde den stündlichen Verbrauch, laut Abbildung 5-13, in zeitlicher Abhängigkeit gegenüber gestellt. Es wurde für jede Stunde betrachtet, ob der solare Ertrag ausreicht den Verbrauch zu decken. War dies der Fall, so ist die Verfügbarkeit in dieser Stunde gleich 1 (entspricht 100% Verfügbarkeit). War dies nicht der Fall, so entspricht die Verfügbarkeit den Quotienten aus solarem Ertrag durch Verbrauch. Basis dieser Berechnung ist die Gleichung (5-1), welche der Literatur [8] entnommen und abgeändert wurde.

$$a_i = \begin{cases} 1 & \text{für } E_i \geq W_i \\ \frac{E_i}{W_i} & \text{für } E_i < W_i \end{cases} \quad (5-1)$$

$a_i$  Verfügbarkeit innerhalb einer Stunde

$W_i$  stündlicher Energieverbrauch in kWh

$E_i$  stündlicher solarer Ertrag in kWh

Mit der Gleichung (5-2) [8] wurden die stündlichen Verfügbarkeiten aufsummiert und mit einer Division durch die betrachteten Stunden wurde die mittlere Verfügbarkeit über den Betrachtungszeitraum berechnet. Betrachtet wurde in dieser Arbeit immer ein volles Jahr.

$$\bar{a} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n a_i \quad (5-2)$$

$\bar{a}$  mittlere Verfügbarkeit über den Betrachtungszeitraum

$a_i$  Verfügbarkeit innerhalb einer Stunde

$n$  Anzahl der Stunden

Als Betrachtungsbereich wurden Anlagengrößen von 1 kWp bis 30 kWp gewählt, um die Abhängigkeit der Anlagengröße zur mittleren Verfügbarkeit zu verdeutlichen. Wird Abbildung 5-17 betrachtet, so verläuft die Kurve im Anfangsbereich sehr steil. Was bedeutet, dass mit einer geringen Erhöhung der Anlagengröße die Verfügbarkeit stark gesteigert werden kann. Dies verläuft fast linear bis zu einer Anlagengröße von rund 5 kWp und dann beginnt sich das Verhältnis zu verändern und die Kurve wird immer flacher.

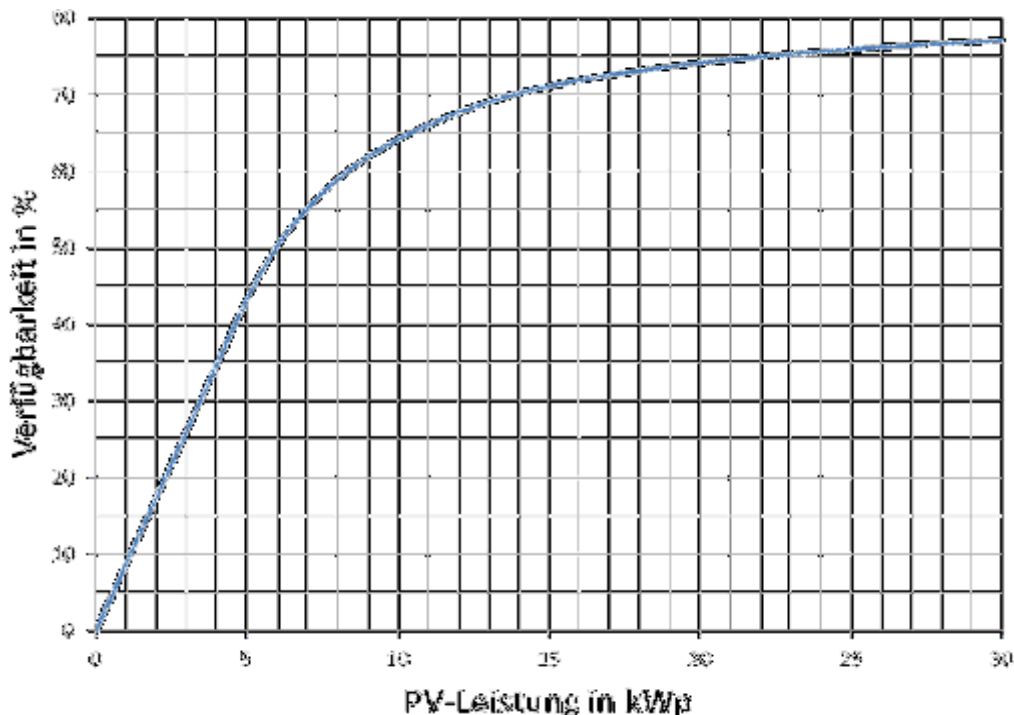


Abbildung 5-17 Zusammenhang von Anlagengröße und Verfügbarkeit

In Abbildung 5-17 wird auch deutlich, dass mit den betrachteten Anlagengrößen eine mittlere Verfügbarkeit von 95% nicht erreicht wird. Die maximal erreichbare Verfügbarkeit beträgt rund 77%. Würde man dies nun bei einer unendlich großen Anlage betrachten, ist die maximal zu erreichende mittlere Verfügbarkeit auch nur 88%, da die Schneiderei auch noch Energie verbraucht, nachdem die Sonnen untergegangen ist. Was zur Folge hat, dass dieses System für unsere Bedingungen nicht geeignet ist.

### 5.3.2 Überbrückung der Stromausfälle mittels Speichersystems

Für die Ermittlung, mit welcher Speichergröße man die Stromausfälle überbrücken kann und dabei das Dimensionierungsziel von einer mittleren Verfügbarkeit von 95% einhält, wurde der Algorithmus in Abbildung 5-18 angewendet. Wo als erstes in stündlicher Auflösung betrachtet wird, ob der Verbrauch ( $W_i$ ) (Abbildung 5-13) kleiner oder gleich ist als die in der Batterie verfügbare Energiemenge ( $E_{(i-1) \text{ Bat}}$ ) (mal Entlade-Wirkungsgrad ( $\eta_{\text{Entlade}}$ )). Wenn ja, dann beträgt die Verfügbarkeit ( $a_i$ ) in

dieser Stunde 1 (100% Verfügbarkeit). Wenn nein, dann entspricht die Verfügbarkeit dem Quotienten aus verfügbarer Energiemenge (mal Entlade -Wirkungsgrad) durch dem Verbrauch in dieser Stunde. Die neue verfügbare Energiemenge des Speichers ist in diesem Fall 0. Ist jedoch der Verbrauch kleiner oder gleich als die in der Batterie verfügbare Energiemenge (mal Entlade -Wirkungsgrad), so wird als nächstes betrachtet, ob Energie aus dem Netz ( $E_{(i)Netz}$ ) bezogen werden kann oder nicht. Informationen hierfür sind der Abbildung 5-14 zu entnehmen. Ist kein Energiebezug aus dem Netz möglich, so ist der neue Speicherstand gleich alter Speicherstand minus Verbrauch (dividiert durch Entladewirkungsgrad). Ist das Stromnetz vorhanden, so wird kontrolliert ob die maximale Speicherkapazität kleiner oder gleich ist dem alten Speicherstand plus Faktor 0,2 mal maximale Speicherkapazität ( $E_{(Bat)max}$ ) (mal Lade-Wirkungsgrad ( $\eta_{Lade}$ )). Faktor 0,2 bedeutet hier, dass die Batterie mit 2C10, also mit maximal 20% der Nennkapazität geladen werden kann. Ist dies der Fall, so entspricht der neue Speicherstand ( $E_{(i)Bat}$ ) dem maximalen Speicherstand. Ist dies nicht so, so ist der neue Speicherstand gleich dem alten Speicherstand plus Faktor 0,2 mal maximale Speicherkapazität (mal Lade-Wirkungsgrad). Am Ende werden die Verfügbarkeiten der betrachteten Stunden, wenn der Verbrauch größer 0 ist, aufsummiert ( $\sum a_{(a)}$ ) und am Ende des definierten Betrachtungszeitraumes ( $i=i_{(max)}$ ) durch die Anzahl der Stunden ( $\sum a_{(n)}$ ), wenn Verbrauch größer 0 ist, dividiert. Das Ergebnis ist die mittlere Verfügbarkeit ( $a_m$ ). Betrachtet wurden verschiedene Speichergrößen, jeweils in 1,2 kWh Schritten. Der Lade- und Entlade-Wirkungsgrad wurde mit jeweils 84% definiert. Die Verluste durch Selbstentladung der Batterien wurden in den Berechnungen nicht berücksichtigt. Diese Verluste betragen üblicherweise 3% - 5% pro Monat [38] und da die Batterien täglich wieder mit Strom versorgt werden, sind die Verluste vernachlässigbar gering.

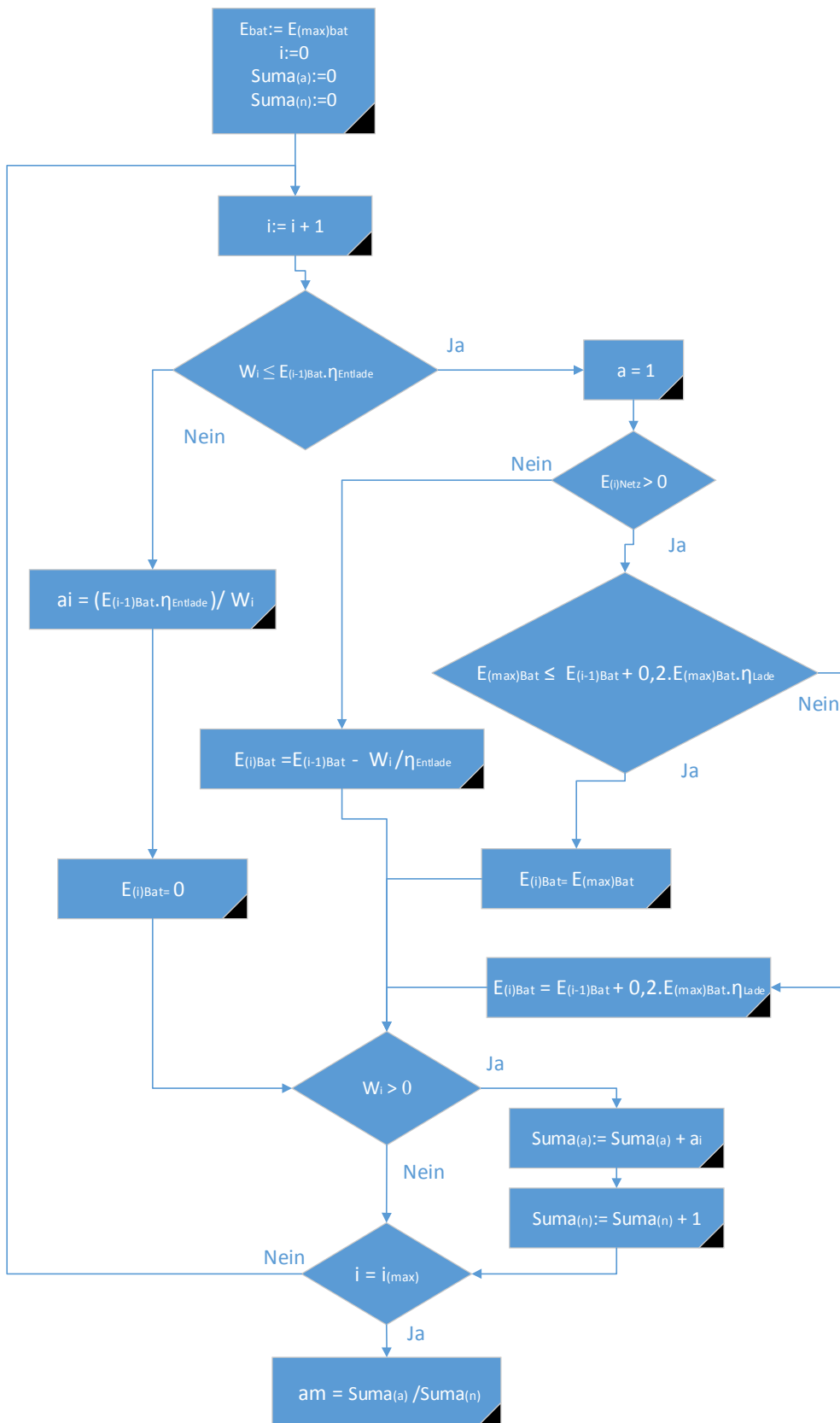


Abbildung 5-18 Algorithmus zum Ermitteln der mittleren Verfügbarkeit für Speichersysteme welche aus dem Netz geladen werden

Aus der Simulation ging hervor, dass mindestens ein 25,2 kWh Speicher benötigt wird, um die Stromausfälle während der Arbeitszeit zu 95% überbrücken zu können. Zu beachten ist, dass diese 25,2 kWh die Nettospeicherkapazität darstellt und nicht die endgültige Größe.

### 5.3.3 Analyse der Verfügbarkeit für die Überbrückung der Stromausfälle mit Photovoltaik und Batterie im Inselbetrieb

Für die Untersuchung für den Zusammenhang zwischen den Systemkomponenten und der mittleren Verfügbarkeit wurde der Algorithmus in Abbildung 5-19 angewendet. Dieser wurde der Literatur [8] entnommen und den Gegebenheiten dieser Arbeit angepasst. Die Erträge je Stunde der Photovoltaikanlage entsprechen wieder dem Produkt aus stündlichen Ertrag aus der PV-Sol Simulation für eine 1 kWp Anlage mal der betrachteten Anlagengröße. Im Algorithmus wird als erstes betrachtet, ob der Verbrauch ( $W_i$ ) (Abbildung 5-13) kleiner oder gleich ist als der solare Ertrag ( $E_i$ ) plus die in der Batterie verfügbare Energiemenge ( $E_{(i-1)Bat}$ ) (mal Entlade-Wirkungsgrad ( $\eta_{Entlade}$ )). Wenn Ja, dann beträgt die Verfügbarkeit ( $a_i$ ) in dieser Stunde 1 (100% Verfügbarkeit). Wenn nein, dann entspricht die Verfügbarkeit dem Quotienten aus verfügbarer Energiemenge (mal Entlade-Wirkungsgrad) addiert mit dem solaren Ertrag durch den Verbrauch dieser Stunde. Die neue verfügbare Energiemenge ( $E_{(i)Bat}$ ) des Speichers ist in diesem Fall 0. Ist jedoch der Verbrauch kleiner oder gleich dem solaren Ertrag plus der in der Batterie verfügbaren Energiemenge (mal Entlade-Wirkungsgrad), so wird als nächstes betrachtet ob der Verbrauch dieser Stunde kleiner oder gleich ist dem solarem Ertrag der PV-Anlage. Ist dies nicht der Fall, so ist der neue Speicherstand gleich dem alten Speicherstand minus Differenz (dividiert durch Entladewirkungsgrad) von Verbrauch und solaren Ertrag. Ist dies jedoch der Fall, so wird kontrolliert ob der Ertrag abzüglich Verbrauch größer oder gleich 20% der maximalen Speicherkapazität ( $E_{(Bat)max}$ ) (Begrenzung des Ladestromes) ist. Ist dies der Fall, so wird weiters kontrolliert, ob die maximale Speicherkapazität kleiner oder gleich ist dem alten Speicherstand plus der Differenz (mal Lade-Wirkungsgrad ( $\eta_{Lade}$ )) von Solerenertrag und Verbrauch ist. Wenn ja, dann entspricht der neue Speicherstand dem maximalen Speicherstand. Wenn nicht, so ist der neue Speicherstand gleich dem alten Speicherstand plus der Differenz (mal Lade-Wirkungsgrad) von solaren Ertrag und Verbrauch. Ist die Differenz aus Ertrag und Verbrauch größer als 0,2 mal maximale Speicherkapazität, so wird wieder kontrolliert ob der alte Speicherstand plus 0,2 mal maximale Speicherkapazität größer oder gleich ist der maximalen Speicherkapazität. Wenn ja, dann entspricht der neue Speicherstand wieder dem Wert der maximalen Speicherkapazität. Wenn nein, dann ist der neue Speicherstand gleich dem alten Speicherstand plus 0,2 mal maximale Speicherkapazität. Am Ende werden wieder die Verfügbarkeiten ( $\sum a_{(a)}$ ) der betrachteten Stunden, wenn der Verbrauch größer 0 ist, aufsummiert und am Ende des definierten Betrachtungszeitraumes ( $i=i_{(max)}$ ) durch die Anzahl der Stunden ( $\sum a_{(n)}$ ), wenn Verbrauch größer 0 ist, dividiert.

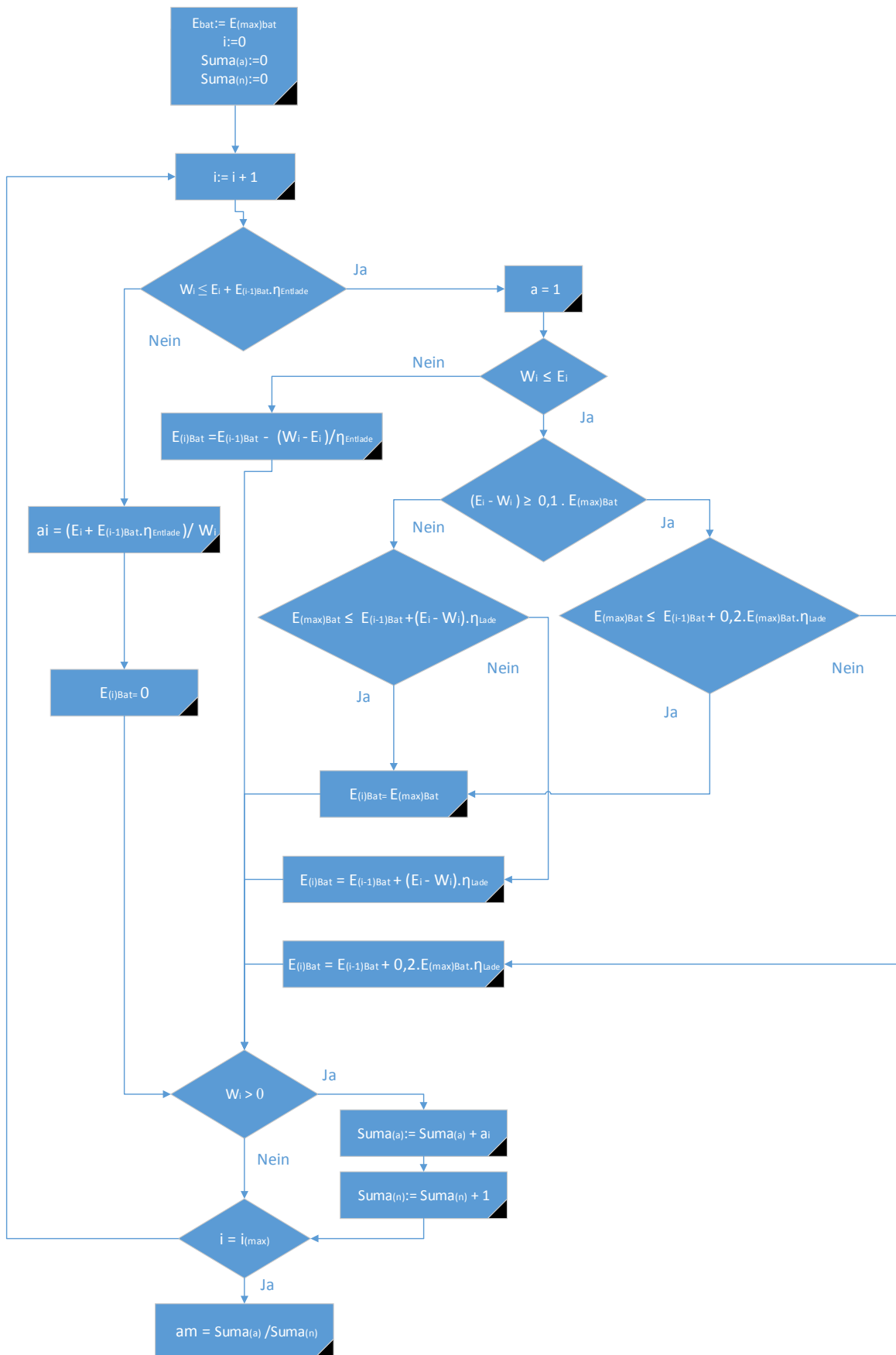


Abbildung 5-19 Algorithmus zum Ermitteln der mittleren Verfügbarkeit für Inselfsysteme

Der Zusammenhang zwischen mittlerer Verfügbarkeit und der Größe der Systemkomponenten ist in Abbildung 5-20 dargestellt. Hier wurden, wie in Kapitel 5.3.1, Anlagengrößen der Photovoltaik von 1 kWp bis 30 kWp gewählt und für diese Darstellung wurden folgende Speichergößen gewählt: einmal 25,2 kWh (entspricht der Speichergöße bei Überbrückung der Stromausfälle nur mit Batterie) 19,2 kWh, 13,2 kWh und 7,2 kWh. Der Wirkungsgrad für Be- und Entladen wurde wieder mit 70% angenommen (84% Lade-Wirkungsgrad und 84% Entlade-Wirkungsgrad). Verluste durch Selbstentladung wurden hier ebenfalls nicht berücksichtigt.

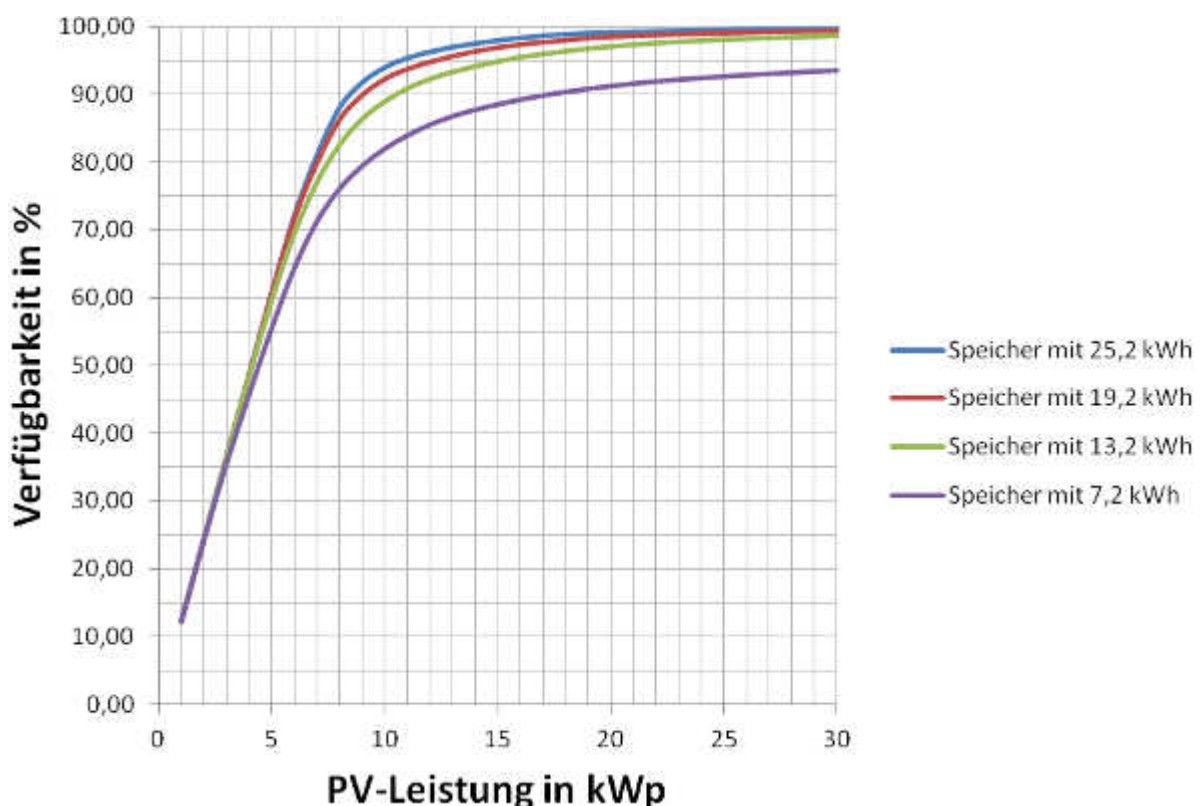


Abbildung 5-20 Zusammenhang von Verfügbarkeit und PV-Anlagengröße in Abhängigkeit von der Speichergöße

In Abbildung 5-20 ist zu erkennen, dass die Steigerung der Verfügbarkeit im Anfangsbereich zum Großteil durch die Photovoltaik beeinflusst wird. Nach und nach ändert sich das Verhältnis und die Speichkapazität gewinnt an Bedeutung. So kann zum Beispiel mit einem 7,2 kWh Speicher die mittlere Verfügbarkeit von 95% innerhalb der Betrachtungsgrenzen erreicht werden. Wird dies nun mit Kapitel 5.3.2 verglichen, wo ein 25,2 kWh Speicher benötigt wurde um die gewünschte Verfügbarkeit mit einem reinem Speichersystem zu erreichen, so benötigt man für die Realisierung aus Inselanlage bei gleichbleibender Speichergöße eine 11 kWp Anlage.

### 5.3.4 Analyse der Verfügbarkeit für die Überbrückung der Stromausfälle mit Photovoltaik, Batterie und Netzbetrieb

Um die mittlere Verfügbarkeit von einem Hybridsystem, bei welchen die Batterien zusätzlich aus dem Netz geladen werden, zu untersuchen, wurde ein weiterer Algorithmus (Abbildung 5-21) benötigt. Dieser ist sehr identisch zu dem Algorithmus, welcher die Verfügbarkeit von Inseln berechnen soll. Der einzige Unterschied ist folgender. Nachdem der Verbrauch ( $W_i$ ) (Abbildung 5-13) kleiner oder gleich ist als der solare Ertrag ( $E_i$ ) plus die in der Batterie verfügbare Energiemenge ( $E_{(i-1)Bat}$ ) (mal Entlade-Wirkungsgrad ( $\eta_{Entlade}$ )) und somit die Verfügbarkeit ( $a_i$ ) zu dieser Stunde 1 ist, wird untersucht ob ein Stromnetz ( $E_{(i)Netz}$ ) vorhanden ist oder nicht. Wenn nicht, dann wird wie bei der Inselanlage kontrolliert ob der solare Ertrag größer oder gleich ist wie der Verbrauch in dieser Stunde. Die restliche Vorgehensweise entspricht dem der Inselanlage. Ist jedoch ein Stromnetz vorhanden, so werden zwei Vergleiche übersprungen und es wird gleich kontrolliert ob maximale Speicherkapazität ( $E_{(Bat)max}$ ) größer oder gleich dem alten Speicherstand plus 0,2-mal der maximalen Speicherkapazität ist. Der Rest verläuft wieder so wie bei der Berechnung der Verfügbarkeit bei Inselanlagen.



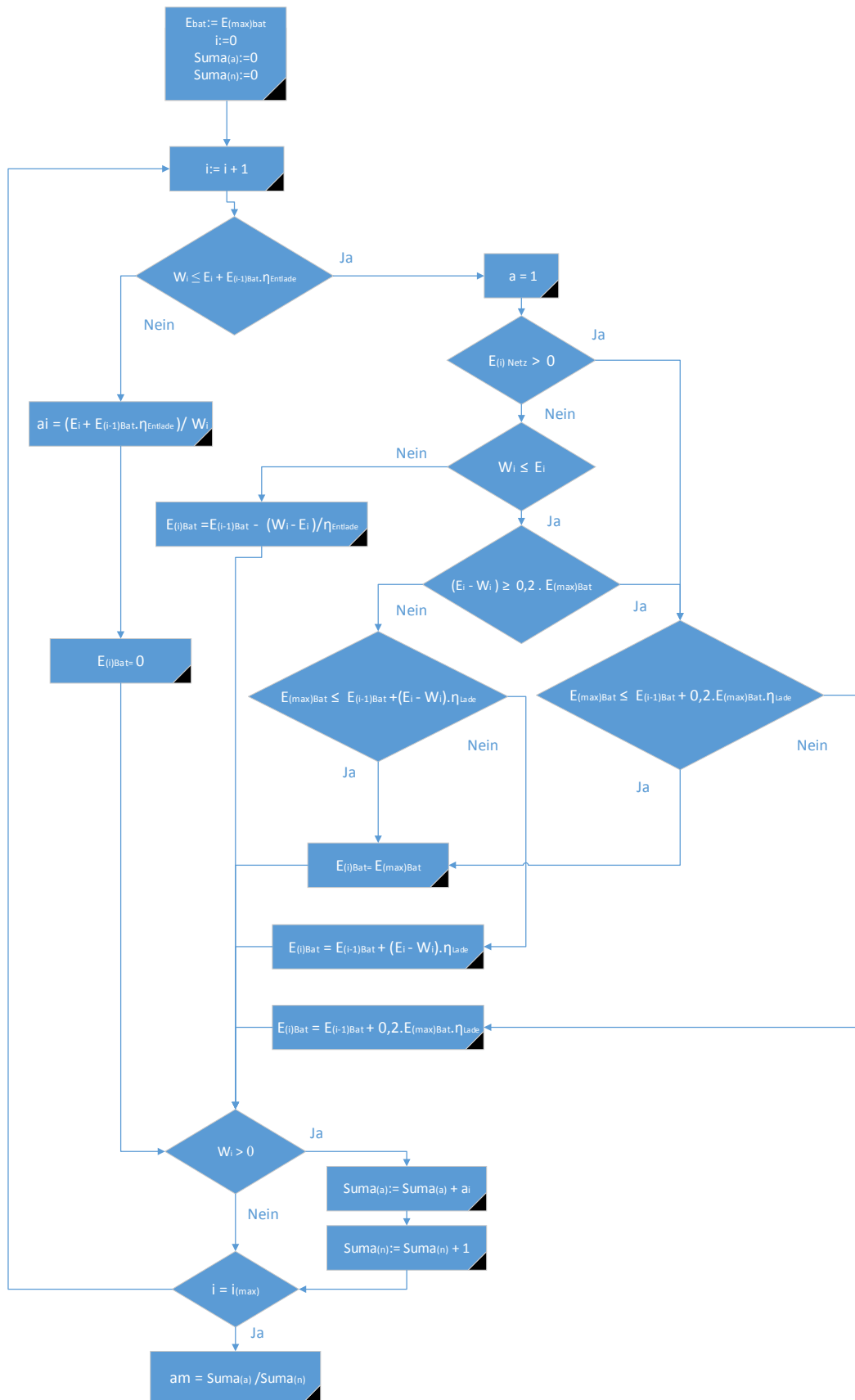


Abbildung 5-21 Algorithmus zum Ermitteln der mittleren Verfügbarkeit für Hybridsysteme mit Netzladung

Um den Zusammenhang zwischen mittlerer Verfügbarkeit und der Größe der Systemkomponenten darzustellen, wurden wie bei der Betrachtung von Inselanlagen Anlagengrößen der Photovoltaik von 1 kWp bis 30 kWp gewählt und Speichergrößen von 22,8 kWh, 18 kWh, 13,2 kWh und 8,4 kWh. Der Wirkungsgrad für Be- und Entladen wurde wieder mit 70% herangezogen (84% Lade-Wirkungsgrad und 84% Entlade-Wirkungsgrad), sowie Verluste durch Selbstentladung vernachlässigt. Die Ergebnisse sind in Abbildung 5-22 dargestellt.

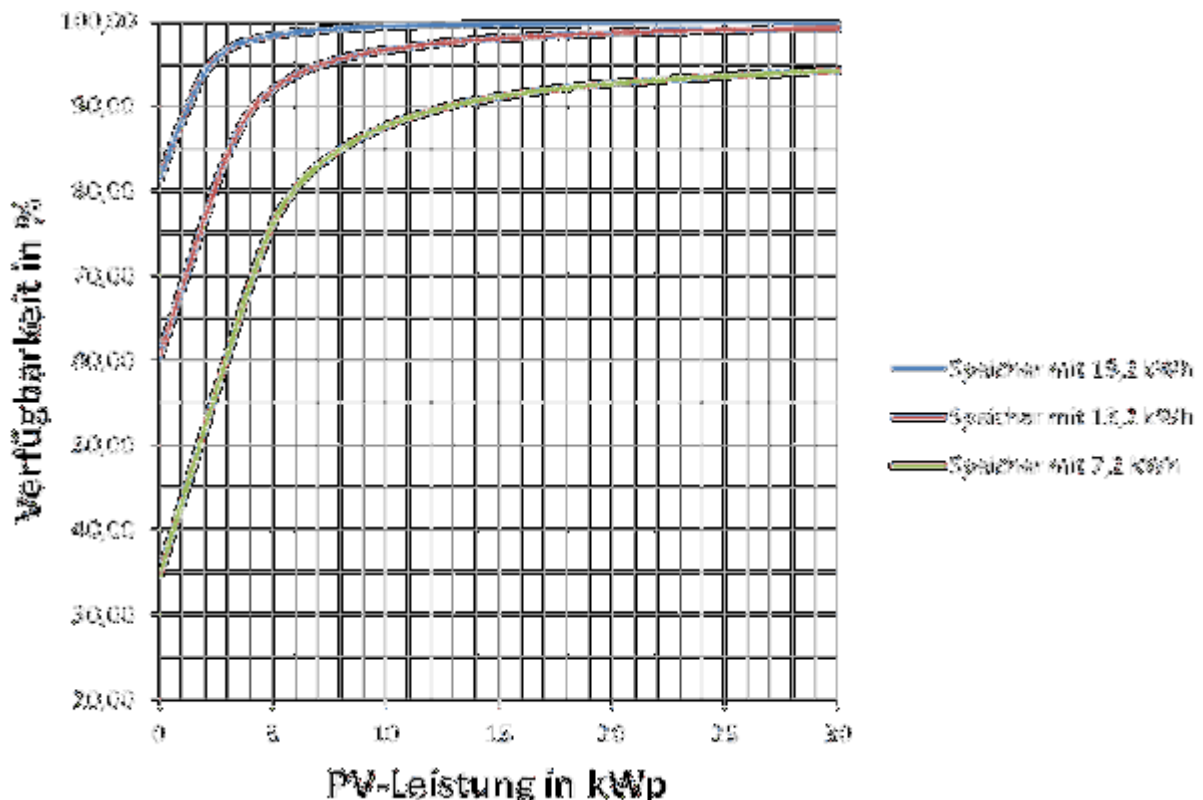


Abbildung 5-22 Zusammenhang von Verfügbarkeit und PV-Anlagengröße in Abhängigkeit von der Speichergröße bei täglicher Ladung durch das Stromnetz

Vergleicht man die gewünschte Verfügbarkeit eines Hybridsystems mit der einer Inselanlage, so ist zu erkennen, dass die PV-Anlagengröße sehr viel kleiner gewählt werden kann. Bei einem Speicher von 19,2 kWh wird beim Inselsystem eine 12,5 kWp Anlage benötigt, um eine mittlere Verfügbarkeit von 95% zu erreichen, beim Hybridsystem ist es nur eine 2,3 kWp Anlage. Vergleicht man ein reines Speichersystem damit, so kann schon durch die Errichtung einer 7,1 kWp Anlage die Speicherkapazität der Batterien um mehr als 47% kleiner gewählt werden.

### 5.3.5 Zusammenfassung

Werden die Stromausfälle mit einem Batteriespeicher, welcher vom Netz gespeist wird überbrückt, so wird eine Nettokapazität von 25,2 kWh benötigt, um eine Verfügbarkeit von 95% zu erreichen. Bei einer reinen Photovoltaik-Versorgung kann eine Verfügbarkeit von 95% nicht erreicht werden. Bei einem Betrachtungsrahmen von 1 kWp bis 30 kWp wird hier eine maximale Verfügbarkeit von 77% erreicht. Bei Überbrücken der Stromausfälle mit einem Inselsystem wird zu den 25,2 kWh Batterie-System noch eine annähernd 11 kWp Photovoltaikanlage benötigt. Modifiziert man das Inselsystem nun in ein Hybridsystem, indem man die Batterien zusätzlich mit dem Netzstrom ladet, verkleinern sich die Größen der Komponenten signifikant.

## 5.4 Ermitteln von Eigenverbrauchsquote, Deckungsgrad und Kostenersparnis in Abhängigkeit der Photovoltaik-Größe beim Hybridsystem

Ein wichtiger Punkt für die Wirtschaftlichkeit der Anlage ist die Eigenverbrauchsquote des Photovoltaik-Generators. Die Eigenverbrauchsquote sollte möglichst hoch sein, besonders in Nepal, da überschüssiger Solarstrom nicht ins Netz eingespeist werden kann und so auch nicht vergütet wird. Jede überschüssig produzierte Energie kann einem Verlust gleichgesetzt werden. In diesem Kapitel wird des Weiteren der Deckungsgrad ermittelt. Betrachtet wird das Hybridsystem. Auf die Betrachtung einer reinen Photovoltaikanlage oder eines Inselsystems wird verzichtet, da die Betrachtung aus Kapitel 5.3 ergab, dass bei einer reinen Photovoltaikanlage die geforderte Verfügbarkeit nicht erreicht wird und bei Inselsystemen die Komponenten ziemlich groß dimensioniert werden müssen.

Für die Berechnung der Eigenverbrauchsquote und des solaren Deckungsgrades wird als erstes der Solarertrag ermittelt, welcher von der Schneiderei verbraucht wird. Dafür wird der Ertrag und Verbrauch in zeitlicher Abhängigkeit gegenübergestellt. Ist der solare Ertrag größer als der Verbrauch, so ist der Eigenverbrauch die Summe aus dem aktuellen Verbrauch und dem Anteil der in der Batterie (mal Belade- und Entlade-Wirkungsgrade) gespeichert wird. Es wird in dieser Berechnung davon ausgegangen, dass Energie, die in die Batterie gelangt auch wieder verbraucht wird. Ist der Ertrag jedoch kleiner als der aktuelle Verbrauch, so entspricht der Eigenverbrauch dem des solaren Ertrages. Dies ist mathematisch in Gleichung (5-5)(abgeändert nach [8]) beschrieben.

$$W_{EV,i} = \begin{cases} W_{EV,i} = W_i + E_{Bat, Lade,i} \cdot \eta_{Be / Entlade} & \text{für } E_i \geq W_i \\ W_{EV,i} = E_i & \text{für } E_i < W_i \end{cases} \quad (5-5)$$

- $W_i$             stündlicher Energieverbrauch in kWh
- $E_i$             stündlicher solarer Ertrag in kWh
- $W_{EV,i}$         Eigenverbrauch der Schneiderei in kWh
- $E_{Bat, Lade,i}$    Anteil des solaren Ertrages, der in der Batterie gespeichert wird in kWh
- $\eta_{Be / Entlade}$    Belade- und Entlade Wirkungsgrad der Batterie

Im Gegensatz zur Berechnung nach der mittleren Verfügbarkeit, wird hier auch der Teil des Lastprofils (Abbildung 5-23) herangezogen, welches auch außerhalb der Stromausfälle verbrauchen kann. Wobei hier zu beachten ist, dass immer zuerst die solare Energie in den Batterien gespeichert wird und dann dem Verbrauch der nicht in die Überbrückungszeit hineinfällt zur Verfügung steht. Das reduziert zwar die Eigenverbrauchsquote, da Energie die in der Batterie gespeichert wird sich um den Be- und Entlade Wirkungsgrad verkleinert, aber dadurch reduziert sich auch der Bezug aus dem Netz.

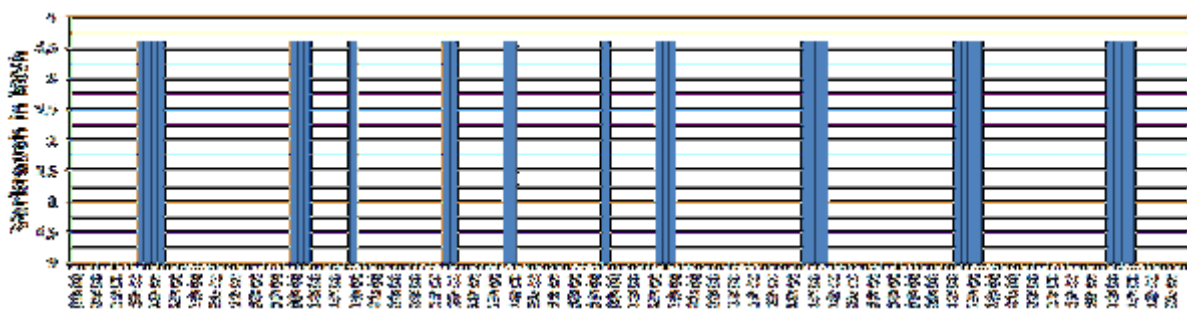


Abbildung 5-23 Teil des Lastprofils außerhalb der Stromausfälle ist

Für die Ermittlung der Eigenverbrauchsquote der Anlage wird, wie Gleichung (5-6)[8] darstellt, der Quotient der Summe des Eigenverbrauchs und die Summe aller solaren Erträge, benötigt.

$$Eigenverbrauchsquote = \frac{\sum_{i=n}^n W_{EV,i}}{\sum_{i=n}^n E_i} \cdot 100\% \quad (5-6)$$

$E_i$  stündlicher solarer Ertrag in kWh

$W_{EV,i}$  Eigenverbrauch der Schneiderei in kWh

Der Deckungsgrad ist der Quotient der Summe des Eigenverbrauchs und der Gesamtverbrauch der Schneiderei, wie in Gleichung (5-7) beschrieben.

$$Deckungsgrad = \frac{\sum_{i=n}^n W_{EV,i}}{\sum_{i=n}^n W_i} \cdot 100\% \quad (5-7)$$

$W_i$  stündlicher Energieverbrauch in kWh

$W_{EV,i}$  Eigenverbrauch der Schneiderei in kWh

In Abbildung 5-24 wurde die Eigenverbrauchsquote in Abhängigkeit der PV-Anlagengröße dargestellt, dies wurde für eine Anlage mit einem Speicher von 13,2 kWh und 19,2 kWh durchgeführt, sowie mit einem System ohne Speichersystem. Betrachtet wurden PV-Anlagengrößen von 1 kWp bis 20 kWp.

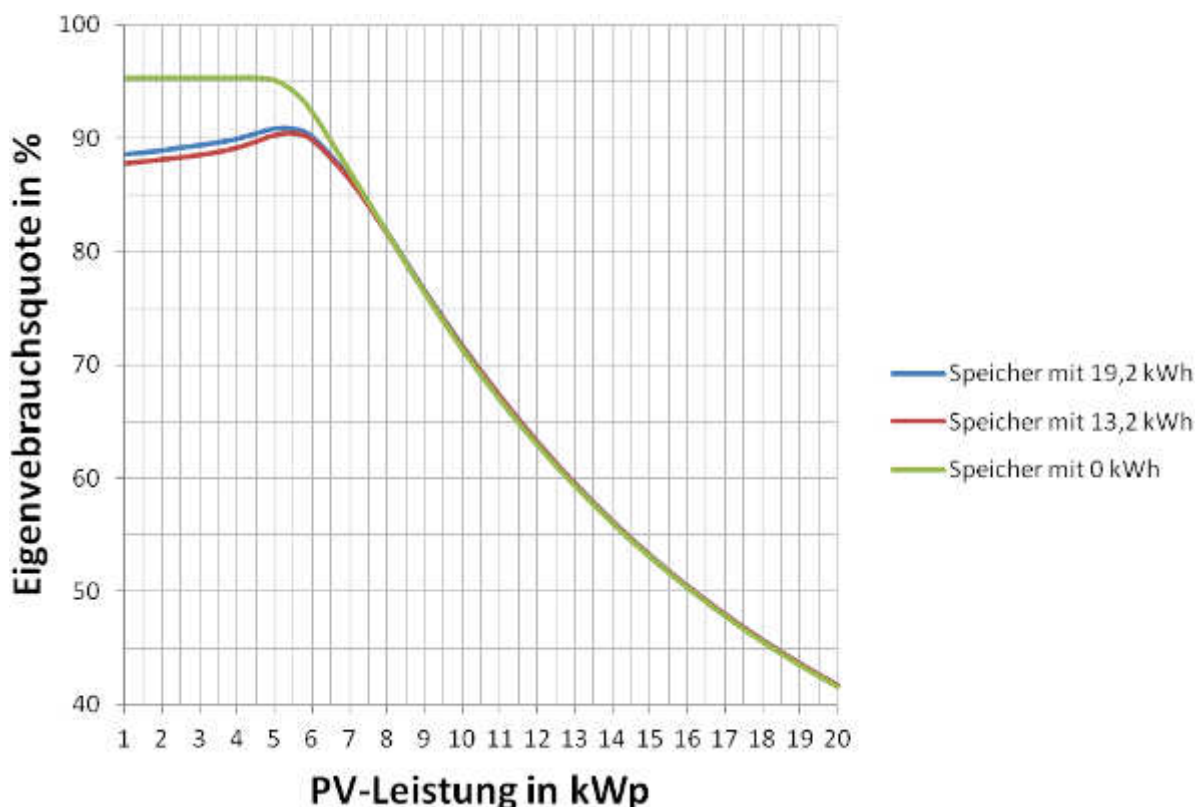


Abbildung 5-24 Eigenverbrauchsquote der PV-Anlage in Abhängigkeit zur PV-Anlagen-Größe und Speichergöße

Wird der Anfangsbereich betrachtet, erkennt man, dass ein größerer Speicher zu einer Erhöhung der Eigenverbrauchsquote führt. Die grüne Linie stellt die Eigenverbrauchsquote für eine Anlage ohne Speicher dar. Sie verläuft bis zu einer rund 4,5 kWp PV-Anlagengröße linear auf 95,3%-Linie und beginnt da abzufallen. Die Eigenverbrauchsquote ist jedoch noch immer größer als bei den Anlagen mit Speichern. Dies ändert sich ab einer Anlagengröße von rund 8 kWp, ab dieser Größe sind die Eigenverbrauchsquoten beider Anlagen mit Speichersystem besser als die ohne Speicherung. Wenn auch nur minimal, so beträgt der Unterschied bei einer 20 kWp nicht einmal 0,1%. Die große Differenz am Anfang liegt darin begründet, dass der Teil des solaren Ertrages, welcher in die Batterie gespeichert wird mit rund 30% Verlust behaftet ist. Um den eher merkwürdigen Verlauf der Eigenverbrauchquotenkurven näher zu erläutern wird auf Abbildung 5-25 verwiesen. Hier sind die Anteile die den Eigenverbrauch bilden für die Anlage mit 13,2 kWh Speicher dargestellt. Die Eigenverbrauchsquote (hellblau) setzt sich zusammen aus direktem Eigenverbrauch während der Stromausfälle (rot), direktem Eigenverbrauch außerhalb der Stromausfälle (violett) und dem Anteil des solaren Ertrages, welcher in die Batterie gespeichert wird, mit Einbeziehung des Wirkungsgrades (orange). Bis zu einer 4,5 kWp Anlage liegt die Differenz zwischen der 100%-Linie (dunkelblau) und der Eigenverbrauchsquote (hellblau) im Unterschied zu von der in der Batterie gespeicherten Energie mit Wirkungsgrad (orange) und ohne Wirkungsgrad (grün) und den rund 4,7% unverbrauchter Ertrag begründet. Durch die Erhöhung der PV-

Anlagengröße steigt der Anteil des Direktverbrauches außerhalb der Stromausfälle mehr an, als der Anteil der in die Batterie gespeichert wird, was zur Folge hat, dass der Bereich, der mit Verlusten behaftet ist, sich reduziert und somit zum Anstieg der Eigenverbrauchsquote im Anfangsbereich führt.

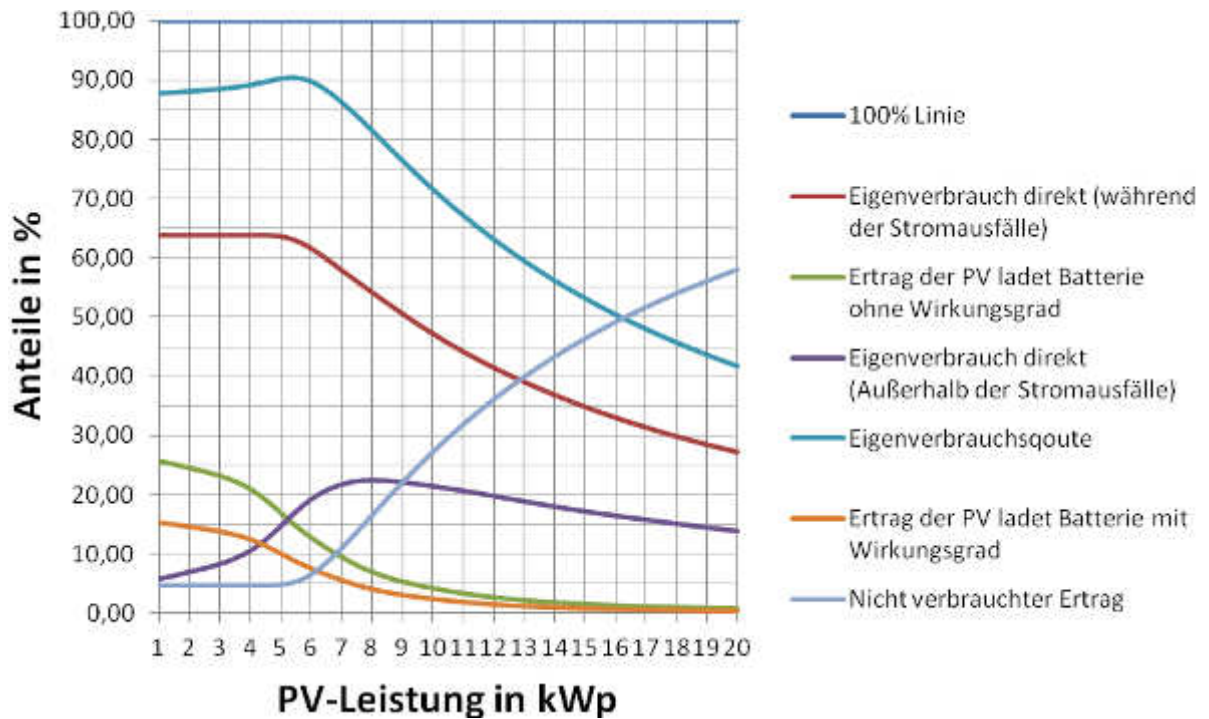


Abbildung 5-25 Anteil des solaren Ertrags für System mit 13,2 kWh Speicher

Für die gleichen drei Anlagenvarianten wurde des Weiteren der Deckungsgrad betrachtet und in Abbildung 5-26 dargestellt.

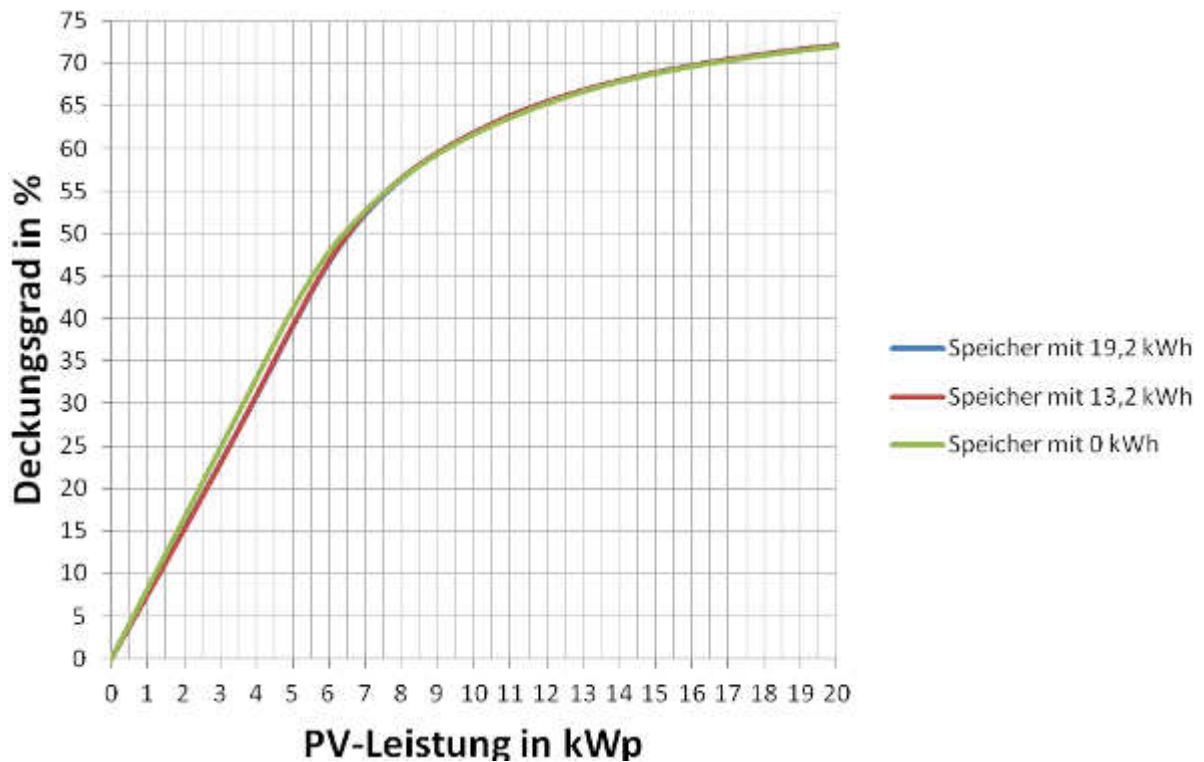


Abbildung 5-26 Deckungsgrad des Verbrauches in Abhängigkeit zur PV-Anlagengröße und Speichergöße

In dieser Darstellung ist zu sehen, dass im Anfangsbereich die Kurven steil verlaufen und dann beginnen kontinuierlich abzuflachen. Ebenso ist zu erkennen, dass der Deckungsgrad im Anfangsbereich bei einer Anlage ohne Speicher größer ist als bei Anlagen mit Speicher. Was wiederum in den Lade- und Entladeverlusten begründet ist. Ab einer Anlagengröße von rund 8 kWp ändert sich wieder das Verhältnis und die Anlagen mit Speicher haben den höheren Deckungsgrad, wenn auch wieder nur gering.

Um eine Übersicht zu erhalten wie sich das auf die ersparten und verschwendeten Geldbeträge verhält, wird mit der Gleichung (5-8) die überschüssige erzeugte Energie für eine Anlage mit einem Speicher mit 13,2 kWh ermittelt. Diese wird, sowie die von der Schneiderei verbrauchte Energie, mit dem lokalen Strompreis multipliziert und in Abbildung 5-27 dargestellt.

$$E_{ÜS} = \sum_{i=1}^n E_i - \sum_{i=1}^n W_{EV,i} \tag{5-8}$$



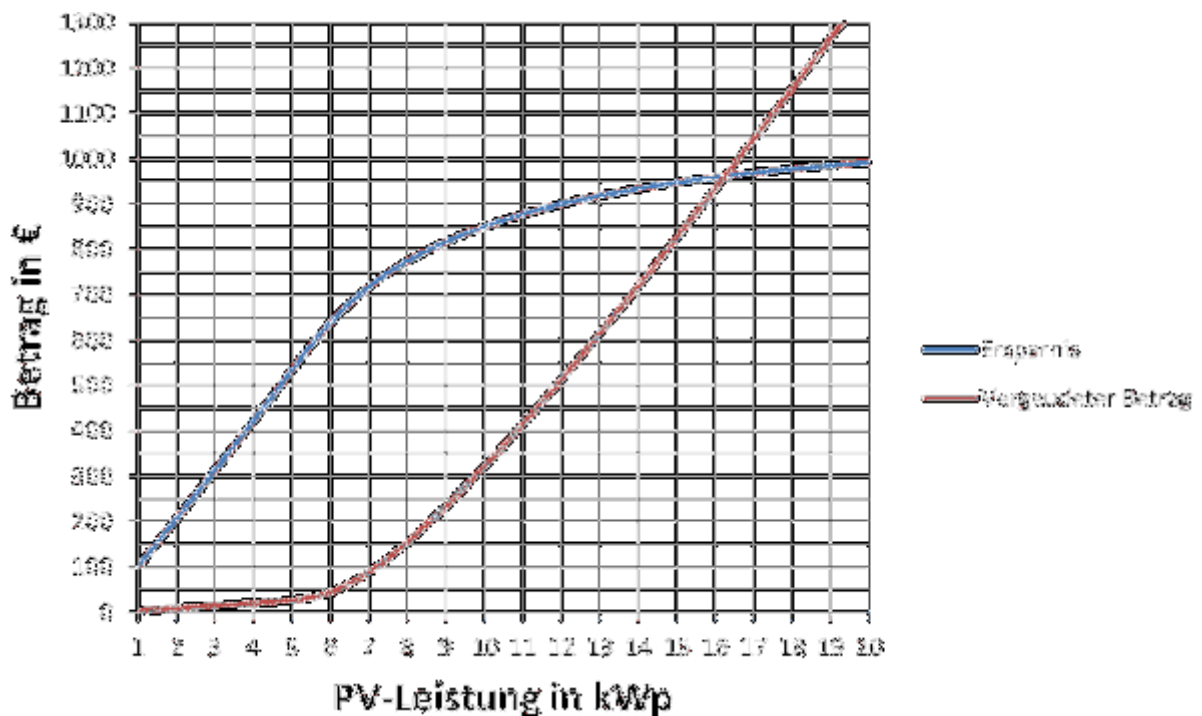


Abbildung 5-27 Ersparte und vergeudete Kosten in Abhängigkeit zur Anlagengröße

## 5.5 Wirtschaftlichkeitsberechnung

Um das optimale System zu finden, soll nun die Wirtschaftlichkeitsberechnung die ausschlaggebenden Informationen liefern.

Es gibt viele Möglichkeiten die Wirtschaftlichkeit einer Anlage zu prüfen. Dabei wird erstmals zwischen statischen und dynamischen Methoden unterschieden. Statische Verfahren sind zwar einfach anzuwenden, berücksichtigen aber nicht zu welchem Zeitpunkt Erlöse und Kosten auftreten. So wird davon ausgegangen das Erlöse heute denselben Wert haben, als jene der Zukunft. In den dynamischen, etwas komplexeren Verfahren, wird dieser Zeitwert jedoch berücksichtigt und ist in dieser Arbeit auch mehr von Interesse. Zu den am meist verbreiteten Methoden gehört die Kapitalwertmethode und die Interner Zinsfußmethode. [14]

Für diese Arbeit wird die Wirtschaftlichkeitsberechnung mittels des internen Zinsfußes durchgeführt. Welchen den besonderen Vorteil hat, dass sie genaue Aussagen über die Rentabilität erlaubt.

### 5.5.1 Erhebung der Daten

Um eine Wirtschaftlichkeitsanalyse durchführen zu können, ist die genaue Datenerhebung ein wesentlicher Punkt. Folgende Positionen sind hierbei zu erheben:

- Die Nutzungsdauer der Anlage
- Investitionskosten für die Errichtung
- Erneuerung der Systemkosten (zeitabhängig)
- Einnahmen und Ausgaben (zeitabhängig)
- Restwerte (an Ende der Nutzungsdauer)

## Nutzungsdauer

Die Nutzungsdauer sollte so gewählt werden, dass sie der Lebensdauer des Hauptanlagenteils entspricht, wenn vom Auftraggeber kein anderer Betrachtungszeitraum gewünscht ist. In diesem konkreten Fall sind das die Photovoltaik Module. Die meisten Hersteller geben eine Leistungsgarantie von 80% der Nennleistung nach 25 Jahren. Der gewählte Zeitraum in dieser Arbeit beträgt 20 Jahre.

## Investitionskosten

Um geeignete Werte für die Investitionskosten zu generieren, wurden verschiedene nepalesische Firmen angeschrieben und gebeten Angebote zu überbringen. Bei der Errichtung von Photovoltaik Anlagen ist es wichtig auf die Qualität zu achten, besonders in einem noch nicht so weit Entwickelten Land, wie Nepal. Um sicher zu stellen, nur Angebote zu erhalten die zu einer nachhaltigen Betriebsführung führen, wurde Krishna Gautam (Chef Information Officer of AEPC) befragt, welche Unternehmen Qualitätswaren verkaufen und entsprechende Erfahrungen aufweisen, Anlagen über 5 kWp zu realisieren. Es wurden die folgenden 5 Firmen [23] empfohlen:

- Looza Nepal Pvt. Ltd.
- Surya Power Company Pvt. Ltd.
- Ultra Solar Energy and Steel Engineering Pvt. Ltd.
- Siprodi Energy Pvt. Ltd
- Lotus Energy Pvt. Ltd.

Von diesen 5 kontaktierten Firmen wurde nur von der Firma *Siprodi Energy* ein Angebot geschickt. Zusammen mit dem Techniker von *Siprodi Energy* Hari Shrestha wurde dieses Angebot noch einmal überarbeitet. Zum einen wurde ein 10 kWp Wechselrichter angeboten mit einem Preis von 1.402.310 NPR, was rund 11.700 € entspricht, welcher durch Laderegler und Wechselrichter Kombinationsgerät ausgetauscht wurde. Zum anderen konnte der Modulpreis von 0,86 €/Wp auf 0,7 €/Wp heruntergehandelt werden (In Europa, Nettomodulpreis, Verzollt, am Spotmarkt zwischen 0,46 €/Wp bis 0,6 €/Wp) [10]. Das erarbeitete Angebot ist in Tabelle 5-7 dargestellt. In diesem Angebot ist auch zu erkennen, dass die Module und die Batterien dem Standard der Photovoltaic Quality Assurance entsprechen, da keine Mehrwertsteuer für diese Produkte abgegeben werden muss. Für das

Laderegler-Wechselrichter Kombinationsgerät gilt dies nicht, aber nicht weil dieses Gerät eine schlechte Qualität hätte, sondern nur reine Laderegler von der Mehrwertsteuer befreit sind.

Tabelle 5-7 Angebot von Sipradi Energy

Solar Power System with 2V GEL Battery and 15kW Luminous Inverter						
S.no.	Description	Qty	Rate in NRP	Total without VAT NRP	13 % VAT in NRP	Total Amount with VAT in NRP
1	210Wp Solar PV Modules	35	14333	501638	-	501638
2	Exide 2V/200Ah GEL Tubular Battery SG200 (24KWH)	60	8640	518400	-	518400
3	15KW Luminous Bidirectional Solar PCU	1	440575	440575	57274	497850
4	Truss Based Solar support structured	1	141592	141592	18407	160000
5	Cable and accessories	1	44247	44247	5752	50000
6	Electrical earthing and protection with LPI arrestor	1	123893	123893	16106	65000
7	Installation and transportation	1	44247	44247	5753	50000
<b>Total Amount inclusive of VAT</b>						1842887,5

Da in dieser Wirtschaftlichkeitsberechnung verschiedene Anlagenvarianten miteinander verglichen werden sollen, ist es notwendig spezifische Preise zu ermitteln. Für die Photovoltaik Anlage wird der spezifische Preis in €/kWp ermittelt und für das Batteriesystem wird in €/kWh gerechnet. Um auf den spezifischen Preis €/kWp zu kommen, werden alle Positionen, die für die Errichtung der Photovoltaik von Bedeutung sind zusammen addiert und durch die Peak-Leistung dividiert. Schwierig ist die Aufteilung von Position 5 und 7. Hier wurden laut Hari Shrestha 90% der Kabeln und des Zubehörs für die PV-Anlage kalkuliert und 80% der Installations- und Transportkosten [11]. Die Zusammensetzung für die spezifischen Kosten sind in Tabelle 5-8 ersichtlich.

Tabelle 5-8 Ermittlung der spezifischen Kosten für die Photovoltaik Anlage

	Gesamtkosten in €	spezifische Kosten in €/kWp	Anmerkung
<b>PV-Module 7,35 kWp</b>	4778		
<b>Kabeln und Zubehöre</b>	429		Entspricht 90 % von Position 5
<b>Unterkonstruktion</b>	1524		
<b>Erdung und Blitzschutz</b>	619		
<b>Transport + Installation</b>	381		Entspricht 80 % von Position 7
<b>Summe</b>	7730	1052	

In Tabelle 5-9 ist die Zusammensetzung der spezifischen Kosten für das Batteriesystem ersichtlich. Das Laderegler/Wechselrichter stellt eine eigene Kostenstelle dar und wird so in beiden Kalkulationen nicht berücksichtigt. Für das Laderegler- Wechselrichter Kombinationsgerät wurden spezifische Kosten von rund

474 €/kW Ausgangsleistung ermittelt. Verwendet wird für alle Varianten eine Laderegler/Wechselrichter mit einer Ausgangsleistung von rund 10 kW.

Tabelle 5-9 Ermittlung der spezifischen Kosten für das Batterie System

	Gesamtkosten in €	spezifische Kosten in €/kWh	Anmerkung
Batterie Gel 24 kWh	4937,142857		
Kabeln und Zubehöre	47,61904762		Entspricht 10 % von Position 5
Transport + Installation	95,23809524		Entspricht 20 % von Position 7
Summe	5032	210	

## Erneuerung der Systemkomponenten

Die Erneuerung gewisser Komponenten wird zum negativen Cashflow hinzugezählt. Um eine solche Erneuerung in der Berechnung zu berücksichtigen, ist es notwendig die Lebensdauer der betroffenen Komponenten abzuschätzen. So ist es eher unwahrscheinlich, dass Laderegler oder Wechselrichter dieselbe Lebensdauer wie Photovoltaikmodule erreichen. Für Wechselrichter kann eine durchschnittliche Lebensdauer von 15 Jahren herangezogen werden [19]. Für das Laderegler/Wechselrichter-Kombinationsgerät wird eine Lebensdauer von 10 Jahren angenommen. Was bedeutet, dass nach 10 Jahren der Gesamtpreis des Wechselrichters fällig wird.

Die Lebensdauer des Batteriesystems hängt in der Regel von der Entladetiefe der Batterie ab, also das Verhältnis von Netto-Speicherkapazität und Brutto-Speicherkapazität. Bis zu diesem Abschnitt wurde nur die Netto-Speicherkapazität ermittelt. Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung und für das schlussendliche Anlagenkonzept wird jedoch die Brutto-Speicherkapazität benötigt. Diese kann mit der Gleichung (5-9) ermittelt werden.

$$\text{Bruttospeicherkapazität} = \frac{\text{Nettospeicherkapazität}}{\text{Entladetiefe}} \quad (5-9)$$

Um hier das wirtschaftliche Optimum von Lebensdauer und Bruttospeicherkapazität herauszufinden, ist es von Vorteil eine kleine Wirtschaftlichkeitsberechnung vorab durchzuführen. Dafür ist es wichtig die Lebenszyklen bei der entsprechenden Entladetiefe zu kennen. Von renommierten Herstellern werden hier meist Diagramme oder Tabellen zur Verfügung gestellt, wie diese des Herstellers des Angebots von Sipradi Energy. Zu sehen in Abbildung 5-28.

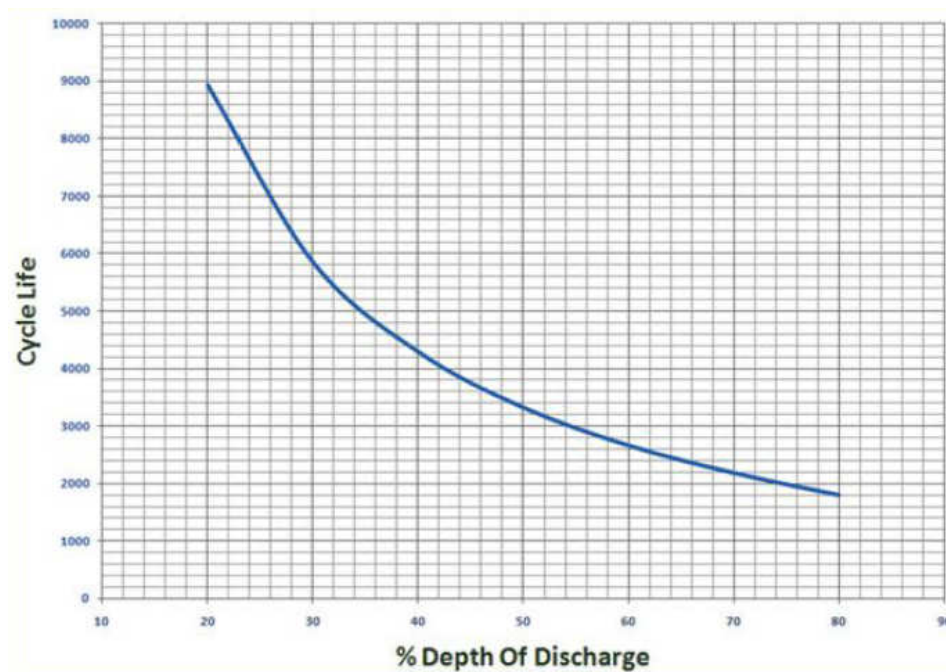


Abbildung 5-28 Verhältnis von Lebenszyklen zu Entladetiefe [37]

Zunächst werden Lebenszyklen bei den entsprechenden Entladetiefen (in 10er Schritten) abgelesen. Anschließend wurden die Lebenszyklen durch 365 dividiert, um die Lebensdauer in Jahren herauszufinden. Mit der Gleichung (5-9) wurde in weiterer Folge aus der Netto-Speicherkapazität die Brutto-Speicherkapazität ermittelt und mit dem Preis pro kWh multipliziert. Die Ausgangsbasis hierfür ist eine Nettospeicherkapazität von 25,2 kWh. Die Ergebnisse wurden in Tabelle 5-10 dargestellt.

Tabelle 5-10 Informationen über Preis und Lebensdauer bei verschiedenen Entladetiefen

Entladungstiefe	Lebenszyklen	Lebensdauer in a	Bruttospeicherkapazität in kWh	Investitionskosten in €
20%	9000	24,7	126,0	26460
30%	5800	15,9	84,0	17640
40%	4300	11,8	63,0	13230
50%	3350	9,2	50,4	10584
60%	2650	7,3	42,0	8820
70%	2200	6,0	36,0	7560
80%	1800	4,9	31,5	6615

Anhand dieser Tabelle wurde vorab eine Wirtschaftlichkeitsberechnung durchgeführt. Der Betrachtungszeitraum liegt bei 20 Jahre. Die Investitionskosten setzen sich aus Batteriesystem und Lageregler-Wechselrichter zusammen. Zum positiven Cashflow gehörten Treibstoffeinsparungen und Generatorwartungskosten. Der negative Cashflow setzt sich zusammen aus der Energiebezug aus dem Netz, die Erneuerung des Laderegler-Wechselrichters nach 10 Jahren und dem Austausch des Batteriesystems nach den ermittelten Jahren und entsprechenden Kosten, laut

Tabelle 5-10, dar. In dieser Berechnung wird auch der Restwert der Batterie berücksichtigt, dieser wird im Jahr 20 als positiver Cashflow mit einbezogen. Zur Ermittlung dieses Restwertes, wurden die Kosten des Batteriesystems durch die Lebensdauer dividiert und anschließend mit der Restlebensdauer multipliziert. Die ermittelten internen Zinssätze sind in Abbildung 5-29 zu sehen.

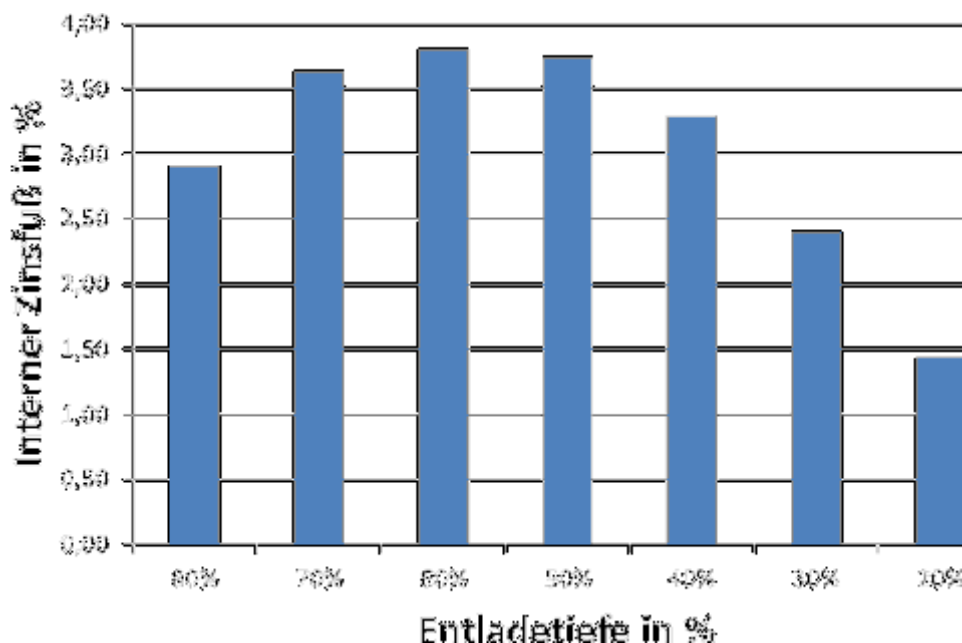


Abbildung 5-29 Zusammen Entladetiefe und interner Zinsfuß

Wird in Tabelle 5-10 eine Entladetiefe von 60% und 30% betrachtet, so erkennt man, dass eine Verdopplung der Kapazität und somit eine Verdopplung der Investitionskosten zur einer Erhöhung der Lebensdauer um mehr als das Doppelte führt. Bei einem statischen Berechnungsverfahren würde sich das wirtschaftlichste Ergebnis somit bei einer Entladetiefe von 20% einstellen. Da das dynamische Verfahren auch den Zeitpunkt der Investition berücksichtigt, wird aus wirtschaftlicher Sicht das beste Ergebnis bei einer Entladetiefe von 60% erreicht (Abbildung 5-29), der interne Zinsfuß beträgt an dieser Stelle 3,8%, unterscheidet sich aber nur gering von den internen Zinssätzen bei Entladetiefen von 50%. Da eine Batterie durch den Alterungsprozess an Kapazität verliert und als kaputt gilt, sobald die aktuelle Kapazität nur mehr 80% der Nennkapazität entspricht, wurde für die weiteren Berechnungen eine Entladetiefe von 50% verwendet.

### Einnahmen und Ausgaben

Werden die Wartungskosten betrachtet, so zählen die nicht mehr benötigten Generatorwartungskosten zu dem positiven Cashflow und Wartungskosten für das Photovoltaiksystem und die Batterien zählen zum negativen Cashflow.

Die Photovoltaikanlage ist relativ wartungsarm. Kosten fallen hier nur für eine regelmäßige Reinigung der Module an, um die Verluste durch Verschmutzung zu

reduzieren. Die Wartungskosten werden in dieser Arbeit mit 5 €/(kWp.a) angenommen. Auch Gel-Batterien sind im Vergleich zu den Blei-Säure-Batterien wartungsarm, hier werden Wartungskosten von 2 €/(kWh.a) herangezogen. Für die Wartungskosten wurden von Hari Gautam durchschnittlich 300 €/a [7] angegeben. Diese Werte können statisch über den gesamten Betrachtungszeitraum angenommen werden.

Für die erzeugten und bezogenen Energien gilt dies nicht, da in dieser Berechnung die Alterungsverluste von Photovoltaik und Batterien mit einbezogen werden. Davon betroffen ist der Teil des solaren Ertrages, welcher außerhalb der Überbrückungszeit von der Schneiderei verbraucht wird (welcher zur Reduktion der Strombezugskosten führt) und die Einsparung der Treibstoffkosten. Beide zählen zum positiven Cashflow. Des Weiteren ist der Energiebezug aus dem Netz betroffen, welcher zusätzlich die Batterien ladet. Dieser zählt zum negativen Cashflow.

Um die Alterung der Module zu berücksichtigen, wurde die maximale Leistung der PV-Anlage jährlich reduziert. Die meisten Hersteller geben eine Leistungsgarantie, maximal 20% Verlust der Nennleistung auf 25 Jahre. So wurde eine jährliche Reduktion der Leistung von 0,8% verwendet. Eine Batterie gilt als defekt, wenn die maximale Kapazität nur mehr 80% der Nennkapazität beträgt. Bei der gewählten Entladetiefe von 50% beträgt die Lebensdauer rund 9 Jahre. So wurde eine jährliche Reduktion der Nennkapazität von 2,22% herangezogen. Um zu sehen welche Auswirkungen die Alterungsprozesse auf die einzelnen Energien haben, wurde eine Anlage mit einem Speicher von 13,2 kWh und einer PV-Anlage mit 7,1 kWp simuliert und das Verhalten der Energien in Abbildung 5-30 dargestellt.

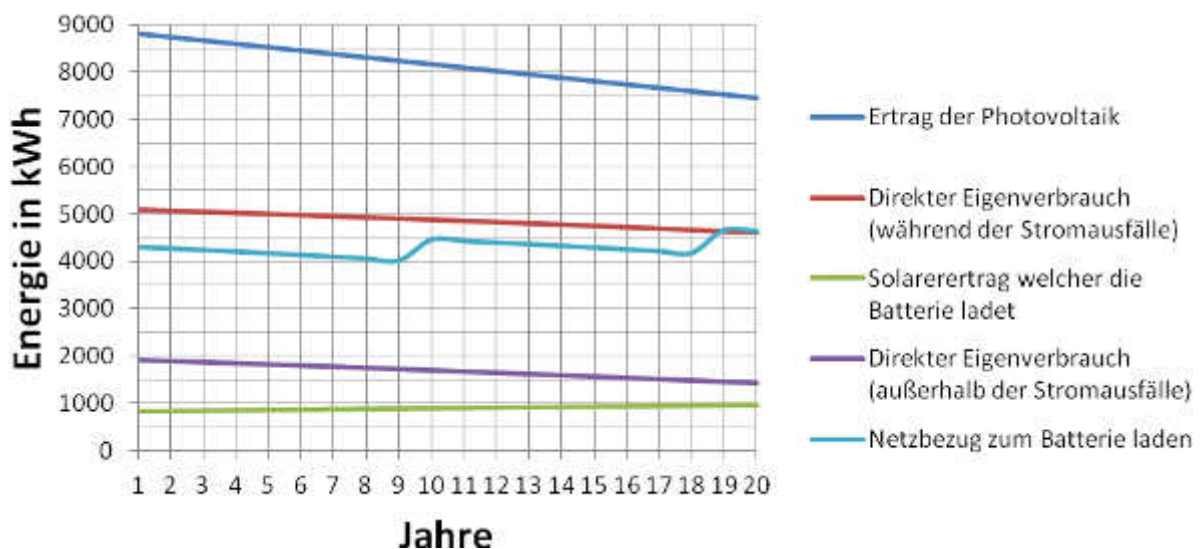


Abbildung 5-30 Verhalten der Energien über 20 Jahre, unter Berücksichtigung der Alterung der Komponenten und einer Erneuerung der Batterien alle 9 Jahre

Der Verbrauch außerhalb der Stromausfälle (violette Linie) und der Netzbezug (hellblaue Linie) werden für jedes Jahr mit dem Strombezugspreis der Schneiderei von 0,095 €/kWh [7] versehen und zu den jeweiligem Cashflow hinzugezählt.

Nicht nur auf die Verteilung der Energiebezüge hat der Alterungsprozess einen Einfluss, sondern auch auf die mittlere Verfügbarkeit. Für die betrachtete Anlage ist in Abbildung 5-31 die Änderung der Verfügbarkeit durch den Alterungsprozess der Komponenten dargestellt

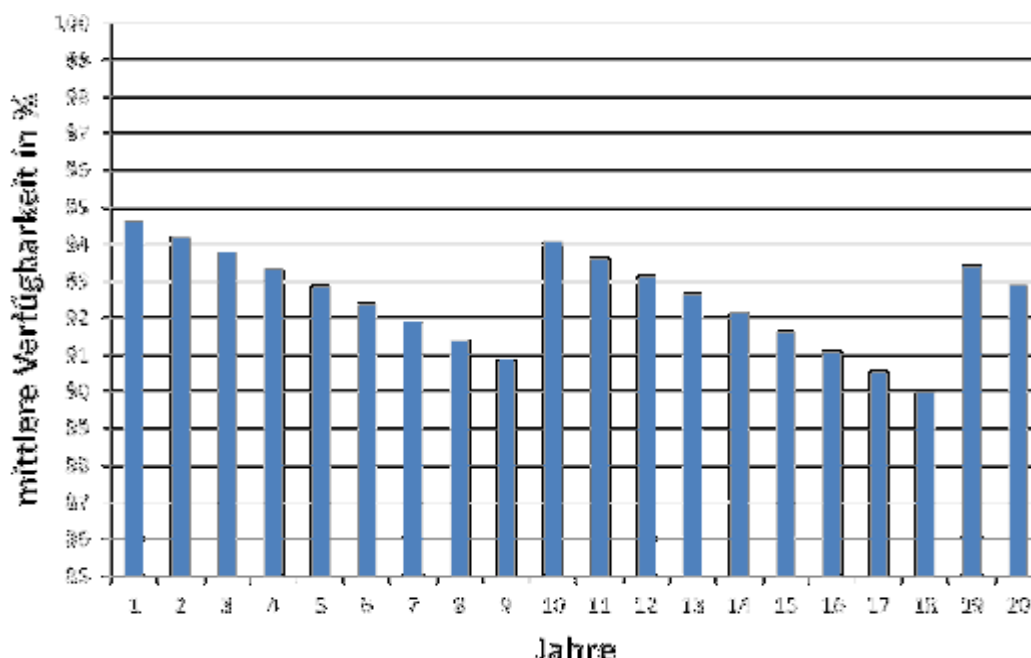


Abbildung 5-31 Änderung der Verfügbarkeit über 20 Jahre, unter Berücksichtigung der Alterung der Komponenten und einer Erneuerung der Batterien alle 9 Jahre

Auf der Abbildung 5-31 ist deutlich zu sehen, dass die Alterung der Batterien einen großen Einfluss auf die mittlere Verfügbarkeit hat. Die geringste mittlere Verfügbarkeit erfolgt im Jahr 18 und beträgt rund 90%, was der Verfügbarkeit des aktuellen Systems mit Generator entspricht. Um diese Abnahme der Verfügbarkeit in der Wirtschaftlichkeit zu berücksichtigen, wurde der zu überbrückende jährliche Verbrauch (9198 kWh) mit der Verfügbarkeit des jeweiligen Jahres multipliziert. Des Weiteren wurde dieser Wert mit einem spezifischen Treibstoffpreis multipliziert, welcher wie folgt ermittelt wurde. Als erstes wurde das Produkt aus Energieinhalt vom Diesel (9,86 kWh/l [20]) und einem Wirkungsgrad von 0,3 (Wirkungsgrad für Dieselmotoren beträgt laut [21] zwischen 0,2 und 0,35) gebildet. Das Ergebnis war die Energie die tatsächlich pro Liter Treibstoff zur Verfügung steht. Anschließend wurde der Quotient aus dem Treibstoffpreis von rund 1 €/l (Treibstoffkosten + Transportkosten, laut Hari Gautam [7]) und dem spezifischen Energiegehalt pro Liter gebildet, um die spezifischen Kosten pro kWh zu erhalten. In der Tabelle 5-11 sind die einzelnen, für die Berechnung relevanten, Positionen noch einmal angeführt.

Tabelle 5-11 Ermittlung der jährlichen Treibstoffkosten

Energiegehalt Diesel [20]	9,86	kWh/l
Wirkungsgrad [21]	30	%
Dieselpreis [7]	1	€/l
Energieentstehungskosten	0,338	€/kWh



## Restwert

Der Restwert wird am Ende des Betrachtungszeitraumes, also in diesem Fall nach 20 Jahren, zum positiven Cashflow hinzu addiert. Mit einbezogen wurden der Restwert der Batterie und der Photovoltaikmodule. Es wurde kein Restwert für den Laderegler/Wechselrichter kalkuliert, da kein Restnutzen zu erwarten ist. Ebenso wurde kein Restwert des Generators mit einbezogen, da auch keine Investitionskosten mit einbezogen wurden. Zum Ermitteln des Restwertes von den Modulen wurden die Investitionskosten durch die zu erwartende Lebensdauer, also 25 Jahre, dividiert und anschließend mit der Restnutzungsdauer von 5 Jahren multipliziert. Der Restwert der Batterien wurde gleich berechnet. Bei einer Lebensdauer von 9 Jahren, müssen die Batterien 2-mal erneuert werden und die Restnutzungsdauer beträgt dann 7 Jahre.

### 5.5.2 Durchführung der Berechnung und Ergebnisse

Nach dem Abschluss der Datenerhebung konnte mit der Wirtschaftlichkeitsberechnung begonnen werden. So wurden zuerst alle positiven und negativen Cashflows zusammenaddiert. Zu den positiven Cashflows gehören Ersparnis von Treibstoff, Wartung des Generators und solare Erträge außerhalb der Überbrückungszeit. Zu den negativen Cashflows zählen Wartungskosten für PV-System und Batteriesystem sowie die Erneuerung des Ladereglers/Wechselrichters nach 10 Jahren und die Erneuerung des Batteriesystems nach 9 Jahren. Der Restwert der Batterie oder des PV-Systems wurde im Jahr 20 zum positiven Cashflow hinzugezählt. Des Weiteren gehört der Strombezug, welcher zur zusätzlichen Ladung der Batterie nötig wird, zum negativen Cashflow. Aus der jährlichen Summe des Cashflows wird mit der Gleichung (5-10) [14] der Kapitalwert zum Zeitpunkt 0 berechnet.

$$KW_0 = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t} \quad (5-10)$$

$KW_0$  Kapitalwert zum Zeitpunkt 0 in €

$CF_t$  jährlicher Cashflow in €

$i_t$  Zinssatz

$t$  Index für Zeit

Für die interne Zinsfußmethode wird in weiterer Folge der Zinssatz solange angepasst bis der Kapitalwert  $KW_0$  den Wert 0 hat. Für diese Anpassung wird die Zielwertsuche im Excel verwendet.

Diese Berechnung wurde für verschiedene Konstellationen durchgeführt. Betrachtet wurden Batteriesysteme von 25,2 kWh bis 8,4 kWh (immer in 1,2 kWh-Schritten). Die Größe der Photovoltaik wurde so gewählt, dass eine Versorgungssicherheit im

Jahr 0 mit 95% gewährleistet wird. Die untersuchten Varianten sind Tabelle 5-12 zu entnehmen.

Tabelle 5-12 Betrachte Varianten welche eine Versorgungssicherheit von 95% im Jahr 0 gewährleisten

<b>Nettospeicherkapazität in kWh</b>	<b>Größe der PV-Anlage in kWp</b>
25,2	0,0
24	0,4
22,8	0,8
21,6	1,3
20,4	1,7
19,2	2,3
18	2,9
16,8	3,7
15,6	4,7
14,4	5,8
13,2	7,1
12	8,9
10,8	11,5
9,6	15,1
8,4	21,2

In Abbildung 5-32 sind die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeit dargestellt. Betrachtet man den ersten Variant, wo der Stromausfall nur mit einem Batteriesystem überbrückt wird, so liegt der interne Zinsfuß bei rund 2,5%. Steigt der Anteil des Photovoltaiksystems an, so erhöht sich auch der interne Zinsfuß. Dieser erreicht sein Maximum bei einer Anlagengröße von rund 7,1 kWp und einem Speicher von 13,2 kWh (26,4 kWh Bruttospeicherkapazität). Hier beträgt der interne Zinsfuß 12%. Dennoch ist auch die letzte Variante (21,2 kWp PV / 8,4 kWh Speicher) mit einer Eigenverbrauchsquote von nur mehr rund 40% immer noch wirtschaftlicher als das System ohne Photovoltaik.

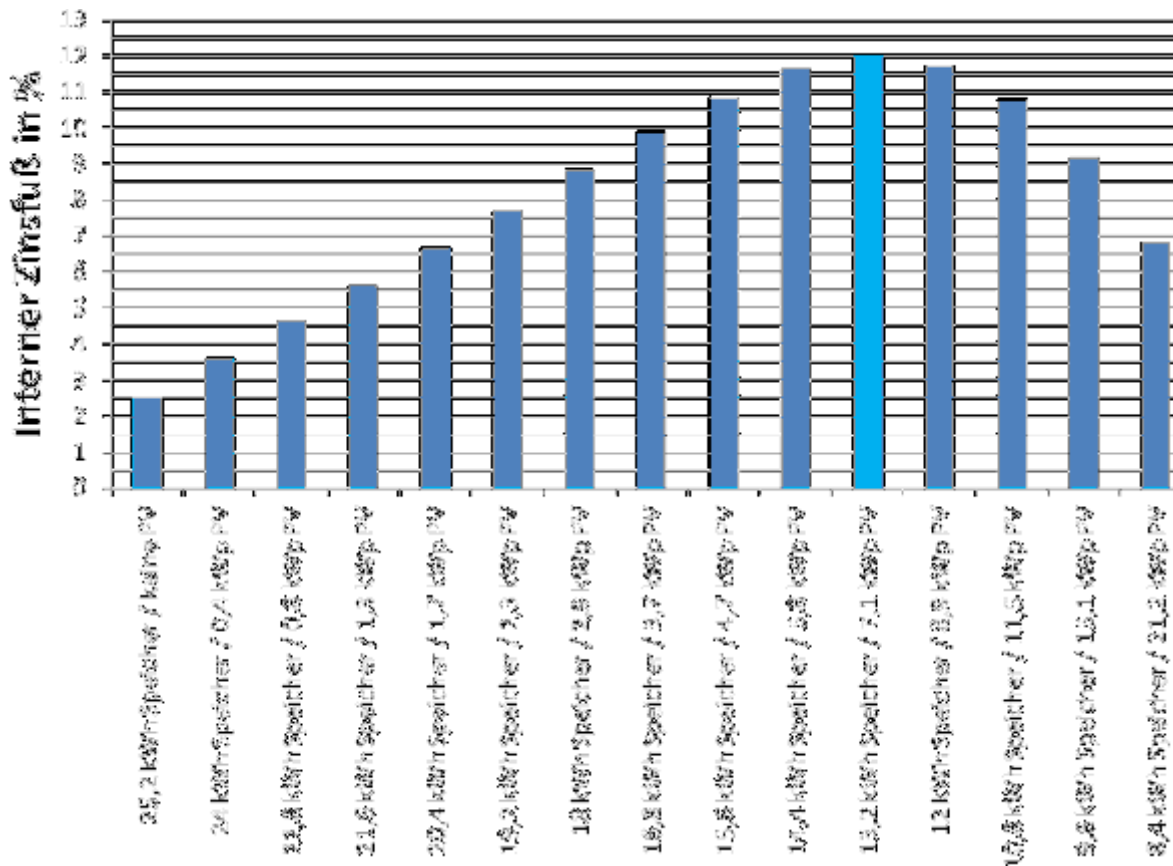


Abbildung 5-32 Interner Zinsfuß für verschieden Varianten

Es ist zu beachten, dass sich die maximalen 12% interner Zinsfuß daraus ergeben, dass das Lastprofil anfangs um 20% erhöht und so in die Wirtschaftlichkeit miteinbezogen wurde. Da sich der Verbrauch in der realen Situation erst über die Jahre erhöhen wird, wurde an dieser Stelle noch eine Wirtschaftlichkeitsberechnung ohne 20% Sicherheitsreserven durchgeführt, um den internen Zinsfuß zu ermitteln, sollte es keine Steigerung des Verbrauches geben. Der zu erwartende Zinsfuß liegt so zwischen dem Zinsfuß, der mit einem Lastprofil mit 20% Sicherheitsreserven und dem ohne berechnet wurde. Betrachtet wurden wiederum die Varianten aus Tabelle 5-12. Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung ohne 20% Erhöhung des Lastprofils ist in Abbildung 5-33 zu sehen und wurde zum besseren Verständnis den Ergebnissen aus Abbildung 5-32 gegenübergestellt.

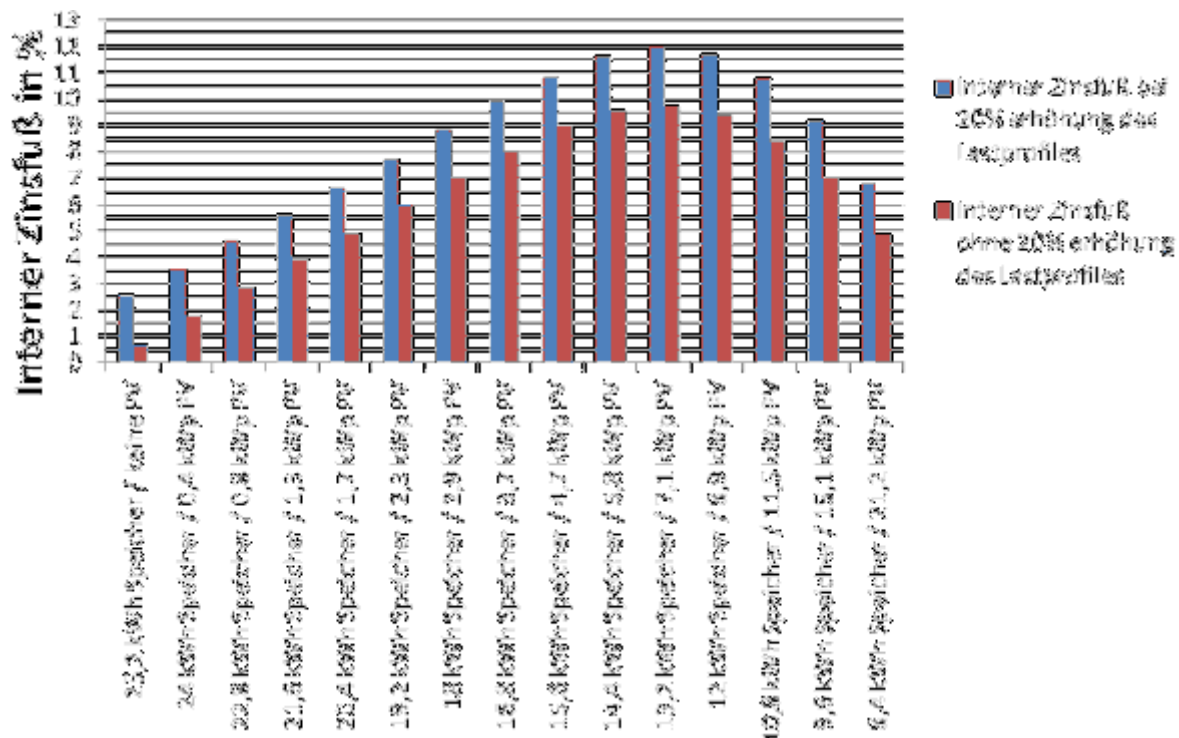


Abbildung 5-33 Interner Zinsfuß der Wirtschaftlichkeitsberechnung mit einer Erhöhung des Lastprofils um 20% (Blau) und ohne Erhöhung des Lastprofils (Rot)

Die roten Balken der Abbildung 5-33 zeigen die internen Zinsfüße von unterschiedlichen Anlagenkombinationen ohne eine Erhöhung des Lastprofils um 20%. Eine Anlagenkombination aus einer 7,1 kWp PV-Anlage und einem 13,2 kWh Nettospeicher stellt die wirtschaftlichste Variante dar. Der interne Zinsfuß erreicht hier einen Wert von rund 9,7%. So liegt der reell zu erwartende Zinsfuß dieser Anlage zwischen 9,7% und 12%.

### 5.5.3 Vergleich mit PV-System für konventionelle Anwendung

Eine Photovoltaikanlage wird meistens dazu verwendet die Stromkosten zu reduzieren. Um darzustellen, dass der hohe interne Zinsfuß aus Kapitel 5.5.2 nicht vom Ertrag der Photovoltaik alleine stammt, sondern auch durch die Verkleinerung der Batterie über die Verfügbarkeit hervorgeht, wird eine weitere Wirtschaftlichkeitsberechnung durchgeführt. Diese betrachtet den internen Zinsfuß einer Photovoltaikanlage ohne Speichersystem zur Reduktion der Versorgungskosten aus dem Stromnetz. Bei dieser Berechnung werden Investitionskosten wie in Kapitel 5.5.1 von 1052 €/kWp für die Errichtung des PV-Generators (inklusive Installation, Kabel, Montagesystem) herangezogen und für den Wechselrichter wird laut [11] ein Preis von 200 €/kWp verwendet. So beträgt der Preis für eine schlüsselfertige Anlage in Nepal rund 1252 €/kWp. Wartungskosten und Erneuerungen werden wie in Kapitel 5.5.1 gehandhabt. Betrachtet werden die Anlagengrößen der genannten Varianten

aus Tabelle 5-12 und die ermittelten internen Zinssätze werden in Abbildung 5-34 den Zinssätzen aus Kapitel 5.5.1 gegenübergestellt.

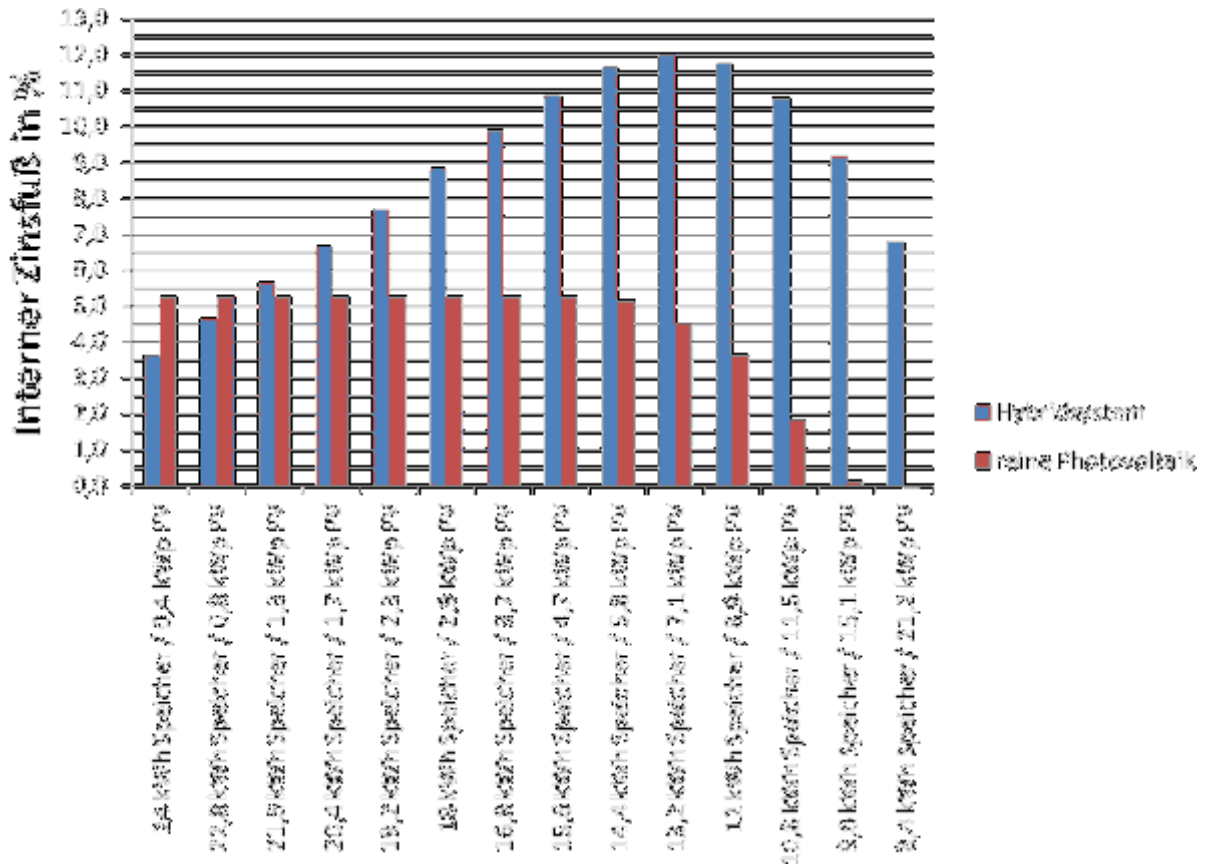


Abbildung 5-34 Vergleich des internen Zinsfußes von einem Hybridsystem zu einem reinen Photovoltaiksystem der einzelnen Varianten laut Tabelle 5-12

## 5.6 Sensibilitätsanalyse

Durch eine Sensibilitätsanalyse wird die Auswirkung der Rechen-Ergebnisse durch die Änderung der Inputdaten untersucht. So kann bei einer Investitionsrechnung auch untersucht werden, ob das Investitionsmodell eher deterministisch oder unsicher ist. Durch eine solche Analyse sollen in erster Linie zwei Fragen beantwortet werden. Wieweit dürfen sich die betrachteten Inputdaten ändern bis die Unwirtschaftlichkeit des Vorhabens erreicht ist? Wie und wie stark ändert sich das Beurteilungskriterium (z. B.: Kapitalwert, interner Zinsfuß), wenn die Inputdaten in bestimmten Intervallen variieren? [24]

Für die wirtschaftlichste Systemvariante wird eine solche Sensibilitätsanalyse durchgeführt. Diese besteht laut Kapitel 5.5.2 aus einer 7,1 kWp Photovoltaikanlage und einem 13,2 kWh Nettospeichersystem (26,4 kWh Bruttospeicher). Diese Variante erreicht einen internen Zinsfuß von 12%. Nun wurde die Abweichung dieses Wertes durch Änderung von +40% bis -40% folgender Inputdaten ermittelt:

- Anfangsinvestition
- Strompreis
- Dieselpreis
- Verbrauch

Als erstes wurde die Änderung der Anfangsinvestitionskosten auf den internen Zinsfuß untersucht. Eine Änderung der Anfangsinvestitionskosten kann beispielsweise durch eine Abweichung von kalkulierten Währungskursen zum Zeitpunkt des Kaufes erfolgen. Die Abweichung des internen Zinsfußes bei einer Änderung der Investitionskosten ist in Abbildung 5-35 dargestellt.

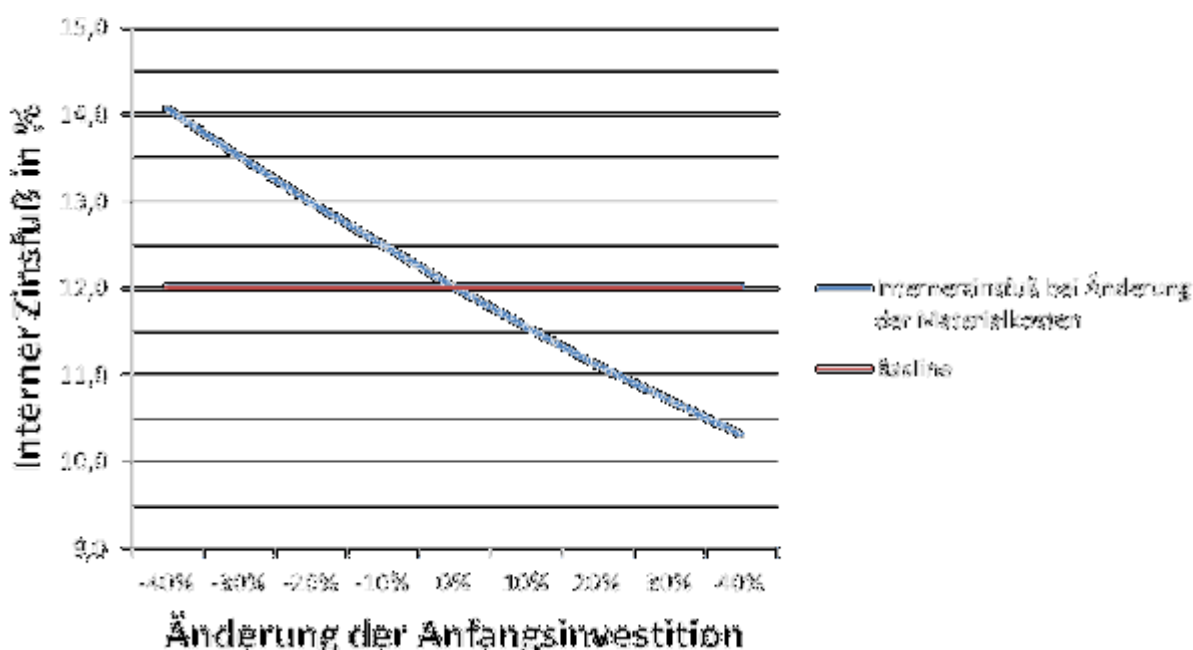


Abbildung 5-35 Abweichung des internen Zinsfußes bei der Änderung der Materialkosten

Die Abbildung zeigt, dass die Änderung der Anfangsinvestitionskosten einen Einfluss auf den internen Zinsfuß hat. So steigt der interne Zinsfuß um rund 2%, bei einer Reduktion der Investitionskosten um 40%. Wird dies in Bezug auf den Wechselkurs betrachtet, ist dies sehr unrealistisch, aber eine Senkung durch den Wechselkurs um 15% ist durchaus realistisch, was einen internen Zinsfuß von 12,7% bedeuten würde. Bei einer Steigerung der Investitionskosten um 40% liegt der interne Zinsfuß bei 10,3%. Auch dies ist bezogen auf den Wechselkurs unrealistisch, dennoch ist eine Teuerung von wiederum 15% möglich. Hier würde der interne Zinsfuß rund 11,3% betragen.

Wird die Änderung des Strompreises betrachtet (Abbildung 5-36), so hat dieser fast keinen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage. Bei einer Strompreisänderung von +/- 40% ändert sich der interne Zinsfuß um nicht einmal +/- 0,7%. Wobei der

Strompreis in Zukunft nicht abnehmen, sondern zunehmen wird, so sind jedenfalls die Tendenzen der energiepolitischen Strategie von Nepal [36].

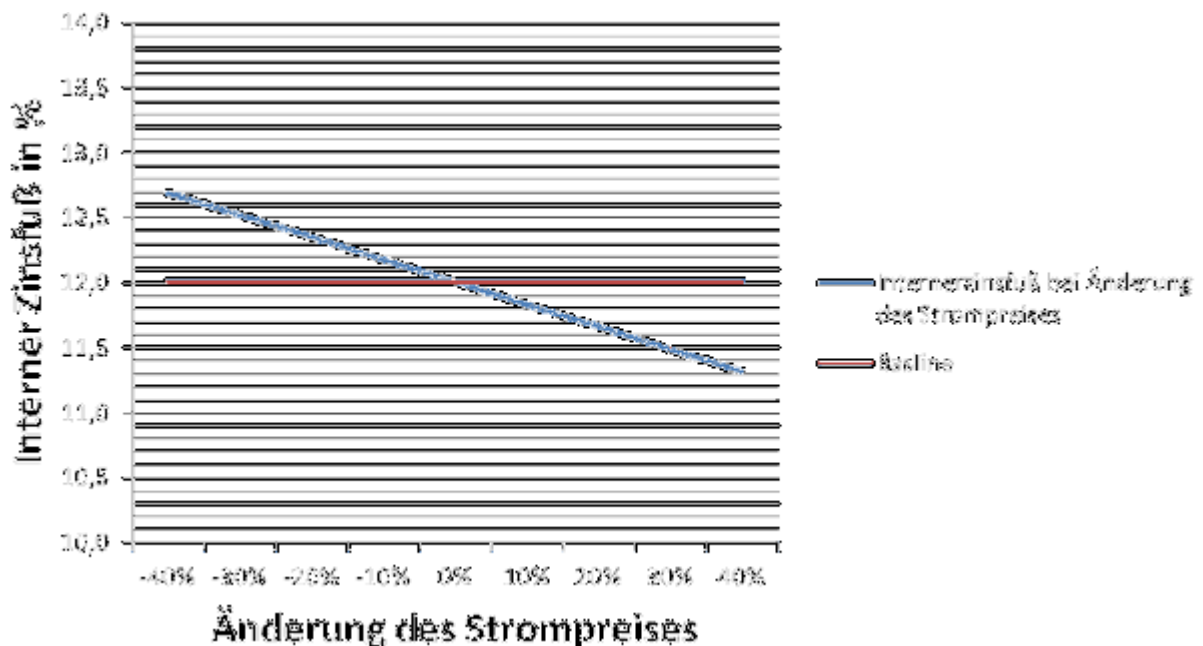


Abbildung 5-36 Abweichung des internen Zinsfußes bei der Änderung des Strompreises

In Abbildung 5-37 ist zu erkennen, dass die Änderung des Treibstoffpreises den größten Einfluss auf den internen Zinsfuß hat. Wird der Treibstoffpreis um 40% verringert, beträgt der interne Zinsfuß nur mehr 2,8% und das System würde so nicht mehr wirtschaftlich tragbar sein. Bei einer Teuerung von 40% beträgt der interne Zinsfuß mehr als 20%. Wobei mit einer Reduktion des Treibstoffpreises auch nicht zu rechnen ist, da die Tendenz des Treibstoffpreises aufgrund der Rohstoff-Verknappung ansteigen wird.

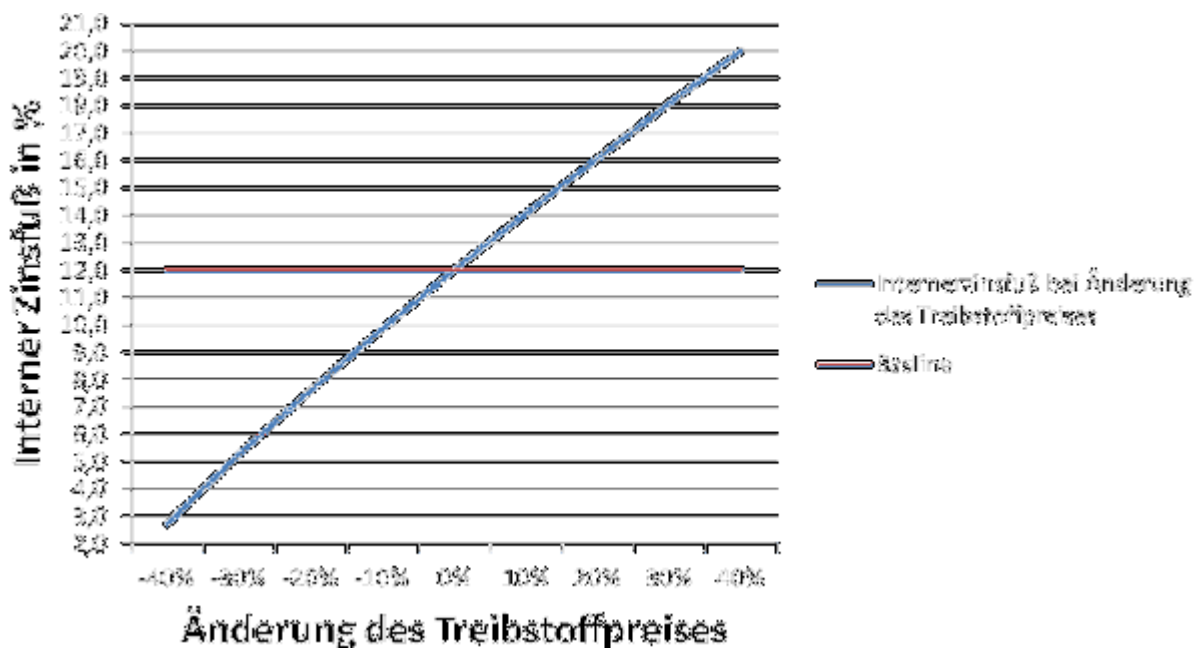


Abbildung 5-37 Abweichung des internen Zinsfußes bei der Änderung des Dieselpreises

Wird nun die Änderung des Verbrauches betrachtet (Abbildung 5-38), bewirkt eine Erhöhung des Verbrauches um 40% eine Steigerung des internen Zinsfußes um 3%. Eine Reduktion des Verbrauches um 40% führt hingegen zu einer Senkung des internen Zinsfußes auf 5,4%.

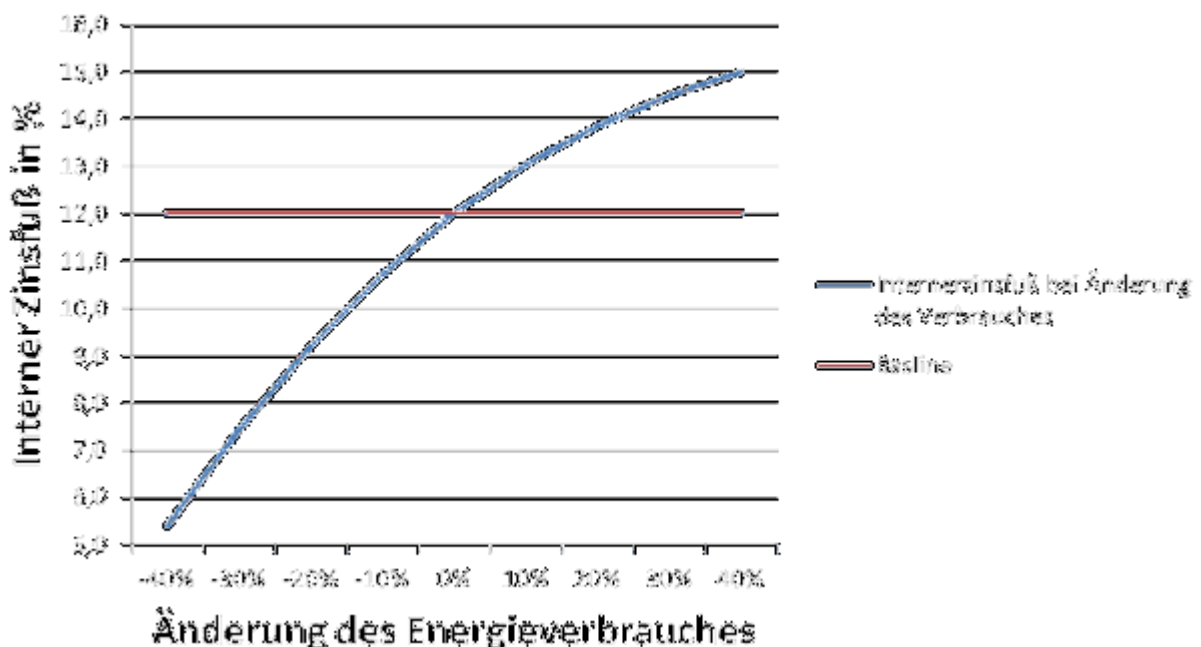


Abbildung 5-38 Abweichung des internen Zinsfußes bei Änderung des Verbrauches



## 5.7 Auswirkung der Änderung von Stromausfallsdauer und Zeitpunkt auf die Wirtschaftlichkeit

Zusätzlich zur Sensibilitätsanalyse wird in diesem Abschnitt die Auswirkung einer Änderung der Länge und des Zeitpunktes der Stromausfälle auf die Wirtschaftlichkeit untersucht. Um darzustellen wie sensibel bzw. unsensibel das System auf solche Änderungen reagiert. Herangezogen werden hierfür wieder wirtschaftliche Varianten aus Kapitel 5.5.2, welche sich aus einem 13,2 kWh Nettospeicher und einer 7,11 kWp Photovoltaikanlage zusammensetzen.

Als erstes wird eine Änderung der Länge des Stromausfalles untersucht. Hierfür werden die Stromausfallsperioden an ihrem Anfang im Stundenintervall reduziert bzw. gesteigert. Da zwei Perioden pro Tag stattfinden ergibt das eine Reduktion bzw. Steigerung der Stromausfälle von je 2 Stunden oder anders ausgedrückt 16,6%. In der Abbildung 5-39 sind die Ergebnisse dieser Betrachtung dargestellt.

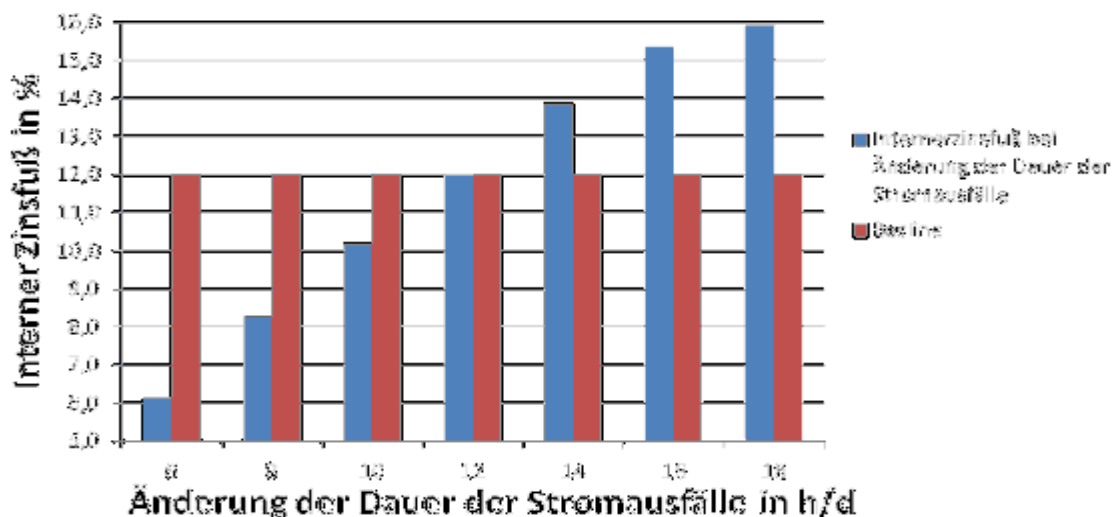


Abbildung 5-39 Auswirkung einer Änderung der Länge der Stromausfälle auf den internen Zinsfuß

Wird die Abbildung 5-39 betrachtet, so ist zu sehen, dass eine Änderung der Länge der Stromausfälle einen großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit dieses Systems hat. Reduziert sich die Dauer der Stromausfälle um ein Drittel so sinkt der Wert des internen Zinsfußes unter dem der Inflation und kann somit nicht mehr als wirtschaftlich bezeichnet werden. Erhöhen sich im Gegenteil die Stromausfallsdauer um 33,3% auf 16 Stunden pro Tag, so steigt der interne Zinsfuß um 3,36%. Wobei dann nur mehr eine mittlere Verfügbarkeit (in Jahr 0) von 88,6% erreicht wird.

Um die Auswirkung des Zeitpunktes der Stromausfälle auf den internen Zinsfuß zu betrachten, wurde 5 Szenarien simuliert, in welchen davon ausgegangen wird, dass der Stromausfall jeden Tag zur selben Zeit ausfällt und immer 7 Stunden während der Kernarbeitszeit der Schneiderei. Außerhalb der Kernarbeitszeit wurde ein Stromausfall von 22:00 bis 3:00 angenommen. Die betrachteten Ausfallszeiten sind:

- von 8:00 bis 15:00
- von 9:00 bis 16:00
- von 10:00 bis 17:00
- von 11:00 bis 18:00
- und von 12:00 bis 19:00

Die Ergebnisse dieser Simulationen sind in Abbildung 5-40 dargestellt. Auf dieser ist zu erkennen, dass wenn die Stromausfälle morgens beginnen, der interne Zinsfuß erhöht wird und dann sich aber kontinuierlich verkleinert, je weiter die Stromausfälle sich Richtung Abendstunden bewegen. Der niedrigste interne Zinsfuß der erreicht wird beträgt 9,8% und gefährdet so nicht die Wirtschaftlichkeit dieses Systems. Dennoch hat diese Änderung des Zeitpunktes der Stromausfälle einen großen Einfluss auf die mittlere Verfügbarkeit diese Systems. Wie in Abbildung 5-41 zu sehen ist.

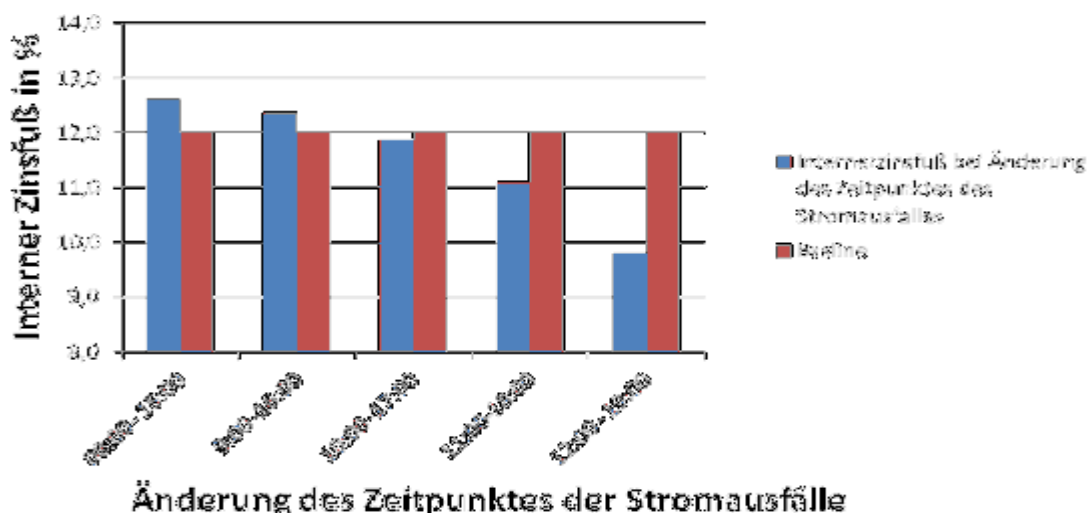


Abbildung 5-40 Auswirkung einer Änderung des Zeitpunktes der Stromausfälle auf den internen Zinsfuß

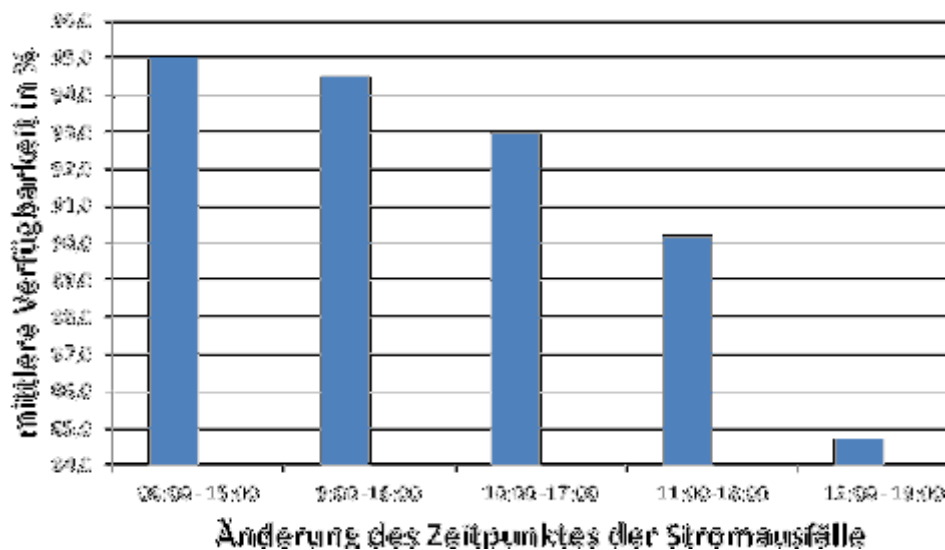


Abbildung 5-41 Auswirkung einer Änderung des Zeitpunktes der Stromausfälle auf die mittlere Verfügbarkeit des Systemes

## 5.8 Ermittlung des Strompreises für Instandhaltung

Bei Errichtung von technischen Anlagen in einem Entwicklungsland wie Nepal muss unbedingt beachtet werden, dass genügend finanzielle Mittel zur Verfügung stehen, um Systemkomponenten zum kalkulierten Zeitpunkt austauschen zu können. Dies führt sonst, wie so oft in Nepal, zum Ende des Betriebes der Anlage. Bei Photovoltaikanlagen bietet es sich an, Rücklagen über einen definierten Strompreis zu gestalten, egal ob die Anlage selbst finanziert wurde oder über Hilfsorganisationen. Hierfür ist es notwendig den jährlichen eigenverbrauchten solaren Ertrag zu kennen. Bei modernen Wechselrichtern oder Laderegler kann dieser vom Display des Wechselrichters abgelesen werden. Ist dies nicht möglich, sollte ein Bezugszähler nach dem Wechselrichter eingesetzt werden.

Um einem geeigneten Strombezugspreis aus der Photovoltaik zu ermitteln, wird der jährlich kalkulierte Eigenverbrauch der Schneiderei multipliziert mit einem fiktiven Strompreis und folgenden Erneuerungen, welche in Kapitel 5.5.1 definiert wurden, gegenübergestellt:

- Erneuerung der Batterien nach 9 Jahren (5544 €)
- Erneuerung des Ladereglers/Wechselrichters nach 10 Jahren (4740 €)
- Erneuerung der Batterien nach 18 Jahren (5544 €)

Der jährliche Eigenverbrauch wurde über die Jahre aufsummiert und mit der Erneuerung im jeweiligen Jahr subtrahiert. Der fiktive Strompreis wurde dann so lange verändert bis die Bilanz nach jeder Erneuerung mindestens Null ausmachte. Dies kann auch gestaffelt berechnet werden. So wurde für den Bezug der Solarenergie ein Preis von 0,135 €/kWh festgelegt und nach 10 Jahren ein Bezugspreis von 0,096 €/kWh (Tabelle 5-13).

Tabelle 5-13 Bilanz über Rücklagen für Erneuerung geplanter Systemkomponenten

Jahr	Eigenverbrauch in kWh	Eigenverbrauch multipliziert mit Strompreis in €	Erneuerung in €	kumuliertes Kapital in €	möglicher Strompreis €/kWh
1	7828,99	1052,0		1052,0	0,135
2	7791,66	1047,0		2099,1	0,135
3	7753,74	1041,9		3141,0	0,135
4	7715,36	1036,8		4177,7	0,135
5	7675,90	1031,5		5209,2	0,135
6	7635,85	1026,1		6235,3	0,135
7	7595,22	1020,6		7255,9	0,135
8	7553,91	1015,1		8271,0	0,135
9	7511,78	1009,4	-5544	3736,4	0,135
10	7468,51	1003,6	-4740	0,0	0,135
11	7424,43	708,5		708,5	0,096
12	7379,53	704,3		1412,8	0,096
13	7333,72	699,9		2112,7	0,096
14	7287,21	695,4		2808,1	0,096
15	7240,25	691,0		3499,1	0,096
16	7192,00	686,4		4185,5	0,096
17	7142,73	681,7		4867,1	0,096
18	7092,49	676,9	-5544,00	0,0	0,096

## 5.9 Beispiel einer Detailplanung

In diesem Kapitel wird die Detailplanung eines netzaktiven Photovoltaik-Hybridsystems erläutert. Es werden nur Materialien verwendet die am nepalesischen Markt erhältlich sind, um bei einer Erneuerung von Komponenten nicht abhängig von Fremdorganisationen zu sein und um die regionalen Vertriebsfirmen zu stärken. Für die Errichtung der Anlage wird die ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712:2009-12-01 angewendet. Geplant wurde eine 9 kWp Anlage mit einem Speicher von 12 kWh Nettokapazität. Bei einer Entladetiefe von 50% ergibt das eine Bruttokapazität von 24 kWh. Komponenten wurden dem Angebot von *Sipradi Energie* entnommen.

### 5.9.1 Lage

Das Gebäude befindet sich im Kathmandu im Stadtteil Naya Bazar

Höhe über NN                      1300 m  
Ausrichtung Gebäude            Längsseite weicht  $-35^\circ$  von Süden ab

### 5.9.2 Dachaufbau

Das Dach ist als Flachdach ausgeführt.

Breite	4,6 m
Länge	20,75 m
Traufenhöhe	11,7 m
Firsthöhe	11,7 m
Dachneigung	$0^\circ$
Dachdeckung	keine
Dachunterkonstruktion	Stahlbetondecke (Dicke 28 cm)

### 5.9.3 Photovoltaikmodule

Bei diesem Projekt werden 36 Stück von dem folgenden Vikram PV-Modul verwendet.

#### Elektrische Moduldaten

Fabrikat	ELDORA Prime 250-P
Typ	Polykristallin
Nennleistung	250 Wp
MPP-Spannung	31,30 V
MPP-Strom	8 A
Kurzschlussstrom	8,53 A

Leerlaufspannung	37,70 V
maximale Systemspannung	1000 V

### **Abmessungen und Gewicht des Moduls**

Abmessungen (LxB)	1639 x 982 mm
Rahmenhöhe	36 mm
Gewicht	17,25 kg

### **Temperaturkoeffizienten der Zellen**

bezogen auf Nennleistung	-0,45%/°C
bezogen auf die Leerlaufspannung	-0,32%/°C
bezogen auf den Kurzschlussstrom	+0,04%/°C

Leistungsgarantie	12 Jahre 90%
	25 Jahre 80%

#### **5.9.4 Laderegler/Wechselrichter**

Es wird ein Laderregler/Wechselrichter-Kombinationsgerät der Firma Luminous eingeplant, welches zwar einen schlechten Wirkungsgrad (90%) aufweist, aber am nepalesischen Markt erhältlich ist. Es ist wichtig, solche Komponenten zu verwenden, um die Betreiber der Anlagen bei Reparaturen oder Austausch nicht abhängig von fremden Organisationen zu machen. Als Alternative wird von Sipradi Energy ein System der Firma Outback angeboten, jedoch wäre hier der Kaufpreis um rund 7000 € höher als bei dem Luminous Laderegler/Wechselrichter, was eine Wirkungsgradsteigerung von 5% aus wirtschaftlicher Sicht nicht rechtfertigen würde.

### **Technische Daten:**

Fabrikat	Luminous Laderegler/Wechselrichter
Typ	Solar Bi-directional
<u>Photovoltaik-Eingang:</u>	
max. PV-Generatorleistung	11000 W
max. Eingangsspannung	1000 V [41]
max. Eingangsstrom	63 A
Umpp-Bereich	160 V bis 200 V
MPP-Tracker	1 Stk.
<u>Netzeingang:</u>	
Nennspannung	230 V AC
Spannungstoleranzen	+15% und -20%
<u>Batterieanschluss:</u>	
Batteriespannung	120 V
max. einstellbarer Ladestrom vom Netz	36 A
max. einstellbarer Ladestrom von alternativ Quelle	74 A
<u>Wechselrichter:</u>	
Wirkungsgrad	90%
Nennausgangsstrom	44 A
<u>Allgemein:</u>	
Schutzart	IP 20
Luftfeuchtigkeit	0...95%
zulässiger Temperaturbereich	0°C bis 40°C
Geräusentwicklung	< 62 dBA
Abmessung /B x T x H)	800 x 600 x 1100 mm

### **5.9.5 Batterien**

Verwendet werden 60 Stück Blei-Gel-Akkus der Firma Exide.

## Technische Daten

Fabrikat	Exide SG 200
Typ	Blei-Gel-Akkumulator
Nennspannung	2 V
Nennkapazität	200 Ah

### 5.9.6 Auslegung, Berechnung

#### Verschaltung der Module:

Um zu ermitteln wie die Module verschalten werden können wurden die Eingangsdaten für Photovoltaik des Luminous PCU 10 kW herangezogen.

Es wurde berechnet wie viele Module in einem Strang verschalten werden dürfen ohne dass der Laderegler zerstört wird. Die maximale Spannung die auftreten kann ist die Leerlaufspannung bei 0°C. So wird mit der Gleichung (4-6) die Leerlaufspannung des Modules bei 0°C ermittelt. Diese beträgt rund 40 V. Mit diesem Wert und der Gleichung (4-7) wurde mit der maximalen Eingangsspannung des Ladereglers/Wechselrichters (beträgt laut [41] 1000 V) die maximale Anzahl der Module in einem Strang ermittelt. Erlaubt sind somit 25 Module pro Strang.

Damit der PV-Generator im optimalen Spannungsbereich des Ladereglers/Wechselrichters arbeiten kann, wurden mit der Gleichung (4-9) und Gleichung (4-11) die minimale und maximale Anzahl der Module in einem Strang für den MPP-Bereich ermittelt. Dazu wurde die MPP-Spannung auf die minimale und maximale Temperatur (0°C und 67°C) umgerechnet (Gleichung (4-8) und Gleichung (4-10)). Da der MPP-Bereich des Wechselrichters sehr klein ist, liegen die minimale und maximale Modulanzahl nah aneinander. So liegt die theoretisch minimale Anzahl der Module bei 5,96 und die maximale bei 5,97. Da die minimale Modulanzahl aufgerundet werden muss sowie die maximale Modulanzahl abgerundet werden muss und dieses System dann nicht funktionieren würde, wurde die Anzahl von 6 Modulen pro Strang gewählt. So reduziert sich der optimale Arbeitsbereich nun auf eine Zelltemperatur von 2°C bis 67°C. Eine Zelltemperatur unter 2°C findet statistisch 4 Stunden jeweils am Tagesbeginn (Einstrahlung meist sehr niedrig) statt. Dies ist ein gutes Beispiel für die Errichtung solcher Anlagen in Ländern wie Nepal. Es kommt häufig vor, dass aufgrund des Ressourcenmangels Planungsvorgaben abgeändert werden müssen.

Der maximale Eingangsstrom des Wechselrichters und der Kurzschlussstrom des Modules werden dann in Gleichung (4-10) eingefügt. Das Ergebnis ist die maximale Anzahl der Stränge ohne dass der Laderegler/Wechselrichter überlastet wird. Das ergibt in diesem Fall 7 Stränge.

Weiters wurde die Generatorleistung berechnet. Hierzu wird die gewünschte Leistung von 9 kWp durch die Modulleistung dividiert, um die benötigte Anzahl an Modulen zuzuweisen. Mit 36 Modulen erreicht man eine Leistung von 9 kWp.



So werden nun 6 Module in Serie zu einem Strang zusammengeschlossen und 6 Stränge parallel zueinander verschalten.

### Abstimmen des Batteriesystems auf den Laderegler

Der Laderegler/Wechselrichter muss der maximalen Leistung, die in der Schneiderei gleichzeitig auftreten kann, standhalten. Diese beträgt laut Tabelle 5-2 9,8 kW und so wurde der Luminous Solar Bi-directional PCU 10 kW gewählt.

Als nächstes wurden die Exide 2 V Gel-Batterien auf den gewählten Luminous Laderegler/Wechselrichter angepasst. Zur Auswahl standen Batteriegrößen von 200 Ah bis 600 Ah (jeweils in 100 Ah Schritten). Die gewünschte Bruttospeicherkapazität beträgt 24 kWh und der Laderegler ist konzipiert auf eine Batteriespannung von 120 V. Es wurde zuerst untersucht wie viele Batterien der jeweiligen Größe benötigt werden, um annähernd die Batteriekapazität von 24 kWh zu erreichen. Hierzu wird die Kapazität in Ah mit der Batteriespannung multipliziert und weiters wurde dann die gewünschte Batteriekapazität in kWh durch diesen Wert dividiert. Die Ergebnisse sind der Tabelle 5-14 zu entnehmen.

Tabelle 5-14 Benötigte Stückzahl bei unterschiedlichen Batteriegrößen um eine Kapazität von 24 kWh zu erreichen

Batteriekapazität in Ah	Batteriekapazität in kWh	benötigte Stückzahl
200	400	60,0
300	600	40,0
400	800	30,0
500	1000	24,0
600	1200	20,0

Werden Batterien in Serien geschalten addieren sich, wie bei den Photovoltaikmodulen, die Spannungen und bei einer Parallelschaltung die Strome. Um geförderte 120 V des Ladereglers zu erreichen, müssen bei einer Batteriespannung von je 2 V 60 Batterien in Serie geschalten werden. Wird nun die Tabelle 5-14 betrachtet, so wird erkannt, dass mit 60 Stück 200 Ah die gewünschte Leistung erreicht wird.

### 5.9.7 Montagesystem

Die 36 Module werden als Fläche aufgeständert. Der Azimutwinkel beträgt 55° und der Neigungswinkel beträgt 20°. Es werden jeweils 4 Module stehend nebeneinander montiert und 9 Modulreihen übereinander. Die Aufständigung erfolgt durch eine Fachwerkskonstruktion aus Edelstahl (Abbildung 5-42), welche von einem Konstrukteur der Firma Sipradi Energy geplant wurde. Die Module sind über jeweils

4 Stück M8 Schrauben (ebenfalls Edeltal) mit der Fachwerkskonstruktion fest verbunden. Um ein Kontaktkorrosion zu verhindern, wurden an den Kontaktflächen von Modul und der Fachwerkskonstruktion UV-beständige Kunststoff-Einlageblätter eingesetzt. Ebenso wurden Kunststoffbuchsen mit Bund auf der Seite des Modules verwendet (Abbildung 5-43).

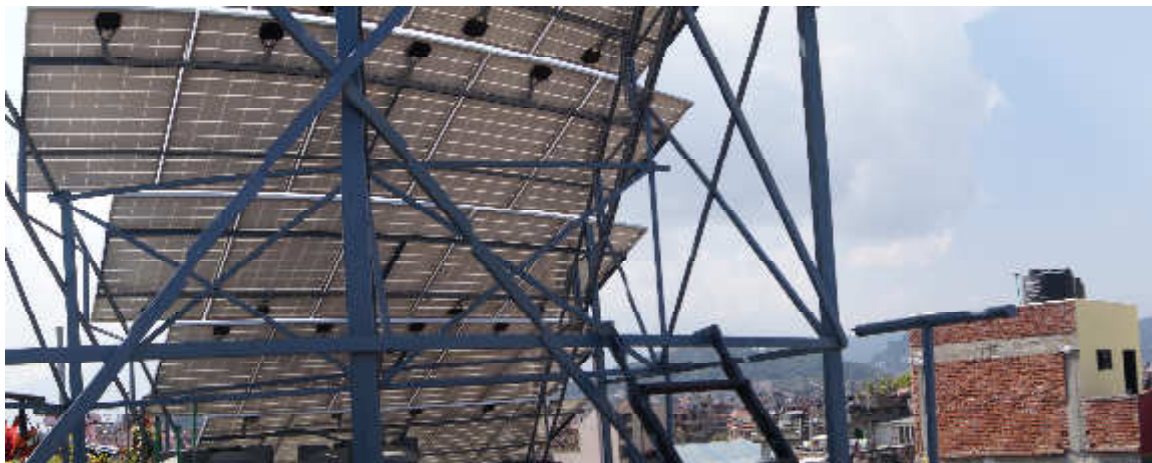


Abbildung 5-42 Beispiel einer Fachwerkskonstruktion für Photovoltaikaufständerung in Kathmandu

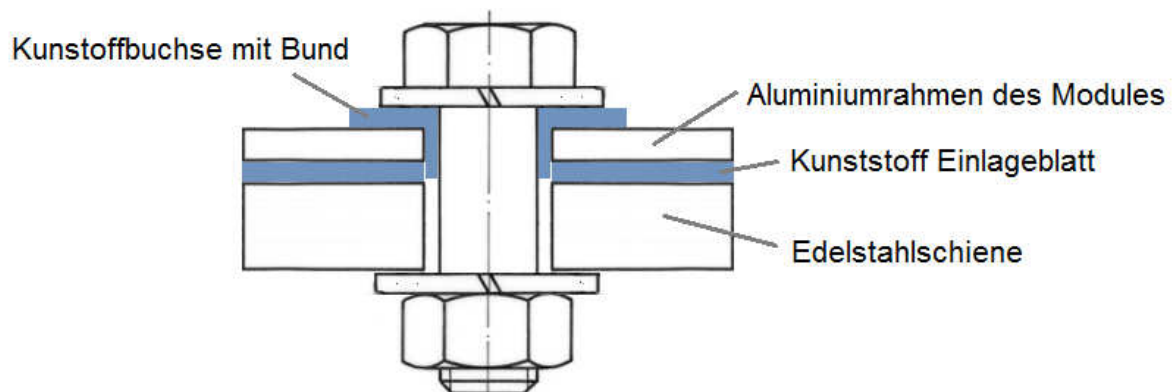


Abbildung 5-43 Verbindung von Modul und Fachwerkskonstruktion

### 5.9.8 Netzanbindung

Der Luminous Laderegler/Wechselrichter wird fest angeschlossen über einen Bezugszähler mit dem Stromnetz verbunden. Es wird keine Energie ins Netz eingespeist.

### 5.9.9 Schutzeinrichtungen

Die Leistungen von den einzelnen Strängen werden im Generatoranschlusskasten zusammengeführt, wo jede Strangleistung zu einer 10 A Strangsicherung der Betriebsklasse gG geführt wird. Auf die Verwendung von Strangdioden wurde verzichtet, da durch Spannungsverluste herbeigeführte Leistungsverluste zwischen 0,5% und 2% betragen [4] und da laut ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712:2009-12-01 auf die Verwendung von Strangdioden verzichtet werden kann, wenn nur Module des gleichen Typen verwendet werden, die Module der Schutzklasse II entsprechen und der Hersteller angibt, dass die Module entgegen der normalen Stromflussrichtung mit 0,5-mal des Kurzschlussstromes eines Stranges (bei STC) belastbar sind. Die letzten zwei Punkte waren dem Datenblatt der Module nicht zu entnehmen, wurden aber von einem Mitarbeiter der Firma Vikramsolar bestätigt [40].

Jeweils der Plus- und Minuspol der Sammelleitung ist mit einem Überspannungsableiter Typ B/C verbunden. Ebenfalls im Generatoranschlusskasten befindet sich ein DC-Hauptschalter, der die Gleichstromseite von der Wechselstromseite unter Last trennen kann. Da die Gleichstromhauptleitung länger als 10 m ist, befinden sich nochmal zwei Stück Überspannungsableiter Typ B/C (einer für Plusleitung und einer für Minusleitung) vor dem Durchbruch ins Gebäude. Vor dem Batterieeingang des Wechselrichters/Ladereglers befinden sich noch zwei Stück 63 A Sicherungen der Betriebsklasse gG. Am Ausgang des Wechselrichters befindet sich Neutralleiter und Phase, welche jeweils mit zwei 50 A Sicherungen der Betriebsklasse gG versehen sind. Zwischen dem Netzanschluss und dem Zähler befindet sich die Vorzählersicherung (zwei Stück 80 A Sicherungen der Betriebsklasse gG). Nach dem Zähler befindet sich die Nachzählersicherung (zwei Stück 63 A Sicherungen der Betriebsklasse gG) und danach ist den Laderegler/Wechselrichter eine Fehlerstrom-Schutzeinrichtung des Typ B gemäß IEC 62423 vorgeschaltet. Zwischen Vorzählersicherung und Zähler wird der Neutralleiter und Phase wieder mit jeweils einem Überspannungsableiter Type B/C verbunden.

### 5.9.10 Blitzschutz, Erdung, Potentialausgleich

Ein äußerer Blitzschutz ist am Gebäude der Schneiderei nicht vorhanden. So wird nur ein innerer Blitzschutz mittels Überspannungsableiter Type B/C realisiert. Das Wechselrichtergehäuse, der Generatoranschlusskasten, das Batteriegestell und das Gestell für den PV-Generator sind über eine 16 mm<sup>2</sup> Kupferleitung (Farbe gelb/grün) mit der Potentialausgleichsschiene fest verbunden. Diese verlaufen parallel und möglichst eng mit DC- bzw. AC-Leistungen der Anlage. Ebenfalls sind die Überspannungsableiter mit einer 16 mm<sup>2</sup> Kupferleitung mit dem Potentialausgleich verbunden, welcher wiederum mit der Erdung des Hauses und dem PE-Leiter des Netzes verbunden ist.

### 5.9.11 Kabel und Leitungen

Alle Leitungen die im Außenbereich verlegt sind, bestehen aus UV-beständigen Kabeln. Als zusätzlicher Schutz vor Witterungseinflüssen wurden alle Leitungen im Außenbereich in einem FXP-Schlauch verlegt. Ebenso wurden Plus- und Minusleitung möglichst eng aneinander verlegt. Bei der Leitungsdimensionierung wurde auf Spannungsfestigkeit, Erd- und Kurzschlussfestigkeit (gemäß ÖVE-EN 1 Teil 3:1998-03) sowie Minimierung der Spannungsverluste geachtet.

Die Spannungsfestigkeit von Standardkabeln beträgt im Normalfall 1000 V [4], die maximale Spannung die in dieser Anlage auftritt beträgt 230 V. Für die Dimensionierung der Leitungen nach Erd- und Kurzschlussfestigkeit wurden Verlegeart (B1, Aufputz im Rohr), Anzahl der belasteten Adern (2), Umgebungstemperatur (25°C) und Korrekturfaktoren für die Häufigkeit von mitgeführten Leitungen (keine) berücksichtigt. Die Minimierung der Spannungsverluste wurde nach Kapitel 4.8 durchgeführt.

Die Module eines Stranges sind über einen 4 mm<sup>2</sup> Aluminium-Gummikabel (sind schon vorgefertigt am den Modulen angeschlossen) verbunden. Weiters werden die zwei Stranghauptleitungen auch mit einem 4 mm<sup>2</sup> Aluminium-Gummikabel in den Generatoranschlusskasten verbunden. Die zwei DC-Hauptleitungen bestehen jeweils aus einem 25 mm<sup>2</sup> Aluminium-Gummikabel, welcher am MPP-Eingang des Wechselrichters/Ladereglers angeschlossen ist.

Die 60 Stück Batterien werden über ein einpoliges PVC-Aluminiumkabel mit einem Querschnitt von 16 mm<sup>2</sup> in Serie miteinander verbunden. Mit demselben Kabel wurden dann auch der Plus- und Minuspol der Batterien mit dem Batterieeingang des Ladereglers/Wechselrichters verbunden. Die Leitung von Netzanschluss bis zu Laderegler/Wechselrichter ist ein dreipoliges 16 mm<sup>2</sup> Kupferkabel. Dasselbe Kabel wurde auch dazu verwendet, um die Verbindung von Laderregler/Wechselrichter zu Verteilerschrank des Gehäuses zu errichten.

### 5.9.12 Schaltbild

In Abbildung 5-44 ist das Schaltbild der Anlage dargestellt.

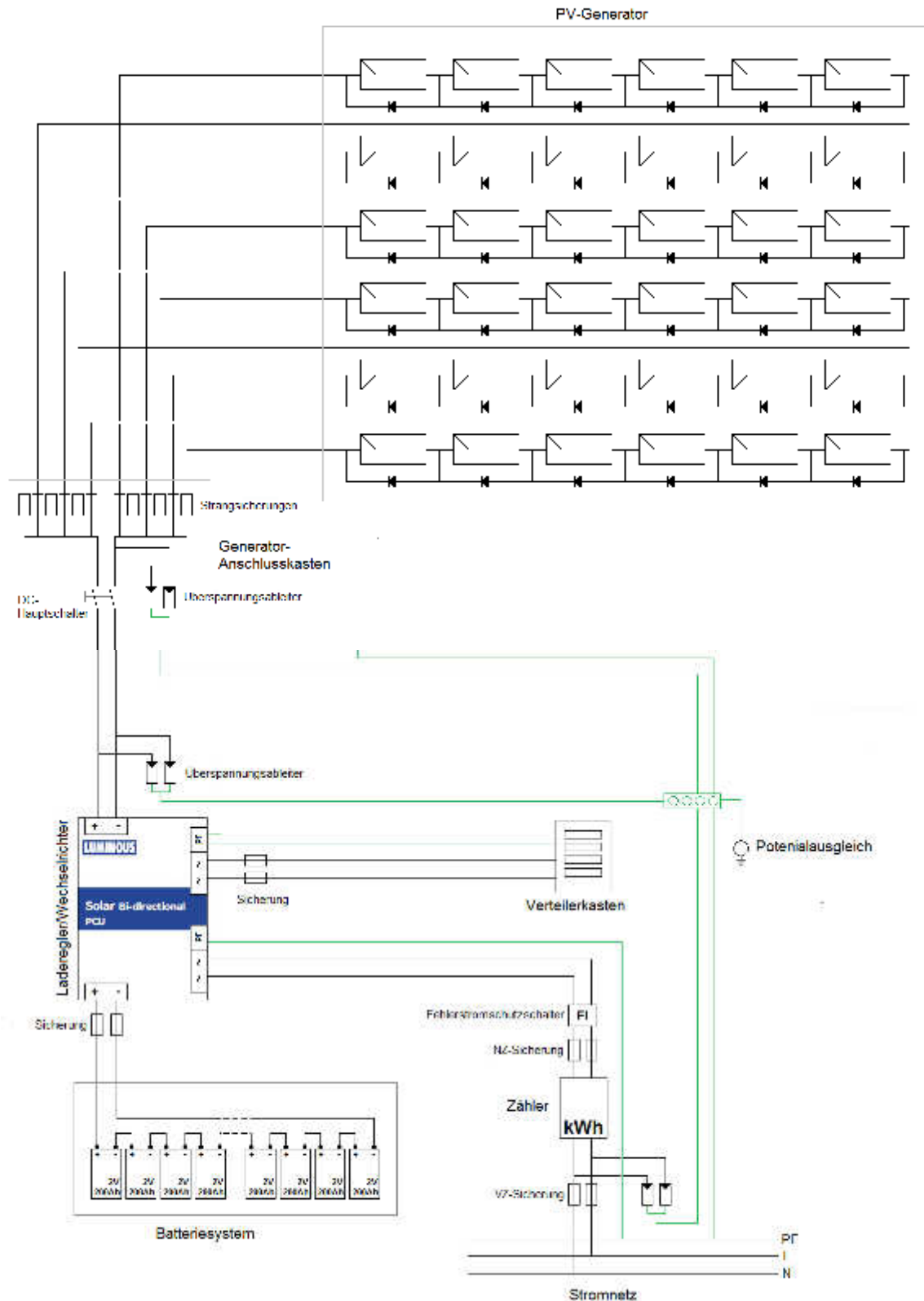


Abbildung 5-44 Anlagenschema des Photovoltaiksystems

### 5.9.13 Regelungskonzept

Die Steuerung des Luminous Solar Bi-directional PCU 10 kW wird so eingestellt, dass der benötigte Verbrauch durch die Photovoltaik gedeckt wird. Sollte die Energie der PV-Anlage nicht ausreichen um den Verbrauch zu decken, wird die Energie aus dem lokalen Stromnetz bezogen. Ist kein Netz vorhanden, wird der Verbrauch mit der Energie aus der Batterie gedeckt. Ist überflüssige Solarenergie vorhanden wird diese dazu benutzt um die Batterien zu laden. Ist Energie aus dem Netz verfügbar, wird die Batterie ebenso vom Netz geladen, wobei die Energie der Photovoltaikanlage vorrangig behandelt wird. Der maximale Ladestrom der Batterie beträgt jedoch 20 A.

## 5.10 Auswirkung durch den Tausch der Leuchtmittel auf LED

Werden die Betriebsmittel der Schneiderei (Tabelle 5-2) betrachtet, so ist zu sehen woraus sich der Verbrauch zusammensetzt. Zum einem Teil aus Geräten, die für die Produktion benötigt werden und zum anderen Teil aus der Beleuchtung. Wird nun beabsichtigt die Schneiderei verbrauchsreduzierter zu betreiben, ohne in die regulären Arbeitsprozess einzugreifen, so müssen die Verbraucher durch effizientere ausgetauscht werden. Bei Betrachtung der Produktionsgeräte wird deutlich, dass diese sehr speziellen Geräte mit dem Ressourcenstand in Nepal schwer austauschbar sind. Hingegen ist der Austausch der herkömmlichen Leuchtstoffröhren auf effizientere LED-Leuchtstoffröhren um vieles einfacher zu realisieren.

So wurde in diesem Kapitel untersucht, welche Auswirkung der Austausch aller LED-Leuchtstoffröhren auf den Verbrauch der Schneiderei hat und des Weiteren wurde untersucht welche Auswirkung dies auf die Errichtung eines Hybridsystems und die Wirtschaftlichkeit hat.

In der Schneiderei befinden sich 55 Leuchtstoffröhren, eine Leuchtstoffröhre hat 36 W. Unter der Abschätzung von Hari Gautam werden rund 50% der Leuchtmittel gleichzeitig betrieben werden [7]. So beträgt der stündliche Verbrauch 0,99 kWh, was rund 33 % des stündlichen Verbrauches entspricht. Die 36 W Leuchtstoffröhren sollen durch 18 W LED-Leuchtstoffröhren, welche dieselbe Lichtleistung aufweisen, ausgetauscht werden.

Die Vergleichsgröße hierbei ist Lux. Diese Einheit gibt an, welcher Lichtstrom (gemessen in Lumen) auf eine 1 m<sup>2</sup> große Fläche fällt. Da eine herkömmliche Leuchtstoffröhre in alle Richtungen abstrahlt, so ein Großteil des Lichtes nicht genutzt wird und LED-Röhren bekannterweise zielgerichtet abstrahlen (120°-160°), kann der Lichtstrom bei LED-Röhren um 60% kleiner sein als bei herkömmlichen Leuchtstoffröhren. [17]

Verwendet man nun statt einer 36 W Leuchtstoffröhre eine 18 W LED-Röhre so verkleinert sich der stündliche Verbrauch während der Arbeitszeit um 0,495 kWh. Der aktuelle Verbrauch beträgt nun 2,505 kWh. Um herauszufinden welche Auswirkung dies auf die Verfügbarkeit hat, wird die Berechnung wie in Kapitel 5.3.4 durchgeführt. Hier wird auch wieder mit einem Ausbau der Betriebsanlage

gerechnet, also werden wieder 20% Sicherheitsreserven für den Verbrauch eingeplant. Betrachtet wurden wieder Speichergrößen von 8,4 kWh bis 25,2 kWh. Die PV-Anlagengrößen, die nun benötigt werden um eine Verfügbarkeit von 95% im Anfangsjahr zu gewährleisten, sind in Abbildung 5-45 dargestellt und werden den Anlagengrößen ohne Effizienzmaßnahme gegenübergestellt.

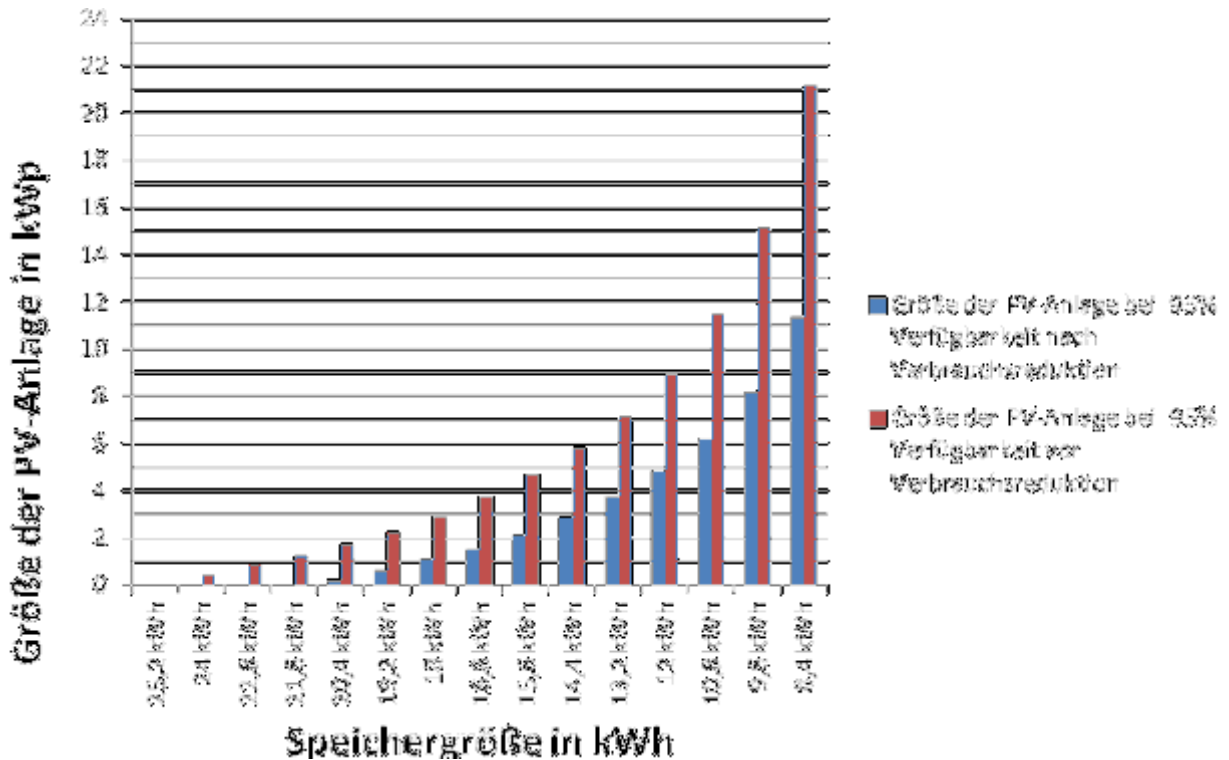


Abbildung 5-45 Zusammenhang von Speicher und PV-Anlagengröße bei einer Verfügbarkeit von 95%

Durch den Einsatz der Led-Leuchtstoffröhren kann die Größe der Photovoltaik reduziert werden. Um die wirtschaftliche Auswirkung herauszufinden wird erneut eine Wirtschaftlichkeitsberechnung, wie in Kapitel 5.5.2 beschrieben, durchgeführt. Hier werden die Investitionskosten um die Kosten für den Austausch von LED-Leuchtstoffröhren erweitert. Zum negativen Cashflow kommt eine Erneuerung der LED-Leuchtstoffröhren hinzu und die ersparte Erneuerung der konventionellen Leuchtstoffröhren trägt zum positiven Cashflow bei. Die Wirtschaftlichkeitsberechnung wurde erneut einmal mit einer Erhöhung des Lastprofils von 20% und ohne Erhöhung gerechnet. Der reell zu erwartende interne Zinsfuß befindet sich zwischen diesen beiden Werten.

Die durchschnittliche Lebensdauer einer LED-Leuchtstoffröhre beträgt 40000 h [13]. Bei einer täglichen Benützung von 11 Stunden ergibt das eine Lebensdauer von rund 10 Jahren, wobei immer nur 50% täglich verwendet werden. So wurde keine Erneuerung der LED-Leuchtstoffröhren in der Berechnung verwendet. Eine konventionelle Leuchtstoffröhre besitzt eine durchschnittliche Lebensdauer von 15000 h [13], was in diesem Fall eine Lebensdauer von 3,75 Jahren bedeuten

würde. Da auch nur 50% der Leuchtstoffröhren täglich verwendet werden, wurde in der Wirtschaftlichkeitsberechnung eine Erneuerung der konventionellen Leuchtstoffröhren nach 8 Jahren und nach 15 Jahren gewählt. Laut Kostenschätzung von Hari Shrester kostet eine LED-Röhre mit einer Länge von 120 cm 30 € und eine konventionelle Leuchtstofföhre mit gleicher Länge kostet 5 € [11]. Zum positiven Cashflow zählt auch die Energieersparnis, die während und außerhalb der Stromausfälle auftritt. Die eingesparte Energie während der Stromausfälle wurde mit dem Treibstoffpreis von 0,338 €/kWh multipliziert und die Ersparnis außerhalb der Stromausfälle wurde mit dem lokalen Strompreis von 0,095 €/kWh multipliziert. Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung mit und ohne Sicherheitsreserven ist in Abbildung 5-46 dargestellt. Die wirtschaftlichste Anlagekombination ergibt sich für eine Berechnung, wo der Verbrauch um 20% erhöht wurde, bei einer Anlage mit einem 10,8 kWh Speicher und einer 6,2 kWp Anlage. Der interne Zinsfuß erreicht hier einen Wert von 14,2%. Wird eine Berechnung durchgeführt ohne Erhöhung des Lastprofils, so ist die wirtschaftlichste Anlage die mit einem 12 kWh Nettospeicher und einer 4,9 kWp PV-Anlage, welche einen Zinsfuß von rund 11,6% aufweist. Der reelle Zinsfuß liegt so zwischen 11,6% und 14%.

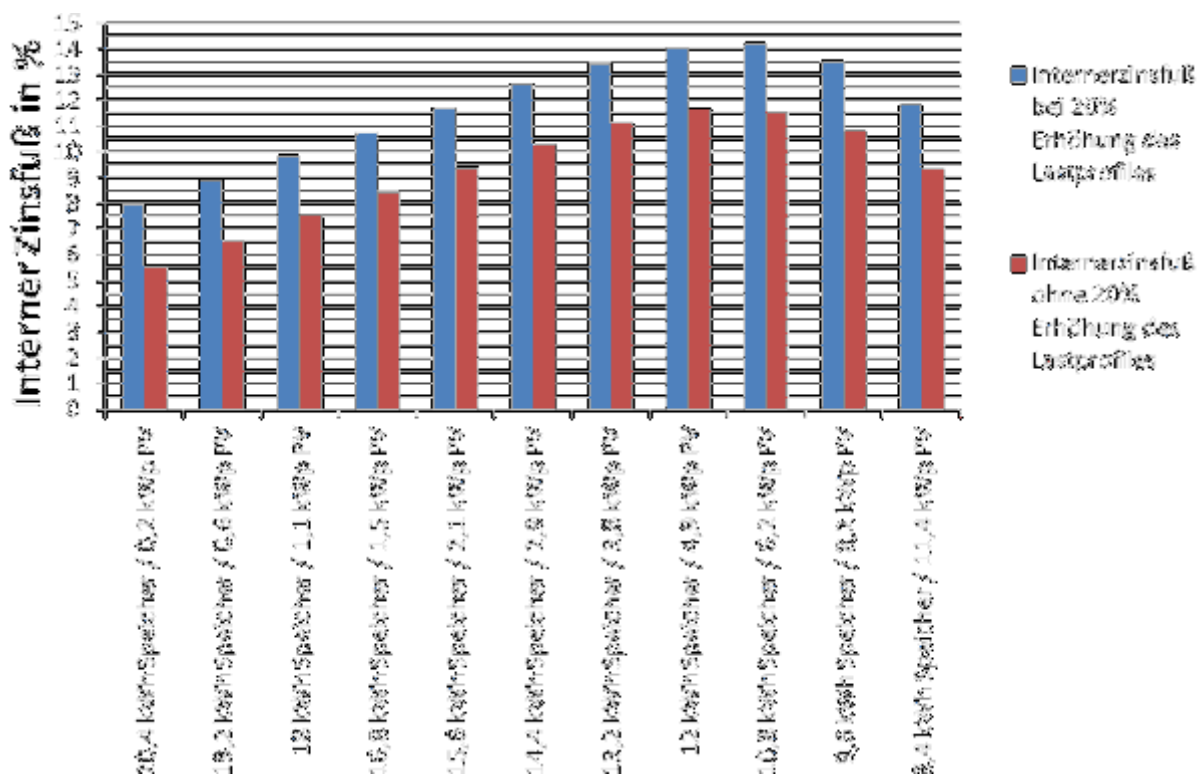


Abbildung 5-46 Interner Zinsfuß verschiedener Anlagenkombinationen nach Austausch der Leuchtstoffröhren, einmal mit Erhöhung des Lastprofils um 20% (Blau) und einmal ohne Erhöhung des Lastprofils (Rot)



## 6 ZUSAMMENFASSUNG UND SCHLUSSFOLGERUNG

Die Stromversorgung in Kathmandu ist sehr instabil, da die erzeugte Energie nicht ausreicht um die Nachfrage zu decken. Die *Nepal Electricity Authority* nimmt daher über den Tag jeweils unterschiedliche Bezirke vom Netz. Diese Abschaltungen liegen bei ca. 12 Stunden täglich. Besonders leiden darunter die produzierenden klein- und mittelständigen Betriebe in Kathmandu. Diese müssen einen kontinuierlichen Produktionsprozess garantieren um der Nachfrage ihrer Kunden standzuhalten. So verwenden viele Betriebe Dieselgeneratoren für die Überbrückung dieser Stromausfälle. Neben der Lärmbelastung und der Umweltschädlichkeit hat diese Art der Stromerzeugung auch den Nachteil, dass sie kostenintensiv ist und somit die Wirtschaftlichkeit dieser Betriebe hemmt.

In dieser Arbeit wurde aus diesem Grund die Verwendung eines netzaktiven Photovoltaik-Hybridsystems zur Überbrückung von Stromausfällen von klein- und mittelständigen Betrieben untersucht. Ein besonderes Augenmerk wurde auf die Wirtschaftlichkeit des Systems gelegt.

Im ersten Teil wurden die Gegebenheiten des Landes erläutert und darauf eingegangen auf welche Merkmale bei der Errichtung solcher Anlagen bezüglich Effizienz zu achten ist. So beträgt die spezifische Horizontaleinstrahlungssumme in Kathmandu  $1662 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ , welche um fast 45% höher ist als die eines österreichischen Standortes (Linz)[3]. Auch das Verhältnis der spezifischen Horizontaleinstrahlungssumme von einstrahlungsreichsten und einstrahlungsärmsten Monaten ist kleiner als die eines österreichischen Standortes, sie beträgt 1:1,67 (in Linz 1:7,72) (eruiert aus [3]). Was einen kontinuierlicheren Einstrahlungsverlauf über das Jahr bedeutet. Die maximale und minimale Außentemperatur, die über ein Zeitintervall von 10 Jahren gemessen wurde, beträgt  $2^\circ\text{C}$  bzw.  $38^\circ\text{C}$  [28]. Die minimale und maximale Zelltemperatur die über die NOCT-Temperatur ( $47^\circ\text{C}$ ) eines Standardmoduls ermittelt wurden, betragen  $0^\circ\text{C}$  und  $67^\circ\text{C}$ . Die optimale Ausrichtung der Module hat, wie in Österreich, einen Azimutwinkel von  $0^\circ$  und einen Neigungswinkel von  $30^\circ$  (eruiert aus [3]). Da sich Kathmandu näher am Äquator befindet als Österreich sollte davon ausgegangen werden, dass der Neigungswinkel für die optimale Ausrichtung niedriger sein sollte. Doch durch den Moon-Regen in den Sommermonaten ist die Einstrahlungssumme in den Frühlings- und Herbstmonaten höher, wo auch der Einstrahlwinkel der Sonne niedriger ist als in den Sommermonaten.

Die nepalesische Regierung besitzt ebenfalls das Streben den Ausbau der Photovoltaikanlagen in diesem Land voranzutreiben. So wird ihr auch große Beachtung in der *Subsidy Policy for Renewable Energy* geschenkt. Für Photovoltaikmodule, Batterien und Laderegler kann von der nepalesischen Regierung ein Mehrwertsteuererlass von 13% beantragt werden. Diese müssen aber zuvor von der *Renewable Energy Test Station*, kurz RETS, getestet werden, ob die Komponenten dem Standard der *Nepal Photovoltaic Quality Assurance (NEPQA)* entsprechen. RETS verwendet dafür ein zwei Testverfahren. Auffällig ist, dass für Wechselrichter kein Mehrwertsteuererlass beantragt werden kann. Großer Nachteil für die wirtschaftliche Nutzung der Photovoltaik ist der vergleichsweise niedrige

Strombezugspreis, dieser reicht von 0,054 €/kWh bis 0,108 €/kWh (inklusive VAT und Netzegebühren)

Im zweiten Abschnitt dieser Arbeit wurde anhand eines realen Beispiels die Anwendbarkeit eines netzaktiven Photovoltaik-Hybridsystems untersucht. Im Focus dieser Betrachtung stand die Wirtschaftlichkeit. Als reales Beispiel wurde die Fairytale Schneiderei im Stadtteil Naya Bazar herangezogen. Diese produziert Kleidungsstücke für den Export, vorwiegend für ausländische Kunden. Da die Stromausfälle auch diesen Stadtteil betreffen, werden diese auch mittels Dieselgenerator überbrückt.

Zum Beginn wurde das Lastprofil ermittelt, hierfür wurde von Hari Gautam, dem Besitzer und Leiter der Schneiderei, über eine Zeitspanne von acht Tagen halbstündlich der Stromzähler abgelesen und dokumentiert. Diese Daten wurden gemittelt und ein Lastverlauf für einen Tag erstellt, welcher um 20% erhöht wurde um Sicherheitsreserven für einen geplanten Ausbau zu haben. Weiteres wurden Betriebszeiten des Generators und die Stromausfälle für diesen Stadtteil eruiert. Laut Hari Gautam wird der Generator nur betrieben, wenn Stromausfälle in den Kernarbeitszeiten vorliegen, diese sind von 8:00 bis 19:00 und 7 Tage die Woche. Für die Ermittlung der geplanten Stromabschaltung in diesem Stadtteil wurde der Abschaltplan der *Nepal Electricity Authority* für eine Woche herangezogen. Diese Abschaltungen variieren in Zeitpunkt und Länge. Doch die Summe der Stunden ohne Energie betrug jeden Tag 12 Stunden und 7 Stunden täglich betraf dies die Kernarbeitszeit. Zur Ermittlung der Maximalleistung wurden die Leistungen aller Verbraucher aufsummiert und mittels Gleichzeitigkeitsfaktor die Maximalleistung ermittelt. Dieser wurde auch wieder um 20% erhöht und beträgt 9,8 kWp.

Im nächsten Schritt wurde eine passende Montageart der Module auf dem Flachdach der Schneiderei untersucht. Ein besonderes Augenmerk wurde hierbei auf die Verluste durch Verschattung sowie durch die Ausrichtung gelegt und auf den kulturellen Wert des Flachdaches. So sollten die Module so montiert werden, dass das Flachdach weiter zu sozialen Zwecken genutzt werden kann, beispielsweise durch eine erhöhte Montage durch eine Metallkonstruktion. Für die Betrachtung der Verluste durch Verschattung und Ausrichtung wurden Ertragssimulationen mit PV-Sol Premium 2016 von verschiedenen Montagearten durchgeführt. Simuliert wurde eine 9 kWp Anlage. Die Erträge der verschiedenen Montagearten wurden den Erträgen von simulierten Referenzanlagen gegenübergestellt und so die Verluste ermittelt. Betrachtet wurden dabei die Verluste durch Abweichung von optimaler Ausrichtung, Eigenverschattungsverluste bei Aufständern in Reihe abhängig von Gestellabstand und Verluste durch Nahverschattungsverluste durch Objekte. Aus den betrachteten Montagearten kristallisierte sich die verlustärmste Anlage heraus, bei der die Module als Fläche aufgeständert wurden mit einem Azimutwinkel von 55° und einem Neigungswinkel 20°. Die Gesamtverluste belaufen sich hier bei 7,3%, das liegt auch daran, dass eine Nahverschattung durch das schattenwerfende Objekt keinen Einfluss auf diese Variante hat.

Die Dimensionierung des netzaktiven Photovoltaik-Hybridsystems erfolgte über die mittlere Verfügbarkeit. Die mittlere Verfügbarkeit wurde mit 95% für das Auslegungsjahr gewählt. Was bedeutet, dass der Verbrauch während der Stromausfälle über ein Jahr zu 95% gedeckt werden muss. Die aktuelle Verfügbarkeit

der Schneiderei beläuft sich laut Hari Gautam auf 90%. Grund für dies sind immer wieder Versorgungsengpässe des Treibstoffes und Reparatur- sowie Wartungsarbeiten. Für die Dimensionierung über die Verfügbarkeit wurde als erstes eine Ertragssimulation mit PV-Sol Premium 2016 durchgeführt, um die stündlichen solaren Erträge zeitabhängig über ein Jahr zu erhalten. Diese Werte wurden dann in ein mathematisches Modell eingebunden, welches zur Ermittlung der Verfügbarkeit dient. Mit einbezogen in dieses mathematische Modell wurden auch die Verfügbarkeit des Stromnetzes und der Verbrauch den es zu decken gilt. Betrachtungsgrenzen wahren Systemvarianten die eine 30 kWp Photovoltaikanlage nicht überschreiten und die Abtastrate des Speichersystems betrug 1,2 kWh Nettospeichkapazität. So ergaben sich verschiedenste Kombinationsmöglichkeiten aus Speichergröße und Photovoltaikanlagengröße. Um die Sinnhaftigkeit dieses Systems zu verdeutlichen, wurde auch die Überbrückung der Stromausfälle mittels reinem Speichersystem, reiner Photovoltaikanlage und Inselsystem untersucht. Dies erfolgte wieder mit Hilfe mathematischer Modelle bezüglich mittlerer Verfügbarkeit. Werden so die Stromausfälle nur mit einem reinem Speichersystem überbrückt, so wurde eine Nettokapazität von 25,2 kWh ermittelt, um eine Verfügbarkeit von 95% zu erreichen. Bei einer reinen Photovoltaikversorgung kann diese nicht erreicht werden. Bei einem Betrachtungsrahmen von 1 kWp bis 30 kWp wurde hier eine maximale Verfügbarkeit von 77% erreicht. Bei einem Inselsystem würde zu den 25,2 kWh Batteriesystem noch eine annähernd 11 kWp Photovoltaikanlage benötigen werden. Im Vergleich zur Inselanlage verkleinern sich die Komponenten beim Hybridsystem signifikant.

Um die Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Kombinationsmöglichkeiten aus Speichergröße und PV-Anlagengröße zu ermitteln, wurde eine Wirtschaftlichkeitsberechnung mittels interner Zinsfuß-Methode durchgeführt. Das jeweilige PV-Hybridsystem wurde dem Betrieb mit Generator gegenüber gestellt und der interne Zinsfuß ermittelt. Betrachtungszeitraum war 20 Jahre. Für die Eruiierung der Investitionskosten wurden ein Angebot von *Sipradi Energy* verwendet und die spezifischen Kosten ermittelt. Bei der Photovoltaik sind das 1052 €/kWp (inklusive Montagesystem, Steuern usw., exklusive Wechselrichter) und beim Speichersystem sind dies 210 €/kWh. Bei einem System ohne Photovoltaik wurde ein interner Zinsfuß von 2,5% errechnet. Nimmt der Anteil der Photovoltaik zu, so erhöht sich auch der interne Zinsfuß. Dieser erreicht seinen Höhepunkt bei einer Kombination aus 7,1 kWp Photovoltaikanlage und einem 13,2 kWh Nettospeicher. Trotz schlechtem Wirkungsgrad der Laderegler/Wechselrichter wird hier ein interner Zinsfuß von 12% erreicht. Da mit dem Lastprofil gerechnet wurde, welches zu Beginn um 20% erhöht wurde, wurde noch eine Wirtschaftlichkeitsberechnung durchgeführt ohne eine Erhöhung des Lastprofils, um das wirtschaftlichste System und die Untergrenze des internen Zinsfußes zu ermitteln. Die wirtschaftlichste Anlagenkombination ist hier erneut die mit einer 7,1 kWp Photovoltaikanlage und einem 13,2 kWh Nettospeicher. Der reell zu erwartende Zinsfuß für diese Anlage liegt zwischen 9,6% und 12%. Betrachtet man die sehr hohe Inflation von 8,5%, so liegt diese Zinsfußspanne noch darüber, womit die Wirtschaftlichkeit dieses Systems bewiesen werden kann.

Um zu prüfen, ob die Wirtschaftlichkeit dieses PV-Hybridsystems unsicher oder eher deterministisch ist, wurde eine Sensibilitätsanalyse durchgeführt. Betrachtet wurden Schwankungen bei den Anfangsinvestitionskosten, beim Strombezugspreis, beim

Treibstoffpreis und beim Verbrauch der Schneiderei. Die Schwankungsbreite betrug +/- 40%. So ergab sich bei einer Steigerung der Investitionskosten ein interner Zinsfuß von 10,3%, dieser liegt noch über der Inflation. Die Änderung des Strompreises hat nur einen Einfluss auf den internen Zinsfuß und liegt bei +/- 0,7%. Der interne Zinsfuß schwankt bei der Änderung des Treibstoffpreises zwischen 2,8% und 20%. Eine Senkung der Treibstoffpreise ist der Punkt, der das System in die Unwirtschaftlichkeit treiben kann. Da mit einer Reduktion des Treibstoffpreises in Zukunft nicht zu rechnen ist, gilt dieses System aus wirtschaftlicher Sicht durchaus als ein stabiles System. Eine Reduktion des Verbrauches stellt dennoch ein Risiko für die wirtschaftliche Stabilität dieses Systems dar. Bei einer Verringerung des Verbrauches um 25% unterschreitet der interne Zinsfuß bereits den Wert der Inflation. Als erweiterten Teil der Sensibilitätsanalyse wurde dann auch die Änderung der Dauer und des Zeitpunkts der Stromausfälle auf die Wirtschaftlichkeit dieses Systems untersucht. Um die Auswirkungen der Änderung der Stromausfallsdauer zu verdeutlichen wurde jede Ausfallsperiode am Anfang um eine Stunde reduziert oder erweitert. Die Betrachtungsbreite betrug hierbei +/- 6 Stunden. Schon bei einer Reduktion der Ausfallsdauer von 4 Stunden pro Tag erreicht der interne Zinsfuß einen Wert der unter der Inflation von 8,5% liegt. Um die Auswirkung der Änderung des Ausfallszeitpunktes zu verdeutlichen, wurden 5 Simulationen durchgeführt, wo jeden Tag zum selben Zeitpunkt der Strom ausfällt und immer 7 Stunden während der Kernarbeitszeit. Diese Betrachtung ergab, dass der Zeitpunkt keine Gefahr für die Wirtschaftlichkeit des Systems darstellt. Der minimale interne Zinsfuß der sich aus diesen Simulationen ergab betrug 9,8%.

Bei Errichtung solcher Anlagen in einem Entwicklungsland muss unbedingt beachtet werden, dass genügend finanzielle Mittel zur Verfügung stehen um Systemkomponenten zum kalkulierten Zeitpunkt austauschen zu können. Hierfür wurde eine Rücklage über die Vergütung des verbrauchten solaren Ertrags der Schneiderei errechnet. Dieser beläuft sich auf 0,135 €/kWh in den ersten 10 Jahren und 0,096 €/kWh für die nächsten 10 Jahre. Diese spezifischen Preise liegen zwar noch über dem Strombezugspreis der Schneiderei von 0,095 €/kWh, aber weit unter den Energiegestehungskosten durch den Generator von 0,338 €/kWh.

Nach einer Detailplanung wurde noch untersucht welche Auswirkung der Austausch der Beleuchtung auf das System hat und seine Wirtschaftlichkeit. Dazu wurde wieder eine Wirtschaftlichkeitsberechnung mittels interner Zinsfuß-Methode durchgeführt. Neben der Verkleinerung der Systemkomponenten durch den Einsatz von LED-Leuchtstoffröhren liegt nun auch der zu erwartende interne Zinsfuß zwischen 11,6% und 14,2%.

Die Ergebnisse dieser Arbeit sind eindeutig. Das Überbrücken der Stromausfälle mittels netzaktiven Photovoltaik-Hybridsystems ist eine sinnvolle und äußerst wirtschaftliche Alternative zum Dieselgenerator und stellt so eine profitable Investitionsmöglichkeit für die produzierenden Betriebe in Kathmandu dar.

## 7 LITERATURVERZEICHNIS

- [1] NEA. (2014), NEA Annual Report 2013-2014, Kathmandu
- [2] Paswan Biswendra (2016), Zitat des Umweltministers von Nepal bei einem privaten Besuches in Solarpark Eberstanzell, mündliche Überlieferung am 05. Februar 2016 um 12:03 im Solarpark in Eberstanzell
- [3] Valentin (2016), Simulationsprogramm PV-Sol Premium 2016
- [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] Hari Gautaum (2015), Besitzer und Leiter der Fairytail Schneiderei, mündliche Überlieferung am 10. Februar 2015 um 17:32 im Büro der Fairytail Schneiderei in Kathmandu Nepal
- [8] Andreas Wagner (2010), Photovoltaik Engineering- Handbuch für Planung, Entwicklung und Anwendung, Springer Verlag, 3. 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] pvxchange (2015),  
[http://www.pvxchange.com/priceindex/Default.aspx?template\\_id=1&langTag=de-DE](http://www.pvxchange.com/priceindex/Default.aspx?template_id=1&langTag=de-DE), abgerufen am 01.05.2015 um 12:39 Uhr
- [11] Hari Shrestha (2015), Technischer Planer der Firma Sipradi Energy, mündliche Überlieferung am 23. März 2015 um 10:25 im Büro der Fairytail Schneiderei in Kathmandu
- [12] Oanda (2015), <http://www.oanda.com/lang/de/currency/average>, abgerufen am 11.04.2015 um 21:20 Uhr
- [13] Thomas Bernhardt (2015), <http://www.wirsindheller.de/Die-LED-Roehre.20.0.html>, abgerufen am 27.12.2015 um 14:20 Uhr
- [14] Berndt Exenberger (2014), Skriptum für Investition
- [15] NEPQA (2013), Nepal Photovoltaic Quality Assurance for PV System, Kathmandu
- [16] Christian Münch (2014):  
<http://www.photovoltaik.org/wissen/modulwirkungsgrad>, abgerufen am 15.11.2014 um 09:08 Uhr
- [17] TEC-Institut für Technische Innovationen (2014), Vergleich:LED-Röhren mit Leuchtstoffröhren, TEC-Report Nr. 16/2014, Waldaschaff Deutschland

- [18] Norbert Auer (2014), <http://www.rechner-photovoltaik.de/wp-content/uploads/2012/10/mpp-regler.gif>, abgerufen am 29.12.2014 um 15:04 Uhr
- [19] Christian Märtel (2014), <http://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/photovoltaik/wechselrichter/lebensdauer.html>, abgerufen am 28.02.2015 um 14:22 Uhr
- [20] Horst Kuchling (2011): Taschenbuch der Physik: mit zahlreichen Tabellen, Leipzig im Carl-Hanser-Verlag, Auflage 20
- [21] Rüdiger Paschotta (2015), [www.energie-lexikon.info/wirkungsgrad.html](http://www.energie-lexikon.info/wirkungsgrad.html) , abgerufen am 25.03.2015
- [22] Eberhard Waffenschmidt (2014), <http://www.energie-loesungen.de/energie-loesungen/magazine/article.php?artID=63&chID=136>, abgerufen am 01.10.2014 um 11:28 Uhr
- [23] Krishna Gautam (2015), Chef Information Officer of AEPC, mündliche Überlieferung am 26. Februar 2015 um 15:13 im AEPC Office in Kathmandu
- [24] Gudrun Stiller (2014), <http://www.wirtschaftslexikon24.com/d/sensibilitaetsanalyse/sensibilitaetsanalyse.htm> , abgerufen am 16.04.2015 um 22:15 Uhr
- [25] Olaf Kliem & Frank Zimmermann (2003), [http://www.elektro-fachplanung.de/Fachinfo/Planungshilfen/Leistung\\_1/Dimensionen/dimensionen.htm](http://www.elektro-fachplanung.de/Fachinfo/Planungshilfen/Leistung_1/Dimensionen/dimensionen.htm) , abgerufen am 26.01.2015 um 17:23 Uhr
- [26] Günther Wind (2014), Skriptum Photovoltaik, Eisenstadt
- [27] Bernd Ramm (2015), <http://www.goruma.de/Laender/Asien/Nepal/Landkarte/geografie.html#E>, abgerufen am 12.04.2015 um 23:04 Uhr
- [28] SUSPI (2010), Development of PV grid-connected plants in Nepal, TECHNICAL REPORT, Kathmandu
- [29] Auswärtiges Amt Deutschland (2015), <http://www.auswaertiges-amt.de/DE/Aussenpolitik/Laender/Laenderinfos/01-Laender/Nepal.html> , abgerufen am 22.04.2015 um 17:15 Uhr
- [30] Date and time (2015), <http://dateandtime.info/de/citycoordinates.php?id=1283240> , abgerufen am 20.04.2015 um 13:15 Uhr
- [31] GIZ (2015), <https://www.giz.de/de/weltweit/17956.html> , abgerufen am 22.04.2015 um 18:03 Uhr
- [32] Auswärtiges Amt (2015), [http://www.auswaertiges-amt.de/sid\\_BD6A636F1435BDD3D7AFE896671728B0/DE/Aussenpolitik/Laender/Laenderinfos/Nepal/Wirtschaft\\_node.html](http://www.auswaertiges-amt.de/sid_BD6A636F1435BDD3D7AFE896671728B0/DE/Aussenpolitik/Laender/Laenderinfos/Nepal/Wirtschaft_node.html) , abgerufen am 22.04.2015 um 17:30 Uhr
- [33] OnVista (2015), <http://www.onvista.de/devisen/EUR-NPR-EUR-NPR> , abgerufen am 11.04.2015 um 21:04 Uhr
- [34] Renewable Energy and Energy Efficiency Partnership (2012), Clean Energy Information Portal, Energy Profile Nepal, REEEP Secretariat in Wien

[35] National Electricity Authority (NEA) (2011), A Year in Review Fiscal 2009/ 2010, Kathmandu Nepal

[36] Dena (2014), Länderprofil Nepal

[37] DCTI (2014), Speichertechnologien 2014

[38] Dirk Uwe Sauer (2013), Marktanzreizprogramm für dezentrale Speicher insbesondere für PV-Strom, Kurzgutachten , ISEA RWTH Aachen, Aachen

[39] EuPD (2013), Photovoltaik-Preismonitor Deutschland, Im Auftrag des Bundesverband Solarwirtschaft e.V., Bonn

[40] Davide Marro (2016), Head of Sales & Business Development Europe, emailarische Überlieferung am 16.Februar 2016 um 11:44

[41] Hari Shrestha (2015), Technischer Planer der Firma Sipradi Energy, emailarische Überlieferung am 09.Dezember 2015 um 07:03