



Hochschule für Angewandte
Wissenschaften Hamburg
Hamburg University of Applied Sciences

**Technische und wirtschaftliche Optimierung
eines isolierten Hybridkraftwerks in der Gemeinde
Isidro del Espino – Bolivien**

Bachelorarbeit

im Studiengang Umwelttechnik

von

Björn Brunner



Abgabe: Hamburg, 04. Mai 2018

1. Gutachter: Prof. Dr. Timon Kampschulte
2. Gutachter: Dipl.-Phys. Reinhard Mayer Falk

Seamos realistas y hagamos lo imposible.

Ernesto Che Guevara

Inhaltsverzeichnis

| | |
|---|-----------|
| Abkürzungs- und Formelverzeichnis | v |
| 1 Einleitung..... | 1 |
| 1.1 Hintergrund der Arbeit..... | 1 |
| 1.2 Fragestellung der Arbeit..... | 1 |
| 2 Grundlagen..... | 3 |
| 2.1 Landesspezifische Informationen..... | 3 |
| 2.1.1 Bolivien – Menschen, Kultur, Geschichte, Politik..... | 3 |
| 2.1.2 Geographische Bedingungen..... | 4 |
| 2.1.3 Klimatische Bedingungen..... | 4 |
| 2.1.4 Energiepolitische Rahmenbedingungen..... | 7 |
| 2.2 Hybridkraftwerke als dezentrale Energiesysteme..... | 8 |
| 2.2.1 Unterscheidung von Hybridsystemen..... | 9 |
| 2.2.2 Photovoltaik-Generator..... | 9 |
| 2.2.3 Diesel-Generator..... | 10 |
| 2.2.4 Kleinwindkraftanlage..... | 11 |
| 2.2.5 Batteriespeicher..... | 12 |
| 2.2.6 Wechselrichter..... | 13 |
| 2.2.7 Aufbau der Hybridanlage in El Espino..... | 14 |
| 2.3 Methodik der Simulation..... | 16 |
| 3 Gesamtverhalten der Hybridanlage..... | 17 |
| 3.1 Evaluation der Messdaten..... | 17 |
| 3.2 Evaluation des Dieserverbrauchs..... | 20 |
| 4 Datenerhebung..... | 21 |
| 4.1 Lastverhalten..... | 21 |
| 4.2 Ressourcenverfügbarkeit..... | 21 |
| 4.2.1 Solare Einstrahlung und Umgebungstemperatur..... | 22 |
| 4.2.2 Windgeschwindigkeit..... | 22 |
| 4.3 Wirtschaftliche Parameter der Anlagenkomponenten..... | 24 |
| 4.4 Technische Parameter der Anlagenkomponenten..... | 25 |
| 4.4.1 Darstellung der Hybridanlage in Homer..... | 25 |
| 4.4.2 Photovoltaik-Generator..... | 26 |
| 4.4.3 Diesel-Generator..... | 27 |
| 4.4.4 Batterie-Wechselrichter..... | 28 |
| 4.4.5 Batteriespeicher..... | 28 |

| | |
|---|-----------|
| 4.4.5 Auswahl der Windturbine | 29 |
| 5 Ergebnisse der Simulationen | 30 |
| 5.1 Allgemeine Parameter der Systemkonfigurationen | 30 |
| 5.2 Elektrische Energieerzeugung | 30 |
| 5.3 Wirtschaftliche Dimension | 32 |
| 5.4 Photovoltaik-Generator | 33 |
| 5.5 Kleinwindenergieanlage | 34 |
| 5.6 Diesel-Generator | 34 |
| 5.6 Batteriespeicher | 35 |
| 5.7 Treibhausgasemissionen | 37 |
| 5.8 Last- und Erzeugerverhalten | 37 |
| 6 Diskussion der Ergebnisse | 39 |
| 6.1 Schwache Datenlage in Bolivien | 39 |
| 6.2 Einflussfaktoren auf den Windenergieertrag | 39 |
| 6.3 Auswirkungen eines gesteigerten Lastverhaltens | 43 |
| 6.4 Unsicherheiten aufgrund der Kostenabschätzungen | 45 |
| 6.5 Staatliche Subventionen fossiler Brennstoffe | 46 |
| 6.6 Systeminterne Optimierung | 48 |
| 6.7 Systemergänzende Optimierung | 49 |
| Zusammenfassung | 54 |
| Literaturverzeichnis | 56 |
| Anhang A – Auszug aus dem Datenblatt des Solarmodules (250 Wp) | 60 |
| Anhang B.1 – Auszug aus dem Datenblatt des Batterie-Wechselrichters (Sunny Island 8.0H) | 61 |
| Anhang B.2 – Auszug aus dem Datenblatt des Batterie-Wechselrichters (Sunny Island 8.0H) | 62 |
| Anhang C – Auszug aus dem Datenblatt des Photovoltaik-Wechselrichters (Sunny Tripower 17000TL) | 63 |
| Anhang D.1 – Auszug aus dem Datenblatt der Kleinwindenergieanlage (Leistungskurve) | 64 |
| Anhang D.2 – Auszug aus dem Datenblatt der Kleinwindenergieanlage (Allgemeine Parameter) | 65 |
| Anhang E – Auszug aus dem Datenblatt des Diesel-Generators (Nennleistung 64 kW) | 66 |
| Anhang F – Auszug aus dem Datenblatt des Diesel-Generators (Nennleistung 30 kW) | 67 |
| Anhang G – Technische Parameter der Bleisäurebatterie aus der Homerdatenbank | 68 |
| Anhang H – Auszug aus dem Datenblatt der Tiefbrunnenpumpe | 69 |
| Anhang I – Erläuterung der Kostenrechnung | 70 |

Abkürzungs- und Formelverzeichnis

| | |
|--------------------------------|--|
| \$ | Dollar (1 Euro = 1,2 US Dollar, Stand 03.05.2018) |
| € | Euro |
| °C | Grad Celsius |
| ° | Grad |
| AC | Alternating current (Wechselstrom) |
| Ah | Amperestunde |
| AM | Air mass (Luftmasse) |
| CC | Cycle charging (Zyklusladen) |
| CRE | Cooperativa Rural de Electrificación (ländliche Elektrifizierungskooperative) |
| <i>d</i> | Hindernishöhe |
| d | Day |
| DC | Direct current (Gleichstrom) |
| DG | Diesel -Generator |
| DOD | Depth of discharge (Entladetiefe) |
| E | Ost |
| ENDE | Empresa Nacional de Electricidad (staatliches Elektrizitätsunternehmen) |
| f_{PV} | Derating Factor (Verlustfaktor) |
| H ₂ SO ₄ | Schwefelsäure |
| hr | Hour |
| kg | Kilogramm |
| km ² | Quadratkilometer |
| kVA | Kilo-volt-ampere |
| kW | Kilowatt |
| kWp | Kilowattpeak |
| kWh | Kilowattstunde |
| L | Liter |
| LF | Load following (Lastfolge) |
| LOCE | Levelized cost of energy (Energiegestehungskosten) |
| m | Meter |
| m ² | Quadratmeter |
| m ³ | Kubikmeter |
| MERRA-2 | Second Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications (Klimadatenanalysemodell) |
| MPP | Maximum Power Point |
| MW | Megawatt |
| N | Nord |

| | |
|------------|---|
| NASA | National Aeronautics and Space Administration |
| NPC | Net present cost (Gesamtkosten über die Laufzeit) |
| NOCT | Nominal operating cell temperature (Nennbetriebstemperatur) |
| PV | Photovoltaik |
| p | Niederschlagsmenge |
| P_{PV} | Leistung des Photovoltaik-Generators |
| PEVD | Programa Electricidad para Vivir con Dignidad (staatliches Elektrifizierungsprogramme: Elektrizität für ein Leben in Würde) |
| SENAMHI | Nationaler Dienst für Meteorologie und Hydrologie |
| T_{ϕ} | Durchschnittliche Temperatur |
| T_{max} | Maximaltemperatur |
| T_{min} | Minimaltemperatur |
| s | Sekunde |
| SOC | State of charge (Ladezustand) |
| STC | Standart Test Conditions |
| V | Volt |
| v_{wind} | Windgeschwindigkeit |
| W | Watt |
| Wp | Wattpeak |
| yr | Year |
| z_0 | Oberflächenrauigkeitslänge |

1 Einleitung

1.1 Hintergrund der Arbeit

Der Zugang zu elektrischer Energie ist eine der Voraussetzungen für verbesserte Bildung und gute medizinische Versorgung. Weltweit leben schätzungsweise 1,1 Milliarden Menschen ohne einen Zugang zu Elektrizität. Der Großteil, etwa 84 % der Menschen lebt in ländlichen Gebieten (IEA 2017). Aufgrund der großen Entfernungen von öffentlichen Netzen und dem geringen Energiebedarf in diesen Regionen ist der Netzausbau bisher wegen der hohen Kosten nicht erfolgt (DGS 2013, S. 292).

In den ländlichen Gebieten Boliviens haben trotz vieler durchgeführter Elektrifikationsprojekte nur etwa 66 % der Bevölkerung einen Zugang zu Strom (IEA 2017). Anstelle des Netzausbaus wird zunehmend auf dezentrale Insel-Netze gesetzt, die einzelne Dörfer oder ganze Regionen elektrifizieren. Dabei kommen immer häufiger erneuerbare Energien in Kombination mit konventionellen Energieerzeugern zum Einsatz. So wurde 2014 in der bolivianischen Provinz Pando eines der weltweit größten Photovoltaik-Diesel-Hybridsysteme mit einem Batteriespeicher in Betrieb genommen, das insgesamt 55.000 Einwohner mit Elektrizität versorgt (SMA 2015).

Auch im kleineren Maßstab wurden Pilotprojekte, wie der Bau einer Hybridanlage zur Stromversorgung in der Gemeinde San Isidro del Espino durchgeführt. Die isolierte Gemeinde, in der ca. 121 Familien leben, liegt im Südosten des Landes etwa 185 km entfernt von Santa Cruz. Bis zum Bau der Anlage war ein sicherer und dauerhafter Zugang zu Elektrizität die Ausnahme. Wer die nötigen finanziellen Mittel besaß, deckte seinen Eigenbedarf an Energie über individuelle Stromaggregate oder kleine Photovoltaikanlagen ab. Ansonsten standen nur Kerzen und Petroleumlampen zur Verfügung, um abends ein wenig länger Licht zu haben (Haderspock 2017).

Das große Potenzial der Region für die Nutzung der Solarenergie ermöglichte eine ökologischere und kosteneffizientere Alternative. Mit der finanziellen Unterstützung des Staates, aber auch mit Geldern privater Investoren und internationaler Nichtregierungsorganisationen wurde das Projekt 2015 realisiert. Durch den Bau der Hybridanlage konnten die Lebensbedingungen der Bevölkerung bei der Versorgungssicherheit mit elektrischer Energie verbessert werden. Das Vertrauen der Einwohner in die Zuverlässigkeit von erneuerbaren Energiesystemen wurde ausgebaut. Heute nimmt die in Abbildung 1.1 veranschaulichte Anlage eine Vorbildfunktion für zukünftige Elektrifikationsprojekte in Bolivien ein (Haderspock 2017).

1.2 Fragestellung der Arbeit

Ist der Einsatz eines Diesel-Generators zur Versorgungssicherheit vor dem Hintergrund steigender Weltmarktpreise für endliche Energieträger und deren Nachteile für die Umwelt alternativlos?

Welche Auswirkungen hat die stärkere Verankerung erneuerbarer Energien in ein Hybridsystem, hier der Einsatz einer Kleinwindenergieanlage?

Da es kaum Arbeiten über die Nutzung und das Potenzial von Kleinwindenergieanlagen in Kombination mit weiteren Energieerzeugern in Hybridanlagen in Bolivien gibt, bot sich hier die Gelegenheit, eine Untersuchung vorzunehmen.

Außerdem hat sich gezeigt, dass der Diesel-Generator der Anlage in der Nacht für 3 – 4 Stunden eingeschaltet werden muss, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Eine Evaluation dieses Betriebsverhaltens der Anlage ist aufgrund ihrer isolierten Lage und fehlender

Kommunikationsanbindung schwer möglich. Daher wurden Messdaten der Hybridanlage von der Installations- und Wartungsfirma Enersol bereitgestellt und im Rahmen dieser Arbeit ausgewertet, um Erkenntnisse über das Betriebsverhalten zu gewinnen.

Die oben genannten Fragestellungen werden anhand von Simulationen des Hybridkraftwerks mit der anerkannten Optimierungssoftware Homer untersucht. Der hier benutzte Begriff Optimierung beinhaltet:

- Reduzierung des Dieselkraftstoffverbrauchs und damit eine Senkung der Abhängigkeit von steigenden Kraftstoffpreisen
- Verlängerung der Lebenszeit der Komponenten durch technisch effektivere Nutzung des bestehenden Systems
- Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien im System
- Reduzierung oder Nutzung von überschüssiger Energie
- Steigerung der Kosteneffizienz des Systems

Im zweiten Kapitel werden daher zuerst die Rahmenbedingungen für die Nutzung von erneuerbaren Energien in Bolivien und die technischen Grundlagen für das Verständnis von Hybridanlagen näher betrachtet. In Kapitel 3 wird die Auswertung der anlageninternen Messdaten präsentiert. Die sich daraus ergebenden Erkenntnisse werden in Kapitel 4 durch weitere Datenerhebungen für die Simulationen mit Homer ergänzt, um dann in Kapitel 5 die Ergebnisse einer systeminternen Optimierung und einer systemergänzenden Optimierung dem Ist-System gegenüber zu stellen. Anschließend werden die Grenzen und die Möglichkeiten der Optimierungsansätze diskutiert und mit den Ergebnissen anderer Projekte verglichen.



Abbildung 1.1 Photovoltaik-Diesel-Hybridanlage mit einem Batteriespeicher in der Gemeinde San Isidro del Espino – Santa Cruz – Bolivien kurz nach der Fertigstellung im Jahr 2015 (Lorberg 2016)

2 Grundlagen

2.1 Landesspezifische Informationen

Der heutige Binnenstaat Bolivien liegt im Zentrum des südamerikanischen Kontinents. Mit einer Fläche von 1.098.581 km² ist Bolivien etwa drei Mal so groß wie Deutschland (Pampuch 2009). Laut dem bolivianischen Statistikinstitut (INE) liegt die aktuelle Einwohnerzahl bei rund 11,1 Millionen Menschen (INE 2017).

2.1.1 Bolivien – Menschen, Kultur, Geschichte, Politik

Die Bevölkerung unterteilt sich in 36 indigene Volks- und Sprachgruppen, von denen die Aymara, Quechua und Guarani den Großteil ausmachen (INE 2016). Sie verteilen sich vor allem auf die ländlichen Gebiete Boliviens. Nachkommen spanischer Kolonisatoren und Mestizen leben hauptsächlich in den großen Städten La Paz, Santa Cruz, Sucre und Cochabamba. Letztere bildeten seit der Kolonialisierung die politische und wirtschaftliche Elite des Landes. Die indigene Bevölkerung wurde lange Zeit unterdrückt und zur Arbeit in rohstoffreichen Minen gezwungen (Pampuch 2009).

Die aktuelle Regierung von Evo Morales, der als erster indigener Präsident 2005 demokratisch gewählt wurde, ist seither bemüht, der Mehrheitsbevölkerung die Teilhabe an dem politischen, kulturellen und wirtschaftlichen Leben zu ermöglichen. Die durch einen Volksentscheid 2009 in Kraft getretene Verfassung, die Umbenennung der Republik in Plurinationaler Staat Bolivien, sowie die Verstaatlichung weiter Teile der Industrie sind der Versuch, die jahrhundertelange Benachteiligung der indigenen Bevölkerung aufzuheben (Pampuch 2009).

Es konnten bedeutende Fortschritte bei der Bekämpfung der Armut erzielt werden. So sank der Anteil der in Armut lebenden Menschen von 66 % im Jahr 2000 auf 39 % im Jahr 2016 (Weltbank 2018). Dennoch verzeichnet Bolivien das niedrigste Pro-Kopf-Einkommen im Vergleich zu anderen südamerikanischen Ländern (Weltbank 2018). Trotzdem ist Bolivien ein reiches Land. Es verfügt über eine großes Potenzial an erneuerbaren Energien und ein großes Vorkommen an Bodenschätzen. Diese wurden, wie aus der historischen Entwicklung hervorgeht, häufig von ausländischen Konzernen ausgebeutet. Die bolivianische Wirtschaft gilt daher als schwach industrialisiert und ist abhängig von Rohstoffexporten (Pampuch 2009).

Die Gemeinde El Espino liegt im südöstlichen Teil Boliviens. Sie ist einer der 558 Comunidades, verteilt über 3 Departamentos (Tarija, Santa Cruz, Chuquisaca), die sich zu der Mancomunidad El Chaco Boliviano zusammengeschlossen haben. El Chaco Boliviano nimmt 12 % der Gesamtfläche des Landes ein, aber es leben dort nur ca. 3,6 % der Einwohner. Mit einer Bevölkerungsdichte von 2,3 Einwohner/km² ist die Region somit sehr dünn besiedelt. Etwa 57 % der Menschen leben in ländlichen Gebieten, wozu verstreute Siedlungen und Gehöfte bis zu einer Größe von 2000 Einwohnern zählen. Viele Gemeinden haben mit einer negativen Entwicklung der Bevölkerungszahlen zu kämpfen. Der Grund hierfür sind die rauen Lebens- und Klimabedingungen. So mangelt es an ausreichend sauberem Wasser, Lebensmitteln, Bildung, sanitären Anlagen und Arbeitsperspektiven. Ein Großteil der Menschen geht landwirtschaftlicher Arbeit nach. Die meisten Siedlungen liegen isoliert und sind nur schwer zu erreichen, weshalb der Anschluss an Strom- und Kommunikationsnetze mit hohen Kosten verbunden ist (VPTMA 2006).

2.1.2 Geographische Bedingungen

Bolivien teilt sich in drei geographische Zonen (Pampuch 2009):

- Altiplano und Andengebirge im Westen
- Subandine Zone zwischen Hoch- und Tiefland
- Tiefebene im Osten

Abbildung 2.1 zeigt die Topographie in der Umgebung der Gemeinde San Isidro del Espino. Westlich der Gemeinde erstreckt sich die Hügel- und Bergregion der subandinischen Zone. Östlich eröffnen sich die Tiefebene des Chaco Boliviano, die zu 69 % mit Wald und 23 % Büschen bedeckt sind (VPTMA 2006). Die Hybridanlage liegt etwas abseits der Gemeinde auf einer hindernisfreien, ebenerdigen Fläche von ca. 10.000 m². Die Vegetation im Umfeld der Gemeinde ist geprägt von niedrigen, dornigen Büschen und vereinzelt Bäumen, die eine Höhe von schätzungsweise 7,5 Metern erreichen.

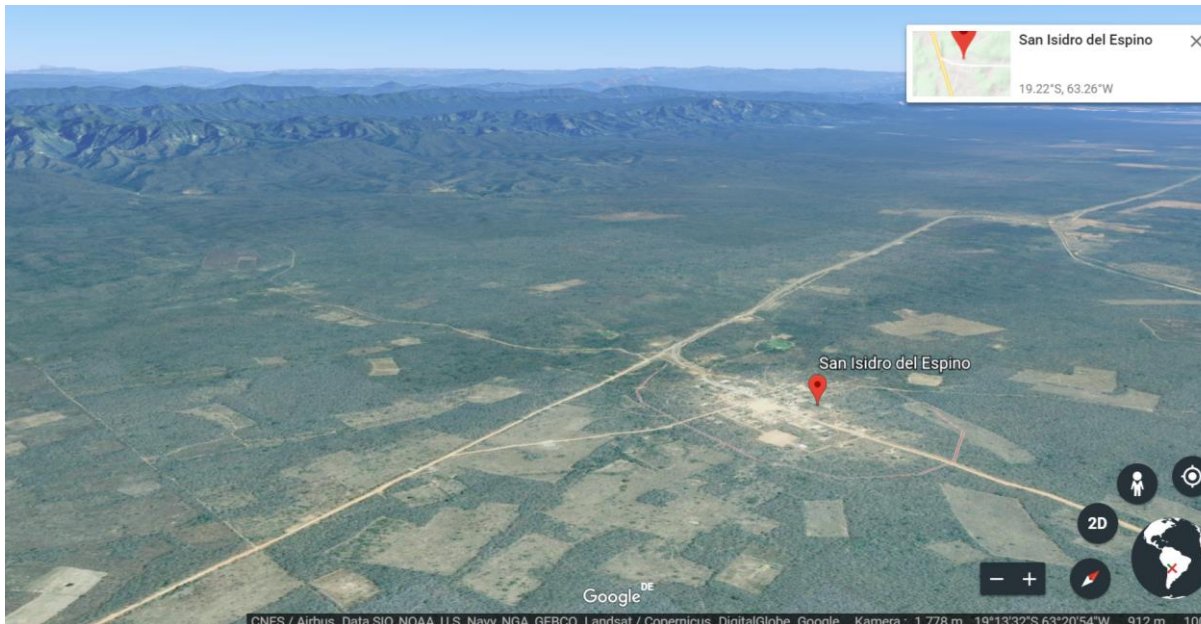


Abbildung 2.1 Topographische Bedingungen in der Umgebung der Gemeinde San Isidro del Espino (Google 2018)

2.1.3 Klimatische Bedingungen

Die meteorologischen Messdaten der 201 Messstationen Boliviens liefern die Grundlagen, um die klimatischen Verhältnisse eines Standortes zu beurteilen. Der Nationale Dienst für Meteorologie und Hydrologie (SENAMHI) ist zuständig für die Überwachung der Messstationen. Abbildung 2.2 zeigt, dass vor allem in den östlichen Regionen des Tieflandes das Netz an Messstationen sehr dünn ausgebaut ist. Die nächstgelegene Messstation von El Espino liegt nördlich im 50 km entfernten Abapó. Dort werden tägliche und monatliche Werte über die maximale, minimale und durchschnittliche Temperatur, sowie über die Niederschlagsmenge an Regenwasser erhoben. Messungen über die Sonneneinstrahlung oder die Windgeschwindigkeit werden jedoch nicht durchgeführt. Die nächstgelegene Messstation, die die Windgeschwindigkeit misst, liegt ca. 100 km südlich der Gemeinde in der Kleinstadt Camiri. Sowohl die Messdaten in Abapó als auch in Camiri weisen viele Lücken auf. Tabelle 2.1 zeigt die durchschnittlichen Temperaturen im Jahr 2016 in Abapó. Es werden keine Angaben darüber gemacht, wie die Messdaten zustande gekommen sind.

Tabelle 2.1 Durchschnittliche monatliche Temperaturen T_{\emptyset} , T_{min} , T_{max} in °C und Niederschlagsmenge p in mm in der Gemeinde Abapó im Jahr 2016 (SENAMHI 2016)

| | Jan | Feb | Mrz | Mai | Jun | Jul | Aug | Sep | Okt | Nov | Dez |
|-----------------|-------|------|-------|------|------|------|------|------|-----|------|------|
| T_{\emptyset} | 29,5 | 29,0 | 24,5 | 26,7 | 19,5 | 17,9 | 21,9 | 23,1 | - | - | - |
| T_{min} | 22,3 | 22,1 | 19,0 | 15,1 | 13,8 | 14,3 | 14,9 | - | - | - | - |
| T_{max} | 36,3 | 36,0 | 29,4 | 34,4 | 23,9 | 22,1 | 29,6 | 31,2 | - | - | - |
| p | 207,7 | 98,3 | 112,9 | 23,0 | 47,3 | 13,4 | 4,3 | 15,5 | 8,5 | 31,6 | 36,1 |

Die höchsten Temperaturen werden in den Monaten Oktober bis Februar erreicht. Die durchschnittliche tägliche Höchsttemperatur liegt in dieser Zeit bei über 32°C. Die kühlestes Temperaturen treten zwischen Mai bis Juli auf. Auch in der Nacht sinken die Temperaturen nicht unter 5°C (CLV 2018).

Die monatlichen Regenfälle in der Region variieren im Jahresverlauf extrem. Die höchsten durchschnittlichen Niederschlagsmengen von bis zu 139 mm treten in den Monaten der Regenzeit von Oktober bis April auf. Im Gegensatz dazu sind die Monate der Trockenzeit von Mai bis September sehr niederschlagsarm (CLV 2018). Regelmäßig kommt es zu starken Dürrephasen, die die Lebensgrundlage (Landwirtschaft) der dort lebenden Menschen akut gefährden (VPTMA 2006).

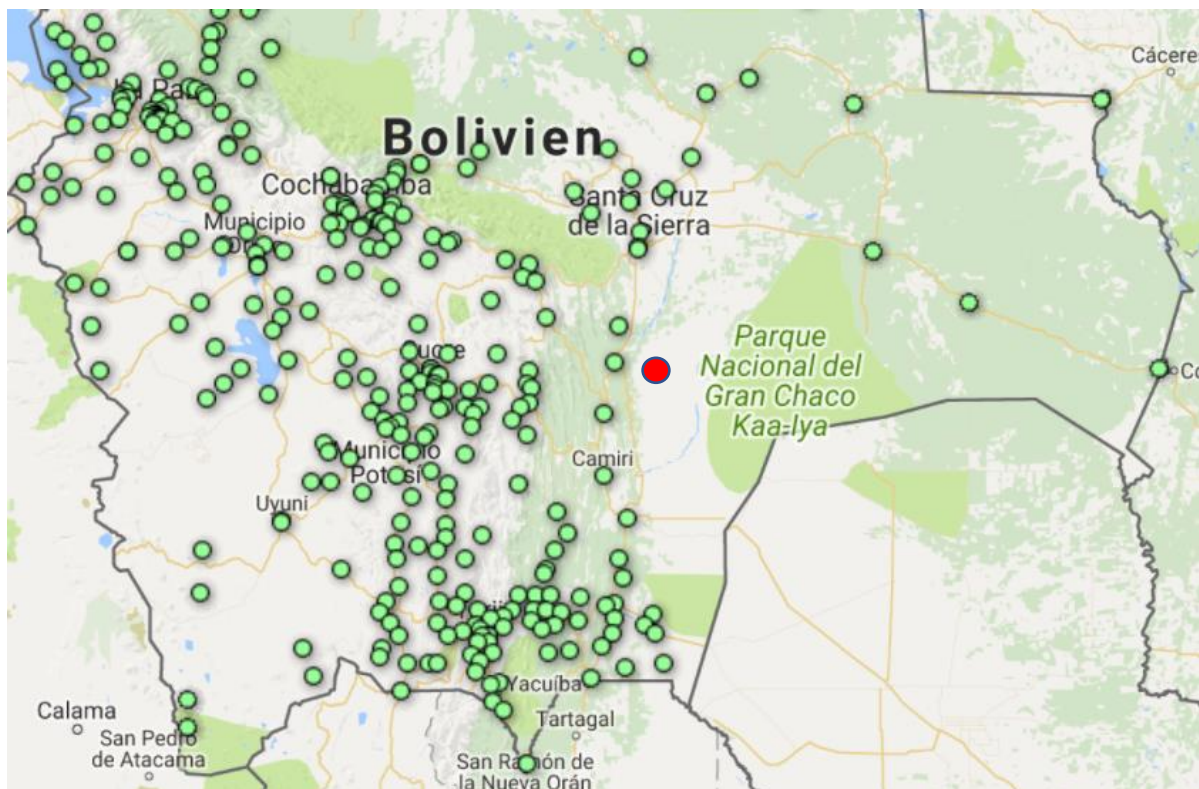


Abbildung 2.2 Standorte der 201 meteorologischen Messstationen Boliviens (Grüne Punkte), ungefährender Standort der Gemeinde El Espino (roter Punkt) (Nach Google 2018)

Potentiale der Solarenergie

Die Abbildung 2.3 zeigt die jahresdurchschnittliche tägliche Sonneneinstrahlung in Bolivien und einen vergrößerten Ausschnitt der Region des Chaco Boliviano, in der die untersuchte Hybridanlage liegt. Die höchsten täglichen Werte von mindestens 5 kWh/m²/Tag werden dabei auf der westlichen Hochebene des Altiplanos erreicht. In der südöstlichen Region des Chaco Boliviano variieren die täglichen Strahlungswerte zwischen 6,3 kWh/m²/Tag und 4,2 kWh/m²/Tag. Die Gemeinde El Espino befindet sich in der Zone mit der täglichen Einstrahlung zwischen 4,8 kWh/m²/Tag bis 5,1 kWh/m²/Tag. Die Stadt Freiburg im Vergleich, eine der sonnenreichsten Städte Deutschlands, weist lediglich Werte von 3,1 kWh/m²/Tag auf (Meteonorm 2018). Diese hohen Einstrahlungswerte lassen sich mit der Nähe Boliviens zum Äquator und seinen Höhenlagen begründen. Somit ergeben sich vorteilhafte Bedingungen für die Nutzung von Solarmodulen.

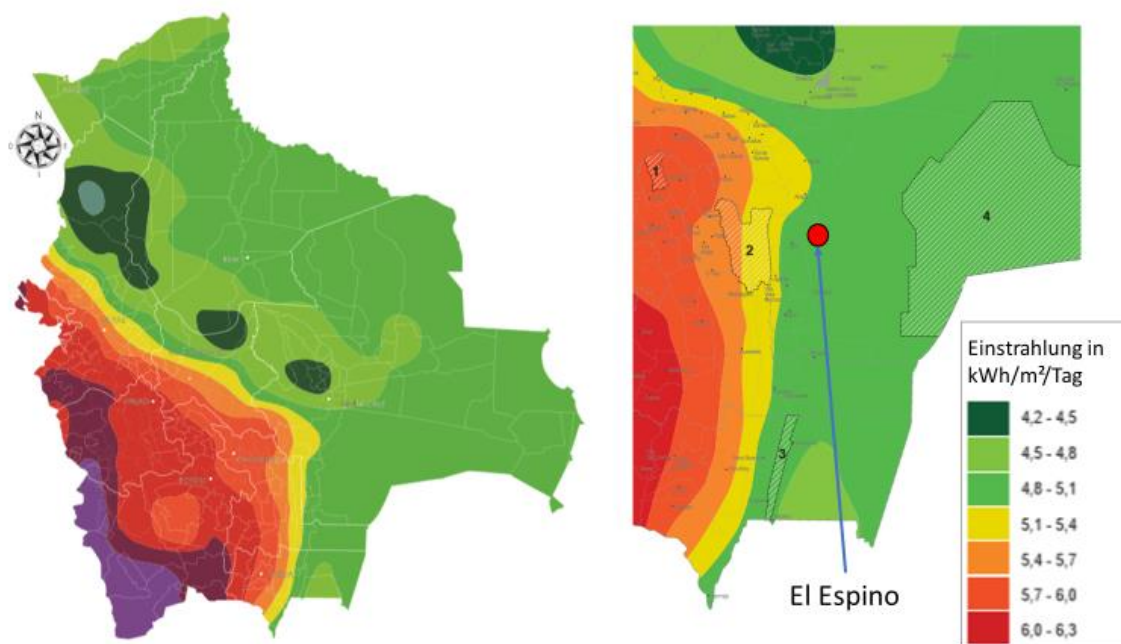


Abbildung 2.3 Jahresdurchschnittliche tägliche Sonneneinstrahlung in Bolivien in kWh/m² und Tag (Nach Energetica 2015)

Potential der Windenergie

Der in Abbildung 2.4 aufgezeigte Windatlas beschreibt die jahresdurchschnittliche Windgeschwindigkeit in Bolivien in einer Höhe von 10 m über der Oberfläche (TDE 2008). Die größten Potenziale für die Nutzung der Windenergie in Bolivien konzentrieren sich auf die Departamentos Chochabamba, Santa Cruz und auf einige Regionen des Altiplanos, in denen eine jährliche durchschnittliche Windgeschwindigkeit von mehr als 3 m/s in einer Höhe von 10 m erreicht wird. Anhand des Windatlasses weist die Gemeinde El Espino ein geringes Potenzial für die Nutzung der Windenergie auf. Es werden lediglich Werte zwischen 2 m/s – 3 m/s im Jahresdurchschnitt erreicht. Windverhältnisse eines spezifischen Standorts können jedoch von den allgemeinen Angaben im offiziellen Kartenwerk deutlich abweichen (Fernández 2012).

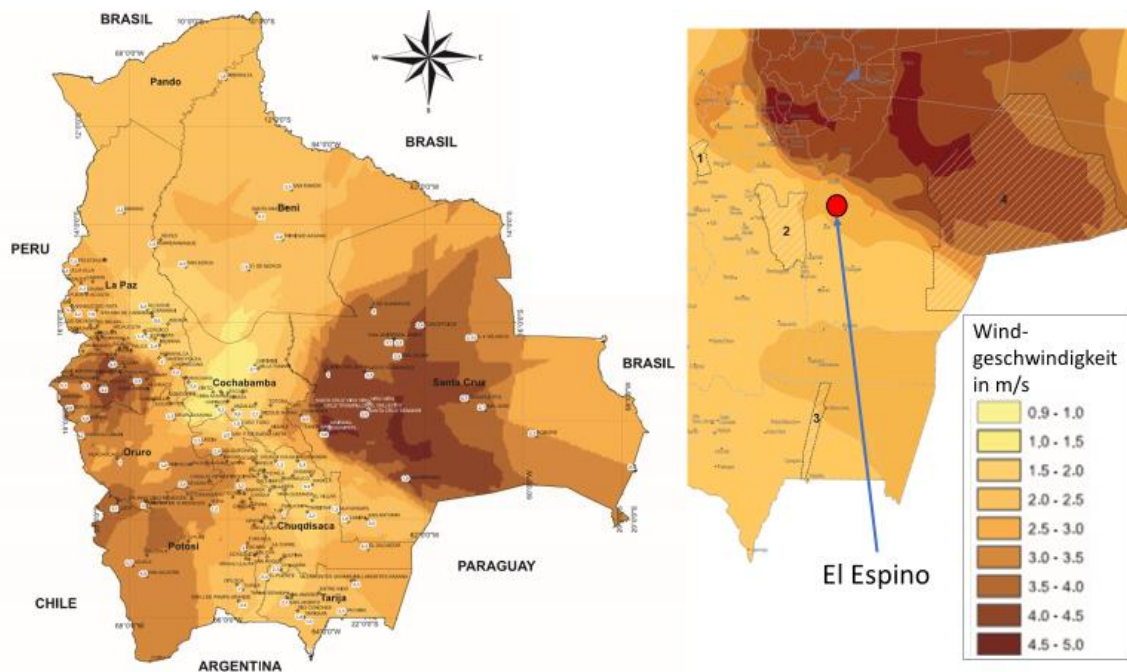


Abbildung 2.4 Jahresdurchschnittliche Windgeschwindigkeit in Bolivien in m/s (Nach TDE 2008)

2.1.4 Energiepolitische Rahmenbedingungen

Laut dem bolivianischen Statistikinstitut (INE) verfügten 2012 ca. 95 % der urbanen Bevölkerung und ca. 57 % der ruralen Bevölkerung über einen Zugang zu Elektrizität (INE 2012). Die großen Städte in den Departamentos werden dabei durch das Nationale Stromnetz (SIN) mit elektrischer Energie versorgt. Das Stromnetz beinhaltet Hoch- und Mittelspannungstrassen in den verschiedenen Regionen Boliviens. Die restlichen Gebiete werden durch Inselsysteme versorgt oder haben noch keinen dauerhaften Zugang zu Elektrizität (MHE 2014, S. 21).

Die installierte Leistung der Inselsysteme belief sich im Jahre 2013 auf ca. 253 MW, von der ca. 97 % durch konventionelle Energieträger und 3 % durch erneuerbare Energien bereitgestellt wurde. Solar- und Windkraft spielten bisher in beiden Teilen des Energiemarktes nur eine untergeordnete Rolle (MHE 2014 S. 21). Bis 2025 sollen die erneuerbaren Energien stark ausgebaut werden, um den Energiemix des Landes weiter zu diversifizieren und um konventionelle Energieträger zu ersetzen. Eine Strategie ist, konventionell betriebene Kraftwerke durch Hybridanlagen, bestehend aus erneuerbaren Energieerzeugern zu ersetzen oder zu ergänzen (MHE 2014 S. 79).

Die größten isolierten Systeme befinden sich in den östlichen und südlichen Tiefebene der Departamentos Beni, Santa Cruz und Tarija. Die Inselsysteme werden im Wesentlichen von zwei Unternehmen betrieben, die für die Erzeugung und die Übertragung des Stroms zuständig sind (MHE 2014 S. 79–81):

- Empresa Nacional de Electricidad (ENDE): Sie betreibt die Photovoltaik-Diesel-Hybridanlage in Cobija mit einer Leistung von 5 MW.
- Cooperativa Rural de Electrificación (CRE): Die ländliche Elektrifizierungskooperative betreibt insgesamt fünf isolierte Hybridanlagen im Departamento Santa Cruz, darunter auch die Hybridanlage in El Espino.

Gesetze und Förderungen

Eine wichtige Strategie zur Gleichstellung der ländlichen Bevölkerung besteht in der Umsetzung des in der Verfassung festgeschriebenen Rechtes auf Zugang zu Elektrizität eines jeden Bolivianers. Bis 2025 soll dieses Recht umgesetzt sein (MHE 2014, S. 29).

Die neue Verfassung beschäftigt sich daneben in den Artikeln 378 und 379 mit dem Stromsektor. Dort heißt es, alle Stromquellen sind von strategischem Interesse. Strom soll effizient und ökologisch gewonnen werden. Der Staat garantiert die Stromversorgung (MHE 2014, S. 30). Die konkrete Umsetzung des Verfassungsrechtes erfolgt bereits durch staatliche Programme wie „Elektrizität für ein Leben in Würde“ (PEVD). Diese Projekte richten sich vor allem an isolierte Gebiete, die nicht an das nationale Stromnetz angeschlossen sind. Dabei geht es vor allem um die Elektrifizierung von Schulen, Krankenstationen und dem Aufbau von Telekommunikationsnetzen. Hier kommen überwiegend erneuerbare Energiesysteme zum Einsatz (MHE 2014, S. 36).

Laut Michael Mechlinski existieren bisher keine direkten Förderprogramme der Regierung in Bezug auf erneuerbare Energien (AHK Bolivien 2015). Die zukünftige Entwicklung im Energiesektor lässt aber bereits eine neue Gesetzesvorlage erkennen, die erneuerbare Energien stärker berücksichtigt (OLADE 2013, S. 20).

2.2 Hybridkraftwerke als dezentrale Energiesysteme

Ein Hybridsystem zur Erzeugung von elektrischer Energie besteht aus einer Kombination verschiedener Energieerzeugungsarten (Mertens 2015, S. 256). Um die Elektrifizierung netzferner Gebiete ganzjährig und kontinuierlich sicherzustellen, werden häufig Hybridkraftwerke eingesetzt. Erneuerbare Energiesysteme, die nur aus einer Energiequelle bestehen, haben den Nachteil, dass sie aufgrund von saisonalen Schwankungen des Energieangebotes von Wind, Sonne und Wasser sehr groß ausgelegt werden müssten (Strauß 2009).

Je nach Standort und Ressourcenverfügbarkeit werden Energieerzeuger wie Photovoltaik-Generatoren, Windturbinen, Kleinwasserkraftwerke und Biogasanlagen verwendet. Daneben dienen Diesel-Generatoren und Batteriespeicher zur Überbrückung von Schlechtwetterperioden. Verbraucher und Erzeuger können auf der Wechselstromseite (AC) oder auf der Gleichstromseite (DC) an das System gekoppelt werden. Das macht die Verwendung von elektrischen Stromrichtern notwendig. Bei größeren Systemen werden intelligente Steuerkomponenten verwendet, um den Betrieb des gesamten Systems zu regulieren (Mertens 2015, S. 256). Tabelle 2.2 zeigt die Vor- und Nachteile eines Hybridkraftwerkes gegenüber Kraftwerken die ausschließlich mit Dieselaggregaten arbeiten.

Tabelle 2.2 Vor- und Nachteile eines Hybridkraftwerkes gegenüber Kraftwerken die ausschließlich mit Dieselaggregaten arbeiten (Mertens 2015, S. 256) (Strauß 2009)

| Vorteile | Nachteile |
|---|--|
| Kostengünstiger im Betrieb aufgrund des hohen Wartungsaufwandes, der kurzen Lebensdauer und des schlechten Teillastwirkungsgrades von Diesel-Generatoren | Aufwendige Systemelektronik notwendig, um die Energieströme der einzelnen Komponenten effizient zu nutzen |
| Höhere Versorgungssicherheit , da auf verschiedene Energieerzeuger zurückgegriffen werden kann | Aufwendigere Wartungsarbeiten als bei Systemen die nur einen Diesel-Generator warten müssen |
| Geringere Umweltbelastung: Senkung der Treibhausgasemissionen aufgrund eines geringeren Kraftstoffverbrauchs | Überdimensionierung möglich, wenn jede Energiequelle darauf ausgelegt ist, den Bedarf abzudecken |

2.2.1 Unterscheidung von Hybridsystemen

Hybridsysteme werden häufig danach unterschieden, auf welcher Systemebene die Erzeuger und Verbraucher miteinander gekoppelt sind. Man unterscheidet folgende Systeme (Strauß 2009) (Mertens 2015, S. 256) (DGS 2013):

- Wechselstrom-Hybridsysteme (AC-Systeme)
- Gleichstrom-Hybridsysteme (DC-Systeme)
- Gleichstrom-Wechselstrom-Systeme (AC-DC-Systeme)

Im Falle von DC-Systemen sind alle Erzeuger und Verbraucher auf der Gleichstromseite miteinander verbunden. Für sogenannte Solar-Home-Systems (SHS), die primär für die Beleuchtung bei geringen Leistungsbereichen genutzt werden, kommen diese Systeme zur Anwendung. Die Entfernungen zwischen Erzeuger und Verbraucher sind möglichst kurz. Um entlegene AC-Verbraucher im mittleren Leistungsbereich mit Gleichstromgeneratoren zu versorgen, eignen sich besonders AC-DC-Mischsysteme (Abbildung 2.5). Zur Elektrifizierung ganzer Dörfer werden üblicherweise alle Erzeuger und Verbraucher, wie in Abbildung 2.6 ersichtlich, auf der AC-Seite angekoppelt. Dies bietet den Vorteil, dass sich das System flexibel mit weiteren Komponenten ergänzen lässt (Strauß 2009) (Mertens 2015, S. 256).

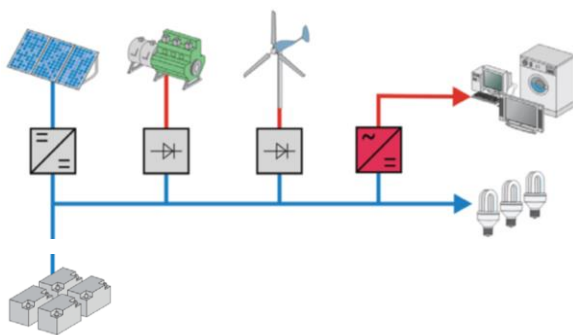


Abbildung 2.5 Hybridanlage als AC- DC- System:
Eine blaue Leitung steht für Gleichstrom, eine rote
Leitung steht für Wechselstrom (SMA 2012)

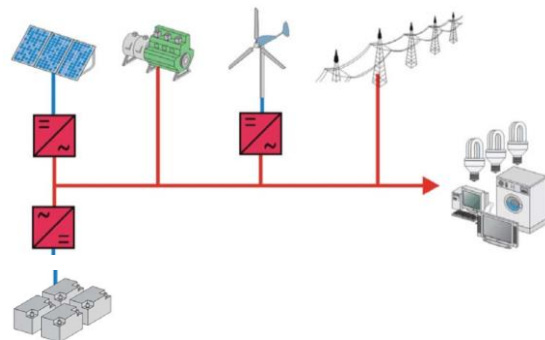


Abbildung 2.6 Hybridanlage als reines
AC- System (SMA 2012)

Im Folgenden werden die einzelnen Komponenten eines Hybridkraftwerkes näher untersucht.

2.2.2 Photovoltaik-Generator

Die Hauptkomponente eines Photovoltaik-Generators ist das Solarmodul. Dieses nutzt den Photoeffekt, um aus Licht elektrische Energie zu erzeugen. Es besteht aus einzelnen in Reihe geschalteten Solarzellen. Die Eigenschaften von Solarzellen werden durch die Einstrahlung der Sonne und die Umgebungstemperatur beeinflusst. Wie Abbildung 2.7 aufgezeigt, nimmt der Kurzschlussstrom bei konstanter Temperatur linear mit der Einstrahlung zu. Die Leerlaufspannung ändert sich nur geringfügig. Im Gegensatz dazu sinkt die Leerlaufspannung, wie Abbildung 2.8 zeigt, bei der Erhöhung der Temperatur, wenn man davon ausgeht, dass die Einstrahlung konstant bleibt. Der Strom ändert sich dabei kaum. Dieses Verhalten von Solarzellen ist im Labor bei Standard-Test-Bedingungen (STC) zu beobachten. Im realen Betrieb eines Solarmoduls ändern und beeinflussen sich die Parameter ständig (Mertens 2015, S. 166-167).

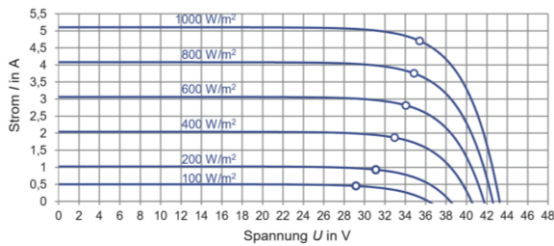


Abbildung 2.7 Kennlinie eines Solarmoduls bei verschiedenen Einstrahlungen und konstanter Modultemperatur von 25°C (Spektrum: AM 1,5) (Mertens 2015, S. 166)

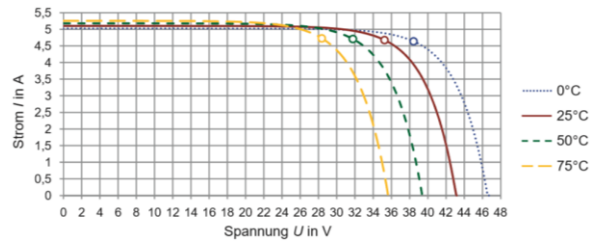


Abbildung 2.8 Kennlinie eines Solarmoduls bei verschiedenen Modultemperaturen (Einstrahlung: 1000 W/m², Spektrum: AM 1,5) (Mertens 2015, S. 167)

Einzelne Solarmodule werden parallel oder in Serie geschaltet, um die Leistungsanforderungen des Systems zu erfüllen. Bei einer Parallelschaltung von Solarmodulen bleibt die Leerlaufspannung unverändert, wohingegen sich die Teilströme addieren. Anders sieht es bei einer Reihenschaltung aus. Hier bleibt der Kurzschlussstrom gleich und die Leerlaufspannung setzt sich aus der Addition der Einzelspannungen zusammen (Mertens 2015, S. 159–160).

2.2.3 Diesel-Generator

Dieselbetriebene Notstromaggregate bestehen aus einer Kombination aus Verbrennungsmotor und Stromgenerator. Die im Brennstoff gespeicherte Energie wird erst in mechanische Energie umgewandelt, um anschließend im Stromgenerator elektrische Energie zu erzeugen. In Hybridsystemen werden Diesel-Generatoren häufig als sogenannte Backup-Generatoren integriert, um Versorgungsengpässe zu überbrücken und das System wirtschaftlicher zu machen. Anhand definierter Systemgrößen können sie gezielt ein- und ausgeschaltet werden. Wichtige Faktoren für bei der Planung eines Hybridsystems mit Diesel-Generatoren sind die Verfügbarkeit des Kraftstoffes und der Wirkungsgrad. Dieser liegt bei modernen Diesel-Generatoren zwischen 30 bis 40 % (Zahoransky 2012, S. 186). In niedrigen Leistungsbereichen ist der Betrieb eines Dieselgenerators sehr ineffizient aufgrund eines erhöhten Brennstoffverbrauchs. Dies führt zu erheblich höheren Betriebs- und Wartungskosten. Daher ist eine passende Dimensionierung wichtig (SMA 2012).

Der größte Vorteil von Stromaggregaten gegenüber erneuerbaren Energien besteht darin, dass sie geringere Anschaffungskosten aufweisen und die Energie auf Abruf erzeugen können.

Andererseits sind sie abhängig von fossilen Energieträgern, Öl- und Schmierstoffen und einer regelmäßigen Wartung (WPF 2018). Hinzu kommt, dass die Preise dieser Betriebsstoffe Schwankungen ausgesetzt sind (Quaschnig 2015, S. 410). Darüber hinaus erzeugen sie ungenutzte Abwärme und emittieren Treibhausgase durch den unvollständigen Verbrennungsprozess. Hinzu kommt der Transport des Kraftstoffes in die abgelegenen Siedlungen. Im Vergleich zu erneuerbaren Energien haben Stromaggregate hohe Betriebskosten.

Die Lebensdauer eines Dieselgenerators hängt stark von der Anzahl der Betriebsstunden und den Betriebsbedingungen ab und nicht von seinem Alter. Daher gibt es keine gesicherten Datenquellen über die Langlebigkeit eines Generators. Diese kann jedoch über den Motortyp abgeschätzt werden (Homer 2012).

2.2.4 Kleinwindkraftanlage

Windenergieanlagen werden heutzutage meist zur elektrischen Stromerzeugung genutzt, indem die kinetische Energie des Windes einen Rotor in eine Drehbewegung versetzt, der daraufhin einen Stromgenerator antreibt.

Im Bereich der Kleinwindenergieanlagen gibt es bisher keine allgemein geltende Definition. Auf internationaler Ebene werden Anlagen mit einer Nennleistung kleiner als 100 kW also Kleinwindkraftanlagen klassifiziert (Jüttemann 2017). Der Bundesverband Kleinwindanlagen zählt hingegen alle Anlagen bis zu 200 m² Windangriffsfläche dazu (BVKW 2018).

Es gibt eine Vielzahl unterschiedlicher Windturbinen, die nach ihrer Größe, ihrer Leistung, ihrer Anzahl an Rotorblättern, ihrer Position der Achse oder nach der Art des Generators charakterisiert werden können. Anlagen mit horizontaler Rotorachse und drei Rotorblättern sind die gängigste Bauart, da sie die höchsten Wirkungsgrade erreichen und die mechanische Belastung gut verteilen (Quaschnig 2015, S. 288-291).

Wichtige Parameter für die Nutzung von Windenergieanlagen

Windgeschwindigkeit: Die Leistung einer Windturbine ist eng mit der verfügbaren Windgeschwindigkeit verknüpft. So geht die Windgeschwindigkeit mit der dritten Potenz in die Leistungsberechnung einer Windturbine ein (Quaschnig 2015, S. 286). Die Leistung einer Windenergieanlage steigt also überproportional mit wachsender Windgeschwindigkeit. Für den wirtschaftlichen Betrieb einer Kleinwindanlage sollte die Jahreswindgeschwindigkeit bei mindestens 4 bis 5 m/s in Nabenhöhe liegen (Jüttemann 2017). Die Windgeschwindigkeit allein sagt jedoch wenig über die Windverhältnisse eines Standortes aus. Daher muss die Häufigkeitsverteilung der auftretenden Windgeschwindigkeiten untersucht werden (Quaschnig 2015, S. 276).

Rotorfläche: Bei Windenergieanlagen mit horizontaler Achse geht der Radius des Rotors mit der zweifachen Potenz in die Leistungsformel ein. Somit führt ein doppelt so großer Radius zu einer viermal höheren Leistung (Simon 2010). Über die flächenspezifische Leistung, also die Nennleistung dividiert durch die Rotorfläche, lässt sich erkennen, ob ein Windenergieanlage geeignet ist für einen bestimmten Standort. Werte von 250 W/m² weisen auf eine Schwachwindauslegung hin. Werte von 500 W/m² und größer sprechen für eine Starkwindauslegung (BWE 2013, S. 183).

Leistungskurve: Über die Leistungskurve des Herstellers einer Windenergieanlage kann abgelesen werden, welche Leistung die Turbine bei welcher Windgeschwindigkeit erreicht. Die charakteristische Größe einer Windenergieanlage ist ihre Nennleistung. Diese wird bei einer angegebenen Nenngeschwindigkeit erreicht. Der Betriebsbereich einer Windenergieanlage liegt zwischen der Einschaltgeschwindigkeit, bei der sie beginnt, elektrische Leistung abzugeben und ihrer Abschaltgeschwindigkeit. Anlagen mit niedriger Einschalt- oder Nenngeschwindigkeit eignen sich besser für Standorte mit schwachen Windverhältnissen (BWE 2013, S. 183).

Rauheit des Geländes und Nabenhöhe: Die Windverhältnisse eines Standortes hängen von der Rauheit des umgebenden Geländes ab. Hindernisse in der Umgebung des Standortes können die Windgeschwindigkeit stark abbremsen. Die Landschaft wird daher in sogenannte Rauheitsklassen und Rauheitslängen eingeteilt. Mit zunehmender Höhe nimmt die Windgeschwindigkeit zu (Quaschnig 2015, S 277–279). Daher sollte ein möglichst hoher Mast gewählt werden.

Standortwahl: Für die Auswahl des Standortes einer Windenergieanlage ist eine freie Anströmung in Hauptwindrichtung von Bedeutung. Bei der Errichtung einer Windenergieanlage sollten außerdem die Schallemissionen und die Gefährdung für Vögel und Fledermäuse berücksichtigt werden (Jüttemann 2017).

2.2.5 Batteriespeicher

Wenn im Rahmen dieser Arbeit der Begriff Batterie verwendet wird, ist von wiederaufladbaren Sekundärbatterien beziehungsweise Akkumulatoren die Rede.

Es existieren verschiedene Akkutypen zur Speicherung elektrischer Energie in Inselsystemen, die sich hinsichtlich des Preises, der Speicherdichte, der Lebensdauer und der Selbstentladung unterscheiden. Zur Energiespeicherung in Inselsystemen werden überwiegend Bleiakkus verwendet. U.a. aufgrund des geringen Preises im Vergleich zu anderen Speichertechnologien stellen sie die etablierteste Batterietechnologie dar, wodurch bereits viel Felderfahrung besteht (Mertens 2015, S. 242).

Alterungseffekt von Blei-Säure-Akkus

Bleisäureakkus bestehen aus zwei durch Separatoren getrennte Elektroden, die sich in einem Kunststoffgehäuse befinden. Dieses ist mit einem Elektrolyten aus verdünnter Schwefelsäure (H_2SO_4) gefüllt. Durch den Lade- und Entladeprozess entsteht über die Nutzungszeit eine Sulfatschicht an den Elektroden, die die Kapazität der Batterie verringert. Die Lebensdauer einer Batterie wird oft als Zyklenlebensdauer bezeichnet. Abbildung 2.9 zeigt die Anzahl von Ladezyklen an, die ein Akku bei einer bestimmten Entladetiefe erreicht, bevor er ersetzt werden muss. Der Alterungseffekt wird mit zunehmender Entladetiefe (DOD) größer (Mertens 2015, S. 220–223).

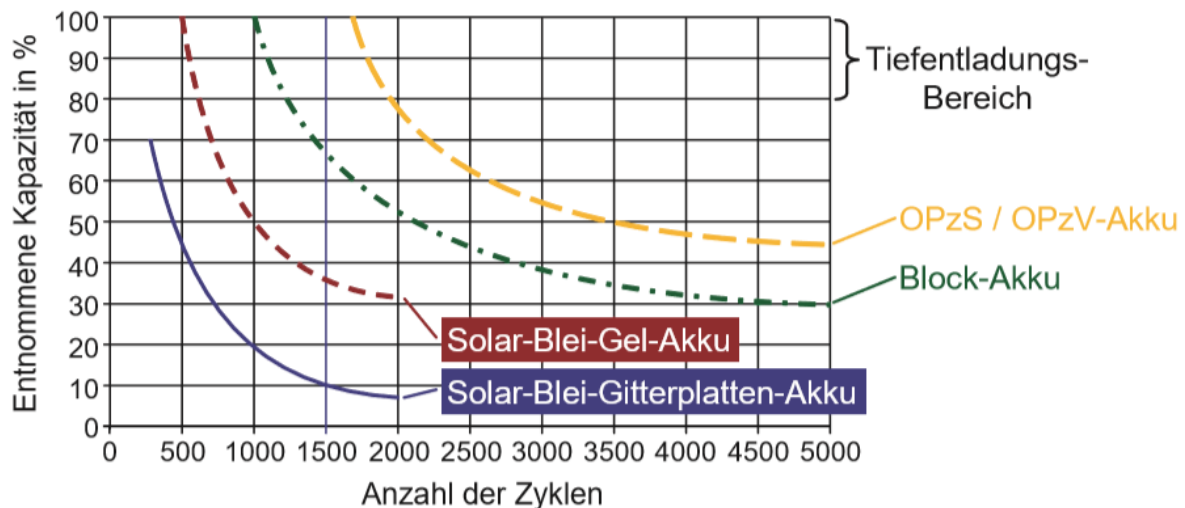


Abbildung 2.9 Lebensdauer verschiedener Akku-Typen: Je tiefer der Akku entladen wird, desto weniger Zyklen kann er bis zum Erreichen seiner Lebensdauer durchführen (Mertens 2015, S.221) nach (DGS 2013)

Akkumulatoren sollten vor Tiefenentladung geschützt werden, um eine lange Zyklenlebensdauer zu erreichen. Außerdem sinkt die erreichbare Zyklenzahl mit zunehmender Temperatur. Daher ist eine Lagerung in einem trocken Raum bei nicht zu tiefen und nicht zu hohen Temperaturen empfehlenswert (Quaschnig 2015, S. 232-233)

2.2.6 Wechselrichter

Verschiedene Wechselrichter übernehmen in einem Hybridsystem die Aufgabe der Stromwandlung.

Photovoltaik-Wechselrichter

Photovoltaik-Wechselrichter sind notwendig, um den Gleichstrom des Photovoltaik-Generators in einen möglichst sinusförmigen Wechselstrom zu wandeln, der dann in das Inselnetz eingespeist werden kann. Seine Ausgangsspannung wird dabei durch die Netzfrequenz bestimmt. Verändert sich die Frequenz, passt sich das Gerät an den jeweiligen Energiebedarf an. Die Einspeisung geschieht synchron zur Wellenform von Strom und Spannung des Inselnetzes. Dabei hängt die Höhe des eingespeisten Stromes von einem guten Wirkungsgrad im Teillast- wie im Spitzenlastbereich ab. Zur bestmöglichen Leistungsausbeute ermittelt der Wechselrichter den optimalen Betriebspunkt (MPP) des Photovoltaik-Generators und passt diesen an die sich verändernde Einstrahlung im Tagesverlauf an. Ebenfalls liefern moderne Wechselrichter Informationen über die aktuellen Zustandsdaten der Anlage (Mertens 2015, S.196).

Batterie-Wechselrichter

Batterie-Wechselrichter sind das Kernstück einer AC-Hybridanlage und bilden mit dem Batteriespeicher eine Einheit. So erzeugen sie ein stabiles Wechselstromnetz (Mertens 2015, 256–257). Eine ihrer Aufgaben ist die Regelung dieses Inselnetzes. Dazu verfügt der Batteriewechselrichter über ein Systemmanagement, das Regeln beinhaltet, die die Energieflüsse zwischen den Hauptkomponenten steuern. Als Steuerungsregel werden häufig Sollwerte festgelegt, bei deren Erreichen die jeweiligen Komponenten eine andere Betriebsweise umsetzen (SMA 2012). Verringert der Batteriewechselrichter beispielsweise die Frequenz des Inselnetzes, ist das der Befehl für andere Wechselrichter ihre Wirkleistung zu reduzieren (Mertens 2015, 256–257).

Dies ist besonders an sonnenreichen Tagen mit hoher Einstrahlung der Fall. Überschüssige Energie des Photovoltaik-Generators wird über den Batteriewechselrichter zum Laden des Batteriespeichers genutzt. Ist die Batterie bereits vollgeladen, wird die Leistung des Photovoltaik-Generators abgeregelt (SMA 2012).

Des Weiteren übernimmt das Systemmanagement den Befehl für den Start des Diesel-Generators. Dies kommt üblicherweise in den Nachtstunden oder bei einem hohen Verbrauch vor, wenn die maximale Entladetiefe (DOD) des Batteriespeichers erreicht ist (SMA 2012).

Zur möglichst langen Nutzung der Akkumulatoren ist ein Laderegler in dem Batterie-Wechselrichter integriert. Dieser übernimmt unter anderem die Aufgaben des Überlade- und Tiefenentladungsschutzes (Mertens 2015, S. 225).

2.2.7 Aufbau der Hybridanlage in El Espino

Der Aufbau des Hybridkraftwerks der Gemeinde El Espino wird in Abbildung 2.10 veranschaulicht. Die Anlage ist als Multicluster-System der Firma SMA aufgebaut. Alle Verbraucher und Erzeuger sind auf der Wechselstromseite (AC) an eine Multicluster-Box gekoppelt, die als AC-Hauptverteiler dient.

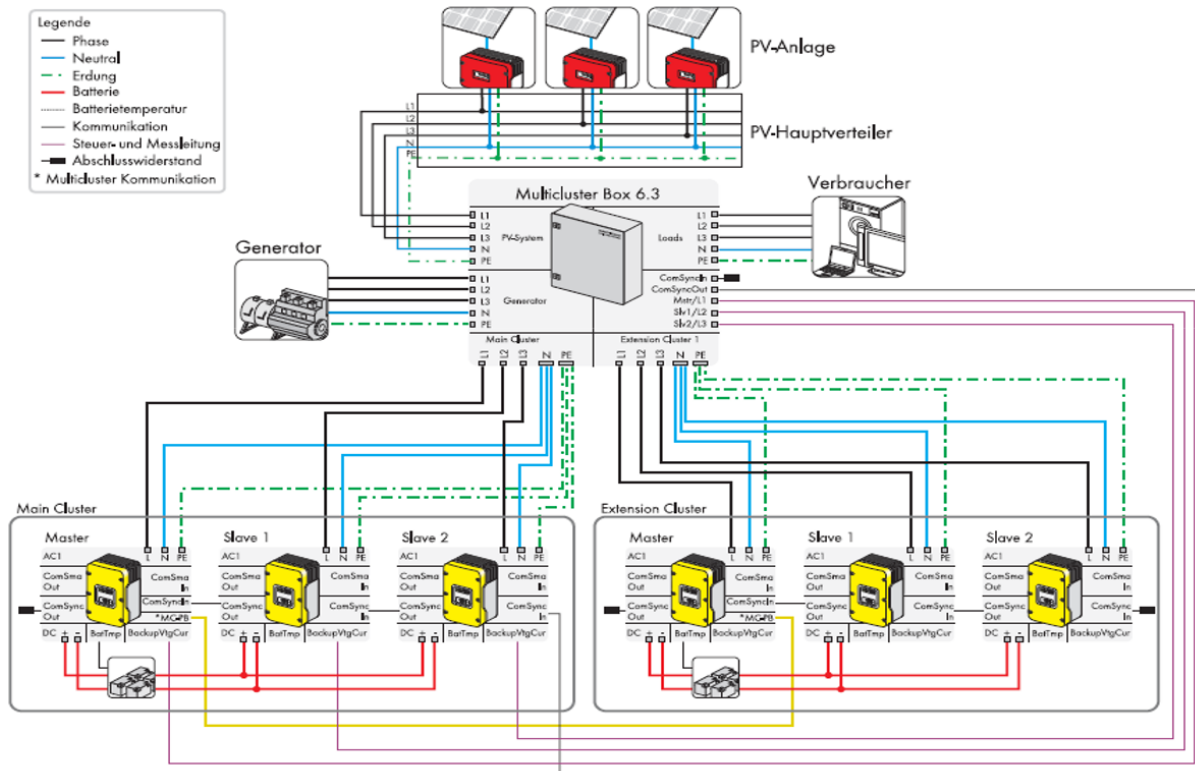


Abbildung 2.10 Schaltbild eines AC-Multicluster-Hybrid-Systems (SMA 2013)

Der Photovoltaik-Generator in El Espino (Siehe Abbildung 2.11) setzt sich aus 240 Solarmodulen der Firma Yingli (250 Wp) zusammen. Diese werden in 12 Strängen verschaltet und in drei Hauptsträngen zusammengeführt. Der Generator hat eine Spitzen-Leistung von 60 kWp. Da sich Bolivien südlich des Äquators befindet, sind die Solarmodule nach Norden ausgerichtet. Sie sind auf eine stabile Aluminiumaufständerung mit einem Neigungswinkel von 20° montiert. Um Leistungsverluste zu vermeiden wurde ein möglichst verschattungsfreier Standort ausgewählt. In Monaten der Trockenzeit kommt es zu Staubaufwirbelungen, weswegen die Solarmodule in regelmäßigen Abständen gereinigt werden müssen. Insgesamt drei Strang-Wechselrichter der Firma SMA speisen die Energie des Photovoltaik-Generators in das Inselnetz ein (Siehe Abbildung 2.12).



Abbildung 2.11 Photovoltaik-Generator des Hybridkraftwerkes in der Gemeinde El Espino



Abbildung 2.12 Strang-Wechselrichter des Hybridkraftwerkes in der Gemeinde El Espino

Das Herzstück der Anlage bilden die neun Batteriewechselrichter der Firma SMA (In den Abbildungen 2.10 und 2.13 an der gelben Farbe erkenntlich). Jeweils drei dieser Batteriewechselrichter bilden zusammen mit einem Strang von 24 Bleisäurebatterien eine Einheit, ein sogenanntes Cluster. Zum Erreichen der gewünschten Speicherkapazität wurden drei Cluster parallelgeschaltet (Aus Gründen der Anschaulichkeit sind in der Abbildung 2.10 nur zwei Cluster dargestellt).

Insgesamt verfügt die Hybridanlage in El Espino über 72 Bleisäurebatterien der Firma BAE mit einer jeweiligen Nennkapazität von 3000 Ah. Durch die Reihenschaltung von 24 Batterien ergibt sich eine Spannung von 48 V.



Abbildung 2.13 Batteriespeicher und Batterie-Wechselrichter des Hybridkraftwerkes in der Gemeinde El Espino



Abbildung 2.14 Diesel-Generator des Hybridkraftwerkes in der Gemeinde El Espino

Der in Abbildung 2.14 dargestellte Backup-Dieselelgenerator der Firma Cummins-Power -Generation hat eine Nennleistung von 64 kW. Er verfügt über einen externen Kraftstofftank.

Die Anlage dient der elektrischen Energieversorgung von ca. 121 Familien, die als Verbraucher über ein Mittelspannungsnetz an die Anlage gekoppelt sind.

2.3 Methodik der Simulation

Eines der anerkannten Simulationsprogramme für die Optimierung von Hybridkraftwerken ist Homer (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources), das von dem National Renewable Energy Laboratory (NREL) in den USA entwickelt wurde. Es ist als kostenlose Testversion nutzbar, darüber hinaus aber kostenpflichtig. Für Studenten ist es jedoch möglich, die ältere Version Homer Legacy 2.68 für Forschungszwecke über einen längeren Zeitraum zu verwenden. Dies ist im Rahmen dieser Arbeit geschehen.

Homer wird dafür genutzt, um das Zusammenwirken mehrerer Komponenten eines Hybridsystems über ein gesamtes Jahr zu simulieren. Dafür können Zeitschritte von einer Minute bis zu einer Stunde gewählt werden. Zu Beginn einer Simulation müssen die Erzeuger, Verbraucher und Rahmenbedingungen des Systems ausgewählt werden. Daraufhin benötigt das Programm eine Reihe von technischen und wirtschaftlichen Parametern, sowie Parameter über die Ressourcenverfügbarkeit des Standortes.

Anhand dieser Parameter untersucht das Programm alle möglichen Kombinationen von Komponenten und Komponentengrößen, die ausgewählt wurden. Dazu berechnet das Programm zu jeder Stunde des Jahres eine Energiebilanz jeder Kombination und vergleicht, ob der elektrische Bedarf erfüllt wird. Homer entscheidet auch stundenweise, wie die Generatoren betrieben und ob Batterien geladen werden. Weiterhin berechnet es die jährlich anfallenden Kosten jeder Kombination sowie die Kosten über die Laufzeit des Projektes. Als Ausgabe wird eine Liste der möglichen Konfigurationen angezeigt, die nach den geringsten Gesamt Nettokosten (NPC) sortiert ist. Innerhalb eines Simulationsdurchlaufes, bietet Homer die Möglichkeit einer Sensitivitätsanalyse durch die Wahl verschiedener Sensitivitätsvariablen. So kann untersucht werden, wie empfindlich die Kennzahlen eines Gesamtsystems auf Änderungen von Eingangsparametern reagieren (Lambert 2006).

Systemmanagement in Homer

Wenn eine oder mehrere erneuerbare Energien in einem Hybridsystem sowohl mit Energiespeichern als auch mit Notstromaggregaten interagieren, stellt sich die Frage nach dem optimalen Systemmanagement, auf dessen Grundlage die Energieströme in dem System geregelt werden. Ein Aspekt dabei ist die Auswahl einer möglichst effizienten Systemkontrollstrategie (Dispatch - Strategien) (Barley 1996).

Homer kann zwei Systemkontrollstrategien modellieren. Einmal die sogenannte Zyklusladestrategie (Cycle charging) und die Lastfolgestrategie (Load following). Welche der beiden die optimalere Strategie darstellt, ist abhängig von einer Vielzahl von Faktoren. Dazu zählen die Größe der verwendeten Komponenten, die Betriebs- und Wartungskosten und der Kraftstoffpreis (Barley 1996). Homer ermöglicht weiterhin den Vergleich der beiden Strategien.

Cycle charging: Beim Erreichen der maximalen Entladetiefe (DOD) des Batteriespeichers wird der Dieselgenerator gestartet und übernimmt bei seiner Nennleistung die Energiebereitstellung des Systems. Überschüssige Energie wird zum Laden des Batteriespeichers genutzt. Cycle charging ist in der Regel für Systeme mit wenig oder ohne erneuerbare Energien optimal (Lambert 2006). Ein Soll-Ladezustand kann für das Cycle charging festgelegt werden. Dieser gibt an, bis zu welchem Ladezustand (SOC) der Diesel-Generator den Batteriespeicher aufladen soll.

Load following: Beim Erreichen der maximalen Entladetiefe (DOD) wird der Dieselgenerator gestartet und übernimmt die Energiebereitstellung des Systems, indem er der Primärlast folgt. Batterien werden gar nicht oder nur geringfügig über kurze Abstände geladen. Load following ist in der Regel für Systeme mit vielen erneuerbare Energien optimal (Lambert 2006).

3 Gesamtverhalten der Hybridanlage

3.1 Evaluation der Messdaten

Die anlageinternen Monitoringsysteme der Hybridanlage liefern Messdaten über das Last- und Erzeugerverhalten in Intervallen von 5 Minuten. An Standorten mit Internetzugang stehen diese Daten jeder Zeit für den Betreiber zur Verfügung. Das ist in El Espino nicht der Fall. In unregelmäßigen Abständen, meist bei Wartungs- oder Instandhaltungsarbeiten werden gesammelte Messdaten der Anlage ausgelesen. Aufgrund dieser Umstände stehen vollständige Datensätze nur von den Monaten Februar, März, April und September 2016 zur Verfügung. Nach einer persönlichen Begehung der Hybridanlage wurden die Datensätze von der lokalen Installationsfirma Enersol, mit Sitz in Santa Cruz, bereitgestellt. Im Rahmen dieser Arbeit wurden diese Datensätze dann ausgewertet und aufgearbeitet.

Abbildung 3.1 zeigt die durchschnittlichen Lastprofile der Monate, die mit Excel erstellt wurden. Zwischen 7 und 17 Uhr ist ein relativ konstantes Lastverhalten von 6 bis 7 kW zu erkennen. Ab dann steigt der Verbrauch bis 20 Uhr stark auf bis zu 18 kW an. Danach sinkt der Verbrauch in der Nacht auf die Werte der Tageslast zurück. Die Auswertung ergab weiterhin, dass kein relevanter Unterschied zwischen dem Lastverhalten in der Woche und am Wochenende besteht. Jedoch ist ein gesteigertes Lastverhalten von Monat zu Monat zu erkennen. Aus Gesprächen mit Gemeindemitgliedern ergab sich der Hinweis, dass mehr elektrische Verbraucher als vorher genutzt werden.

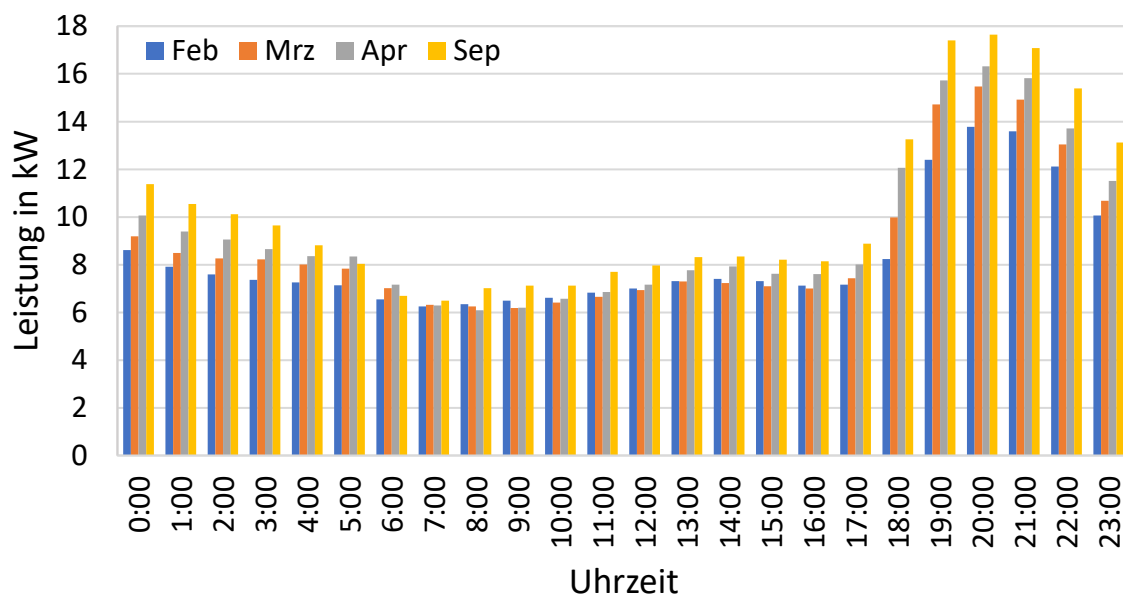


Abbildung 3.1 Durchschnittliches Lastverhalten der Hybridanlage in den Monaten Februar, März, April und September des Jahres 2016

Abbildung 3.2 zeigt das typische Last- und Erzeugerverhalten der Hybridanlage in El Espino am 01.02.2016. Dieses Verhalten ist typisch für den Monat Februar. Der Batteriespeicher liefert bis zum Tagesanbruch genügend Energie, um die Primärlast abzudecken. Der Ladezustand sinkt bis dahin auf ca. 65 % ab (vgl. Abbildung 3.3). Mit dem Sonnenaufgang gegen 6 Uhr beginnt die Energieerzeugung des Photovoltaik-Generators. Dieser löst mit steigendem Ertrag den Batteriespeicher in der Versorgung

der Primärlast ab. Anfallende Überschussenergie des Photovoltaik-Generators wird zum Laden des Batteriespeichers genutzt. Bis zum Sonnenuntergang gegen 17:30 Uhr werden die Batterien auf ca. 95 % geladen. Über Nacht geben sie die gespeicherte Energie an die Verbraucher ab. Wenn der Batteriespeicher den Energiebedarf über Nacht nicht decken kann, übernimmt der Diesel-Generator die Energieversorgung. Dies ist im Februar an 10 Tagen der Fall gewesen. Insgesamt war der Diesel-Generator 31 Stunden in Betrieb.

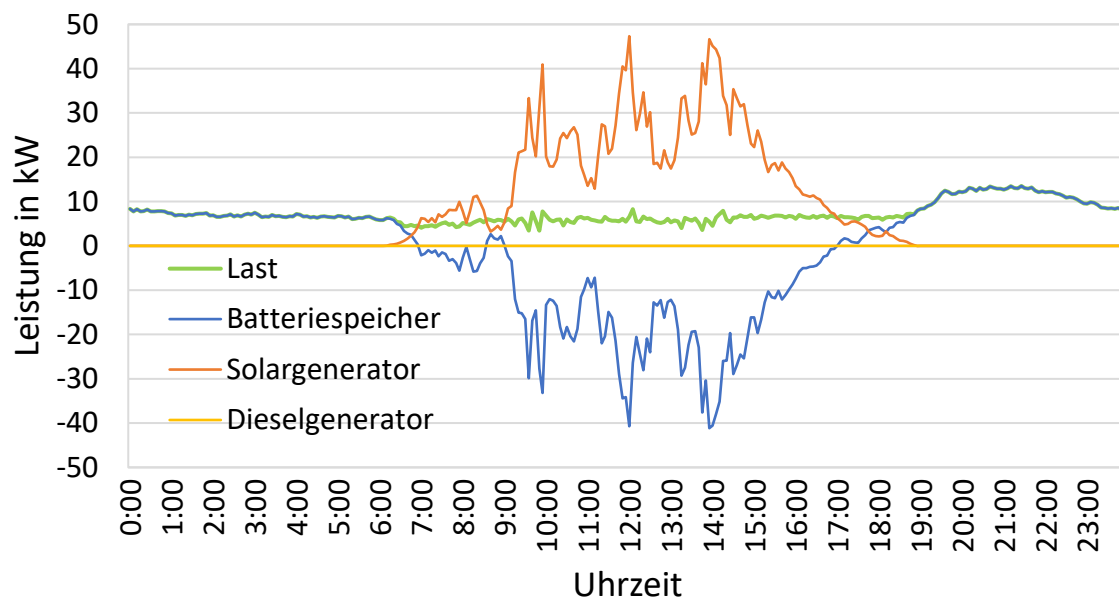


Abbildung 3.2 Last- und Erzeugerverhalten der Anlage am 01.02.2016 (Ein negativer Leistungswert des Batteriespeichers bedeutet, er wird geladen; ein positiver Leistungswert bedeutet, er gibt Energie an die Verbraucher ab)

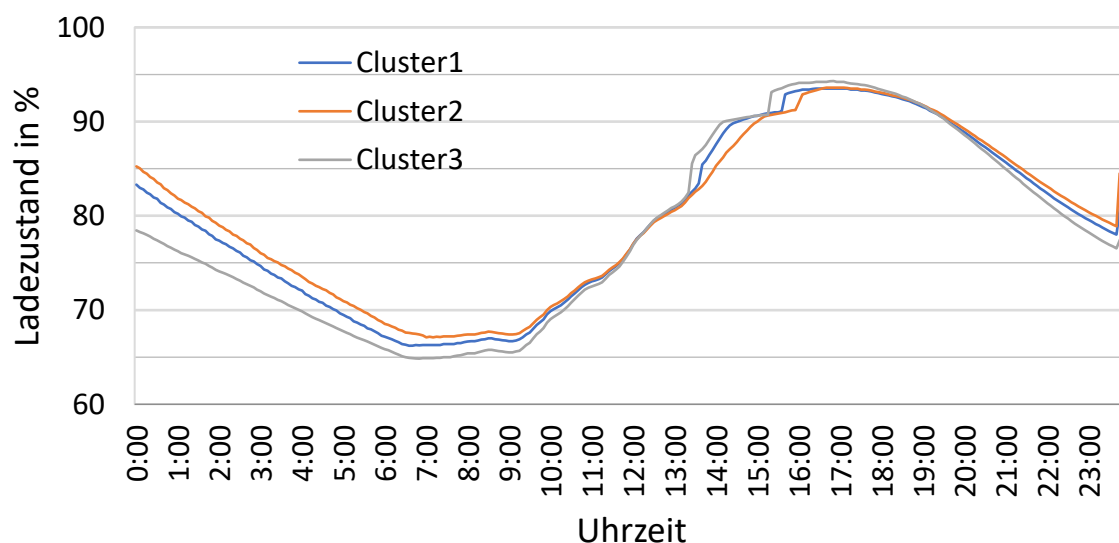


Abbildung 3.3 Ladezustand des Batteriespeichers am 01.02.2016

Dieses Tagesverhalten der Anlage verändert sich über den Zeitraum der untersuchen vier Monate. An einem typischen Tag im September ist der Batteriespeicher bereits um 4 Uhr auf 50 % entladen. Um die Lebenszeit der Batterien zu schützen, übernimmt der Diesel-Generator die Energiebereitstellung und lädt unter voller Leistung die Batterien auf 80 % auf (vgl. Abbildung 3.4 und 3.5). Erst dann übernimmt der Photovoltaik-Generator die gesamte Primärlast und den Ladevorgang. Die Batterien sind um ca. 10 Uhr bereits auf über 90 % geladen. Das Batteriemanagement des Batteriewechselrichters Sunny Island wechselt ab einem Soll-Ladezustand von 95 % von der Konstantspannungsphase in die Enthaltungsladung. Daher nähert sich die Leistung des Photovoltaik-Generators langsam der Primärlast an und lädt den Batteriespeicher mit geringer Ladespannung weiter. Das Gesamtpotential des Photovoltaik-Generators wird ab diesem Zeitpunkt nicht mehr genutzt.

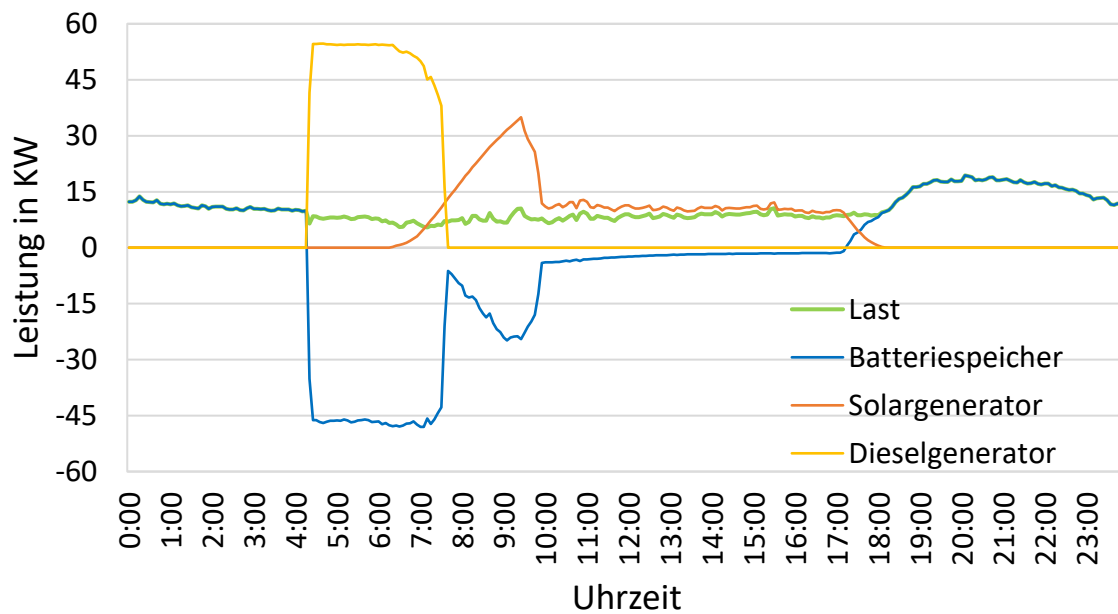


Abbildung 3.4 Last- und Erzeugerverhalten der Anlage am 11.09.2016

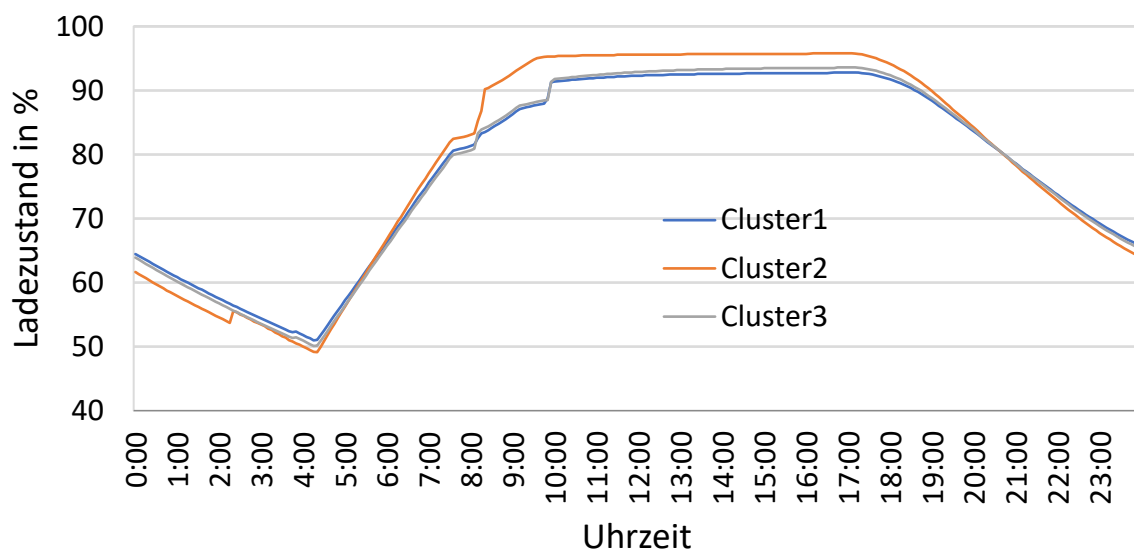


Abbildung 3.5 Ladezustand des Batteriespeichers am 11.09.2016

Der Dieselgenerator wird im Monat September jeden Tag genutzt. Insgesamt 81 Betriebsstunden werden erreicht. Dies stellt einen Anstieg des Dieserverbrauchs im Vergleich zu den Vormonaten dar und wurde näher untersucht.

3.2 Evaluation des Dieserverbrauchs

Abbildung 3.6 zeigt, dass in den untersuchten Monaten im Jahr 2016 ein Anstieg des Dieserverbrauchs von 355 L im Februar auf 940 L im September zu verzeichnen ist. Auf Anfrage an die Betreiberfirma CRE wurden Kraftstoffverbrauchsdaten des Jahres 2017 bereitgestellt. Aus diesen Daten geht hervor, dass der Dieserverbrauch von Januar bis Juni stetig steigt und bis Oktober wieder abfällt. Für die Monate November und Dezember ist ein erneuter Anstieg gegeben. Die jeweiligen Monate Februar, März, April und September der beiden Jahre lassen sich vergleichen. Im Jahre 2017 ist somit ein Anstieg des Dieserverbrauchs gegenüber den Monaten des Vorjahres zu erkennen.

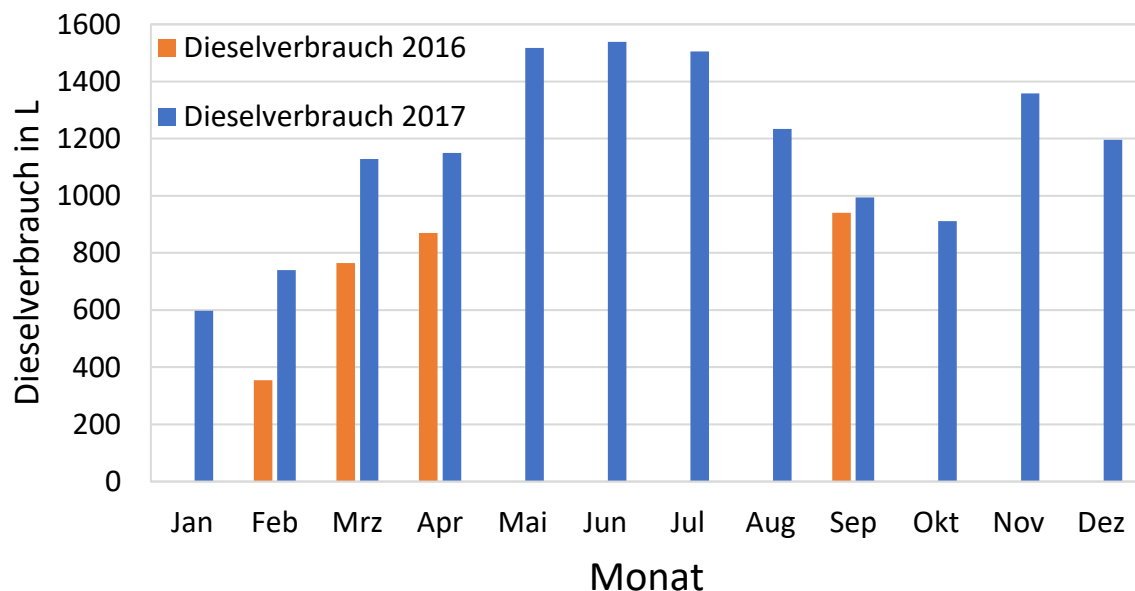


Abbildung 3.6 Entwicklung des Kraftstoffverbrauchs in den Jahren 2016 und 2017

In den Monaten Mai bis August ist das Angebot an Globalstrahlung am Standort am niedrigsten (Meteonorm 2018). So könnte der kurvenförmige Verlauf des Dieserverbrauchs im Jahr 2017 erklärt werden. Der starke Anstieg in den Monaten November und Dezember müsste andere Ursachen haben, da die Globalstrahlung in diesen Monaten am höchsten ist.

4 Datenerhebung

Im Rahmen dieser Arbeit werden Möglichkeiten zur Optimierung des in Kapitel 2.2.7 beschriebenen Hybridkraftwerkes untersucht.

Die Evaluation der Messdaten führt zu der Annahme, dass eine Veränderung systeminterner Parameter ein Ansatz zu einer effizienteren Nutzung der Anlage darstellt. Auf Grundlage der vorhandenen Daten wird in Homer daher als erstes das Gesamtjahresverhalten der Hybridanlage simuliert und die Auswirkungen einer veränderten Ladestrategie untersucht.

Anhand einer zweiten Simulation in Homer wird evaluiert, unter welchen Voraussetzungen die Erweiterung der bestehenden Hybridanlage um einen Windgenerator zu einer reduzierten Nutzung des Diesel-Generators führt.

Die dazu benötigten Daten für die Simulationen unterteilen sich in folgende Kategorien:

- Lastverhalten
- Ressourcenverfügbarkeit
- Wirtschaftliche Parameter
- Technischen Parameter

Die Messdaten zur Evaluierung des Lastverhaltens der Gemeinde wurden von der Firma Enersol aus Santa Cruz zur Verfügung gestellt. Die technischen Parameter wurden größtenteils aus den im Anhang befindlichen Datenblättern entnommen und durch eigene Annahmen ergänzt. Wirtschaftliche Parameter basieren auf Annahmen aus Emailkorrespondenzen mit Reinhard Mayer Falk und Enrique Birhuett Garcia und aus der Auswertung von Angebotsanfragen an Unternehmen. Die Daten zur Ressourcenverfügbarkeit stammen aus den anerkannten Klimadatenbanken der NASA.

Zusätzliche Informationen über die sozialen, klimatischen und topographischen Bedingungen des Standortes, die während eines persönlichen Aufenthalts in der Gemeinde El Espino erhoben wurden, fließen in die Simulationen ein.

4.1 Lastverhalten

Die evaluierten Messdaten repräsentieren das Lastverhalten der Anlage nur für wenige Monate im Jahr 2016. Es ist ein Anstieg des Lastverhaltens und des Kraftstoffverbrauchs zu erkennen. Als Datengrundlage für die Simulation mit Homer wird daher das durchschnittliche Lastprofil des Monats September genutzt. Es spiegelt das gesteigerte Lastverhalten der Anlage am ehesten wider.

4.2 Ressourcenverfügbarkeit

In den Bereich der Ressourcenverfügbarkeit fallen Daten zur solaren Einstrahlung und zum Windaufkommen. Die Anlage in El Espino verfügt lediglich über Temperatur- und Strahlungsmessdaten. Auch diese stehen nur über den Zeitraum der vier genannten Monate zur Verfügung. Daneben ist die Aufzeichnung von aussagekräftigen Wetterdaten in Bolivien sehr begrenzt. Daher ist es erforderlich Wetterdaten mit Hilfe von Simulationsprogrammen zu generieren. Diese können mit Hilfe von Algorithmen zwischen einer Vielzahl von Messstationen interpolieren und somit repräsentative Messdaten für den Standort berechnen.

4.2.1 Solare Einstrahlung und Umgebungstemperatur

Um den Energieertrag des Photovoltaik-Generators zu berechnen, benötigt Homer Werte über die solare Einstrahlung, den Klarheitsindex der Atmosphäre sowie die Umgebungstemperatur des Standortes. Über die Eingabe der Koordinaten von El Espino (-19,23°N; -63,26°E) wurden diese Daten aus den anerkannten Datenbanken des Atmospheric Science Data Center der NASA bezogen. Sie sind monatliche Mittelwerte aus einem Zeitraum von 22 Jahren (SSE 2018). Tabelle 4.1 zeigt die monatlichen Werte des Standortes.

Tabelle 4.1. Die durchschnittlichen Einstrahlungswerte (kWh/m²/Tag), der Klarheitsindex und die durchschnittliche Umgebungstemperatur (°C) in El Espino (SSE 2018)

| | Jan | Feb | Mrz | Apr | Mai | Jun | Jul | Aug | Sep | Okt | Nov | Dez | Ø |
|-----------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Einstrahlung | 5,65 | 5,41 | 5,03 | 4,51 | 4,11 | 4,16 | 4,37 | 4,92 | 5,49 | 5,56 | 5,74 | 5,63 | 5,05 |
| Klarheitsindex | 0,49 | 0,49 | 0,50 | 0,51 | 0,55 | 0,61 | 0,62 | 0,60 | 0,57 | 0,52 | 0,50 | 0,48 | 0,50 |
| Temperatur der Umgeb. | 23,2 | 22,2 | 22,0 | 20,6 | 18,5 | 17,8 | 17,3 | 19,6 | 21,5 | 23,0 | 22,8 | 23,3 | 21,0 |

4.2.2 Windgeschwindigkeit

Für die Berechnung des Energieertrages der Windturbine benötigt Homer Angaben über die Windverhältnisse in El Espino. Detaillierte Simulationen der Windverhältnisse eines Standortes bietet das Programm Windographer. Es ist in der Regel nur kostenpflichtig erhältlich, jedoch im Rahmen wissenschaftlicher Arbeit für Studenten nutzbar.

Die Daten über die stundendurchschnittliche Windgeschwindigkeit eines gesamten Jahres werden über Windographer aus den Datenbanken der Modern Era Retrospective-analysis for Research and Applications (MERRA-2) der NASA bezogen. Die MERRA-2 ist eine sogenannte retrospektive Analyse, die weltweit Zeitreihen der Temperatur, der Einstrahlung, der Windgeschwindigkeit und weiterer Parameter liefert. Dabei sind Zeitschritte von einer Minute bis einem Monat möglich. Die räumliche Auflösung der MERRA-2 beträgt ca. 50 km (Bosilovich 2016). Diese Zeitreihen der Parameter stehen über einen Zeitraum von 1983 bis heute zur Verfügung und können in der Umgebung von El Espino für die Referenzpunkte A, B, C und D berechnet werden (siehe Abbildung 4.1).

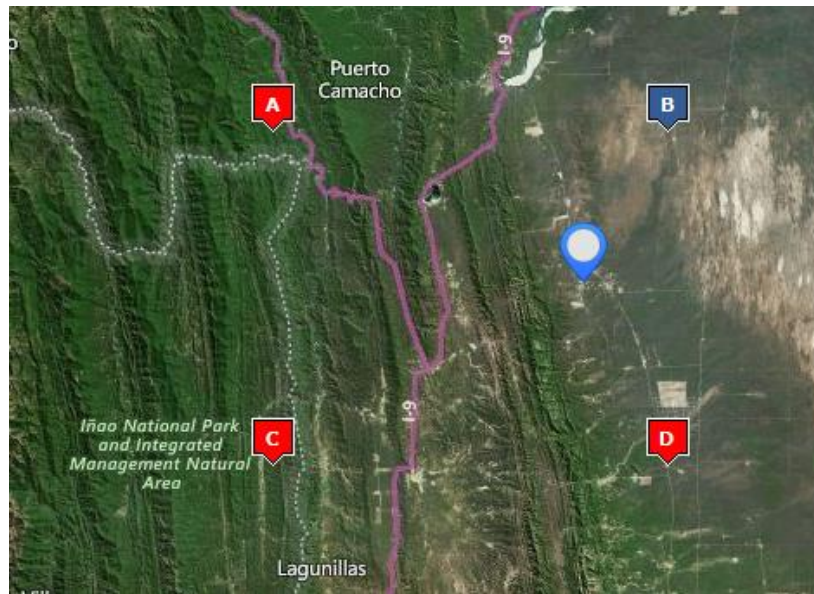


Abbildung 4.1 Referenzpunkte der MERRA-2 in der Umgebung von El Espino (Der blaue Pfeil in der Mitte markiert den Standort der Gemeinde) (Windographer 2018)

Die Referenzpunkte A und C weisen jahresdurchschnittliche Windgeschwindigkeiten von 2,78 m/s und 3,97 m/s in einer Höhe von 50 m auf. B und D sind jedoch wesentlich windreicher. Hier werden Werte von 6,13 m/s und 6,77 m/s erreicht. Abbildung 4.2 veranschaulicht die monatsdurchschnittliche Windgeschwindigkeit der vier Referenzpunkte.

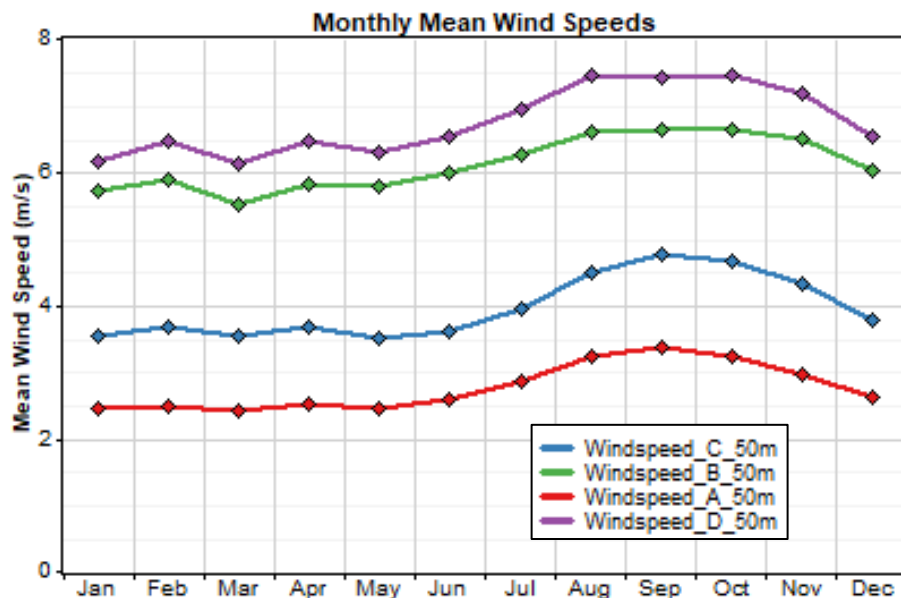


Abbildung 4.2 Monatsdurchschnittliche Windgeschwindigkeit der Referenzpunkte in 50 m Höhe (Windographer 2018)

Die Gemeinde liegt näher an den Referenzpunkten B und D. Des Weiteren befinden sich alle drei Standorte in den Tiefebene des Chaco Boliviano und weisen daher ähnliche topographische Bedingungen auf, die bereits in Kapitel 2.1.2 erörtert wurden. Daher wird für die Simulationen der Mittelwert der stundendurchschnittlichen Windgeschwindigkeiten dieser Referenzpunkte aus dem Jahr 2017 gebildet und in Homer importiert. Tabelle 4.2 zeigt die monatsdurchschnittliche Windgeschwindigkeit des Standortes, die Homer aus den importierten Werten berechnet.

Tabelle 4.2 Die monatsdurchschnittliche Windgeschwindigkeit v_{wind} (m/s) in einer Höhe von 50 m

| | Jan | Feb | Mrz | Apr | Mai | Jun | Jul | Aug | Sep | Okt | Nov | Dez | Ø |
|------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| v_{wind} | 6,57 | 5,88 | 5,84 | 5,79 | 6,01 | 6,61 | 6,67 | 7,43 | 7,35 | 7,91 | 6,00 | 5,29 | 6,43 |

Wahl der Oberflächenrauigkeitslänge

Über das logarithmische Grenzschichtprofil und die Oberflächenrauigkeitslänge berechnet Homer die Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe.

Die Oberflächenrauigkeitslänge ist ein Parameter, der die Rauheit des umgebenden Geländes charakterisiert. Dieser Parameter wird in der Berechnung berücksichtigt, da die Windgeschwindigkeit durch Gegenstände, Pflanzen und Bodenunebenheiten in der Nähe der Oberfläche stark abgebremst werden kann (Quaschnig 2015, S. 278).

Anhand der in Kapitel 2.1.2 beschriebenen topographischen Bedingungen des Standortes wird die Oberflächenrauigkeitslänge z_0 über Tabelle 4.3 auf 0,25 abgeschätzt.

Tabelle 4.3 Oberflächenrauigkeitslängen z_0 (m) für verschiedene Geländeklassen (Quaschnig 2015, S. 278)

| z_0 in m | Oberflächenbeschreibung |
|------------|---|
| 0,03 | offenes flaches Gelände, Weidelandschaften |
| 0,1 | landwirtschaftlich genutzte Flächen mit niedrigem Bestand |
| 0,25 | landwirtschaftlich genutzte Flächen mit hohem Bestand |
| 0,5 | Parklandschaften mit Büschen und Bäumen |

4.3 Wirtschaftliche Parameter der Anlagenkomponenten

Homer berechnet die Gesamt Nettokosten (NPC) eines Systems aus den Kosten, die während der Laufzeit anfallen abzüglich des Restwertes der Komponenten und möglicher Umsatzerlöse. Zu den anfallenden Kosten zählen die Investitionskosten, die Wiederbeschaffungskosten und die Betriebs- und Wartungskosten, sowie die Kraftstoffkosten (Lambert 2006). Ein weiterer Parameter den Homer zur Berechnung der NPC benötigt, ist der Zinssatz für Bankkredite abzüglich der Inflation. Beide Parameter unterliegen in Bolivien starken Schwankungen (Global Eco 2018). Daher wird von dem durchschnittlichen Zinssatz der letzten 10 Jahre von 6 % ausgegangen.

Tabelle 4.4 zeigt die Investitionskosten, die spezifischen Investitionskosten und die Betriebs- und Wartungskosten der einzelnen Komponenten in US-Dollar auf. Eine detailliertere Aufschlüsselung dieser Kosten ist in Anhang I zu finden. Die Laufzeit des Projektes wird auf 20 Jahre festgelegt. Im Falle

von Komponenten, deren Lebenszeit kleiner ist als die Laufzeit des Projektes, werden die Investitionskosten als Wiederbeschaffungskosten angenommen.

Für die Kraftstoffkosten wird von dem aktuellen bolivianischen Dieselpreis von 0,54 \$/L ausgegangen, der seit Jahren durch staatliche Subventionen auf diesem Niveau festgelegt ist (Global Eco 2018).

Tabelle 4.4 Investitionskosten, spezifische Investitionskosten und Betriebs- und Wartungskosten der Komponenten

| Komponente | Leistung/ Kapazität | Investitions- kosten | Spezifische Investitionskosten | Betriebs- und Wartungskosten |
|---|------------------------|-------------------------|-----------------------------------|---------------------------------|
| Photovoltaik-Generator, Aufständerung, Wechselrichter, Montage, Transport | 60 kWp | 85.000 \$ | 1.400 \$/kWp | 1700 \$/yr |
| Diesel-Generator, Kraftstofftank, Montage, Transport | 64 kW 80 kVA | 30.500 \$ | 500 \$/kW | 1,14 \$/hr |
| Kleinwindenergieanlage, Montage, Transport | 15 kW | 55.000 \$ | 3.700 \$/kW | 1.100 \$/yr |
| Batteriespeicher, Montage, Transport | 432 kWh | 95.000 \$ | - | 950 \$/yr |
| Insel-Wechselrichter, Montage, Transport | 54 kW | 50.000 \$ | 1.000 \$/kW | 500 \$/yr |

4.4 Technische Parameter der Anlagenkomponenten

Die verwendeten Parameter und Einheiten in den nachfolgenden Kapiteln sind in den Tabellen als englischer Fachbegriff aus der Software Homer übernommen. Im Fließtext werden die jeweiligen Fachbegriffe ins deutsche überführt, was an den Klammersetzungen ersichtlich wird. Als Dezimaltrennzeichen wird nach der deutschen Schreibweise das Komma (,) verwendet. In Homer wird hingegen nach der amerikanischen Schreibweise ein Punkt (.) angegeben.

4.4.1 Darstellung der Hybridanlage in Homer

Um auf die technischen Parameter der Komponenten eingehen zu können, die für die Simulationen von Relevanz sind, wird im Folgenden kurz die Darstellung der untersuchten Hybridanlage in Homer aufgezeigt.

Abbildung 4.3 und 4.4 zeigen die durchgeführten Optimierungen der Hybridanlage in Homer. Ein bidirektionaler Stromrichter (Converter) repräsentiert die neun Batteriewechselrichter des realen Systems. Er besteht aus einem Wechselrichter (Inverter) und einem Gleichrichter (Rectifier) und verbindet die Wechselstrom- und Gleichstromseite. Auf der Gleichstromseite werden die drei Batteriecluster des realen Systems über einen einzigen Batteriespeicher (Battery) mit drei Strängen und jeweils 24 Bleisäurebatterien zusammengefasst. Der Diesel-Generator (Generator) und die Verbraucher (Primary Load) sind wie im realen System auf der Wechselstromseite angekoppelt. Aus Kapitel 2.2.7 ging hervor, dass der Photovoltaik-Generator (PV) über drei Strang-Wechselrichter

ebenfalls an die Wechselstromseite gekoppelt ist. Homer erlaubt jedoch nur die Simulation eines einzigen Wechselrichters. Um die Umwandlungsverluste zu berücksichtigen, wird die Spitzen-Leistung des Photovoltaik-Generators um den durchschnittlichen Wirkungsgrad des Wechselrichters reduziert. Für die systemergänzende Optimierung wird eine Kleinwindenergieanlage (KWEA) über die Wechselstromseite in das System integriert.

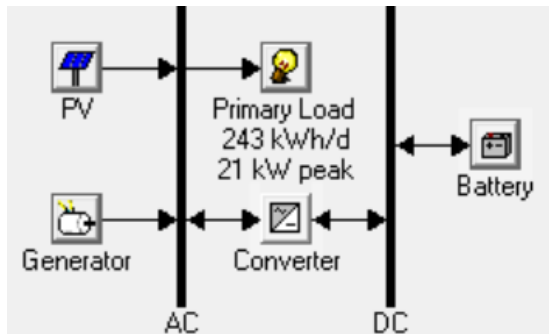


Abbildung 4.3 Darstellung der systeminternen Optimierung in Homer

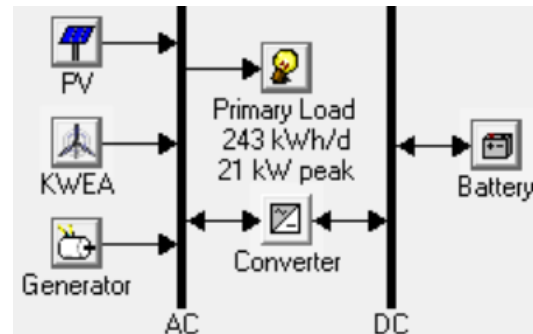


Abbildung 4.4 Darstellung der systemergänzenden Optimierung in Homer

4.4.2 Photovoltaik-Generator

Der Photovoltaik-Generator in El Espino hat eine Spitzen-Leistung von 60 kWp. Die berücksichtigte Spitzen-Leistung des Photovoltaikgenerators in Homer reduziert sich, wie im vorherigen Kapitel beschrieben, um den durchschnittlichen Wirkungsgrad des Photovoltaik-Wechselrichters (HES 2016). Dieser wird aus dem zugehörigen Datenblatt des Anhangs C entnommen. Es ergibt sich eine berücksichtigte Spitzen-Leistung von:

$$P_{PV} = 60 \text{ kWp} \cdot 0,98 \approx 59 \text{ kWp}$$

Tabelle 4.5 zeigt die weiteren technischen Parameter des Photovoltaik-Generators. Die Lebenszeit der Solarmodule wird auf einen typischen Wert von 20 Jahren festgelegt (Quaschnig 2015, S. 199).

Über den Verlustfaktor (Derating factor) können auftretende Verluste berücksichtigt werden, die im realen Betrieb die Ausgangsleistung des Photovoltaik-Generators reduzieren. Dazu zählen unter anderen Verschattungsverluste, Verluste durch Verschmutzung der Solarmodule und elektrische Kabelverluste (Lambert 2006).

Die elektrischen Kabelverluste sollten maximal 1 % der Anlagennennleistung betragen (Mertens 2015, S. 178). Neben diesen Kabelverlusten werden Verschattungsverluste und Verluste durch die Verschmutzung der Solarmodule in Höhe von jeweils 3 % einbezogen. Es ergibt sich ein Verlustfaktor von 93 %:

$$f_{PV} = 0,99 \cdot 0,97 \cdot 0,97 = 0,93$$

Die Solarmodule weisen einen Neigungswinkel (Slope) von 20° auf und sind nach Norden ausgerichtet (Azimuth = 180°). Die Untergrundbeschaffenheit um die Anlage ist bestimmt durch Lehmboden. Daher wird ein Albedo-Wert (Ground reflectance), der ein Maß für das Rückstrahlvermögen von Oberflächen darstellt, von 20 % gewählt (Blüthgen 1980, S. 98).

Die Angaben über den Temperaturkoeffizienten der Leistung (Temperature coefficient of power), über die Nennbetriebstemperatur der Zelle (NOCT) und den Modulwirkungsgrad unter Standard-Testbedingungen (Efficiency at STC) werden aus dem Datenblatt des Anhanges A entnommen.

Tabelle 4.5 Technische Parameter des Photovoltaik-Generators in Homer

| Parameter | Einheit | Wert | Parameter | Einheit | Wert |
|--------------------|---------|------|--------------------------|---------|---------------|
| Lifetime | years | 20 | Tracking system | - | Kein Tracking |
| Derating factor | % | 93 | Consider effect of temp. | - | Ja |
| Slope | degrees | 20 | Temperature coefficient | %/°C | -0,42 |
| Azimuth | degrees | 180 | NOCT | °C | 46 |
| Ground reflectance | % | 20 | Efficiency at STC | % | 15,4 |

4.4.3 Diesel-Generator

Der berücksichtigte 4-Takt Diesel-Generator hat eine Nennleistung von 64 kW und ist wassergekühlt. Seine Nenndrehzahl beträgt 1.500 Umdrehungen pro Minute. Die Parameter des Kraftstoffverbrauchs bei unterschiedlichen Betriebsleistungen werden aus dem Datenblatt in Anhang E entnommen. Auf Grundlage dieser Parameter berechnet Homer die Kraftstoffkurve (Fuel Curve) und die zugehörige Effizienzkurve (Efficiency Curve) des Generators, die in Abbildung 4.5 und 4.6 aufgezeigt ist.

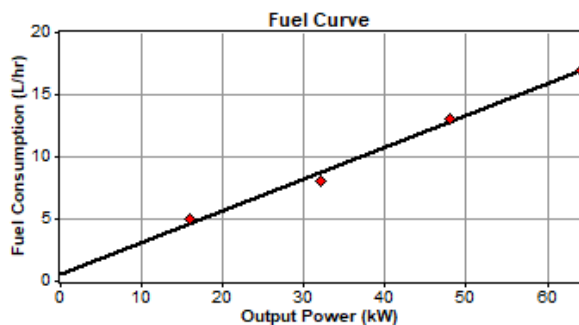


Abbildung 4.5 Kraftstoffverbrauchskurve des Diesel-Generators aus Homer

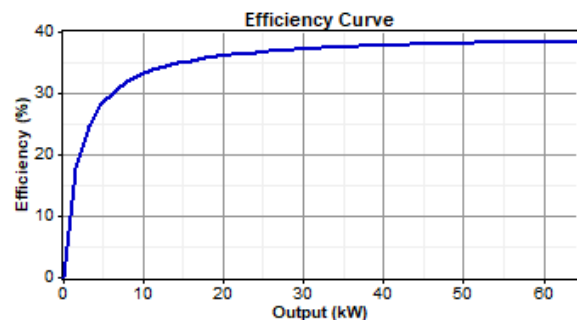


Abbildung 4.6 Effizienzkurve des Diesel-Generators aus Homer

Tabelle 4.6 zeigt weitere technische Parameter des Diesel-Generators, die in Homer einfließen. Seine Lebensdauer (Lifetime) hängt stark von der Anzahl der Betriebsstunden ab und nicht von seinem Alter. Die Betriebsbedingungen können sehr unterschiedlich sein. Daher gibt es keine gesicherten Datenquellen über die Langlebigkeit des Generators. Diese kann jedoch über den zuvor erläuterten Motortyp auf 15.000 Betriebsstunden (operating hours) abgeschätzt werden (WPF 2018). Um eine effiziente Nutzung des Generators abzubilden, wird eine minimale Auslastung (Minimum load ratio) des Diesel-Generators von 30 % gewählt. Sie ist ein prozentualer Wert der Nennleistung, der angibt, bis zu welcher minimalen Leistung der Diesel-Generator betrieben werden soll (Lambert 2006).

Tabelle 4.6 Technische Parameter des Diesel-Generators

| Parameter | Einheit | Wert |
|--------------------|-----------------|--------|
| Lifetime | operating hours | 15.000 |
| Minimum load ratio | % | 30 |

Die in Tabelle 4.7 dargestellten Emissionsfaktoren nach Kassoy dienen in der späteren Untersuchung dazu, die Treibhausgasemissionen zu quantifizieren, die der Diesel-Generator im Betrieb emittiert.

Tabelle 4.7 Emissionsfaktoren des von Dieselmotors nach Kassoy (Homer 2012).

| Parameter | Einheit | Wert |
|---|-------------|------|
| Carbon monoxide | g/L of fuel | 6,5 |
| Unburned hydrocarbons | g/L of fuel | 0,72 |
| Particulate matter | g/L of fuel | 0,49 |
| Proportion of fuel sulfur converted to PM | % | 2,2 |
| Nitrogen oxides | g/L of fuel | 58 |

4.4.4 Batterie-Wechselrichter

Die Leistung eines Batteriewechselrichters in El Espino beträgt 6 kW (siehe Datenblatt des Anhangs B.1). Bei insgesamt 9 Batteriewechselrichtern ergibt sich somit eine in Homer zu berücksichtigende Leistung von 54 kW.

Tabelle 4.8 zeigt die weiteren technischen Parameter des Inselwechselrichters. Seine Lebenszeit wird mit einem typischen Wert von 20 Jahren angenommen (Kever 2013). Der Wirkungsgrad (Efficiency) des Wechselrichters ist abhängig von dem Verhältnis der Ausgangsleistung zur Bemessungsleistung. Bei einem Verhältnis von 0,2 erreicht der Wechselrichter seinen maximalen Wirkungsgrad von 96 %. Steigt das Verhältnis gegen 1, sinkt der Wirkungsgrad auf 92 % ab. Daher wird von einem durchschnittlichen Wirkungsgrad von 94 % ausgegangen (siehe Datenblatt des Anhangs B.2). Das gleiche gilt für den Gleichrichter.

Tabelle 4.8 Parameter des Inselwechselrichters

| Wechselrichter | Einheit | Wert | Gleichrichter | Einheit | Wert |
|----------------|---------|------|-------------------------------|---------|------|
| Lifetime | years | 20 | Capacity relative to inverter | % | 100 |
| Efficiency | % | 94 | Efficiency | % | 94 |

4.4.5 Batteriespeicher

Die Nennkapazität einer Bleisäurebatterie der Hybridanlage in El Espino beträgt 3000 Ah. Aus Mangel an weiteren technischen Daten wurden deshalb vergleichbare Bleisäurebatterien (24 OPzS 3000) der Firma Hoppecke aus der Datenbank von Homer ausgewählt. Eine Übersicht der technischen Parameter dieser Batterien, wird in Anhang G illustriert.

Insgesamt werden in Homer 72 dieser Bleisäurebatterien berücksichtigt. Sie teilen sich in drei parallele Stränge mit jeweils 24 Batterien auf. Es ergibt sich eine Spannung von 48 V pro Strang. Die minimale Lebenszeit, die die Batterien erreichen sollen wird nach der bisherigen Auslegung des Hybridsystems auf 11 Jahre festgelegt. Die maximale Entladetiefe (DOD) wird mit 50 % gewählt, um die Batterien vor Tiefenentladung zu schützen.

4.4.5 Auswahl der Windturbine

Verschiedene Kleinwindkraftanlagen wurden nach den in Kapitel 2.2.4 genannten Kriterien miteinander verglichen. Die Auswahl fiel auf die 15 kW Windturbine der Firma Hannevind. Abbildung 4.9 zeigt ihre Leistungskurve.

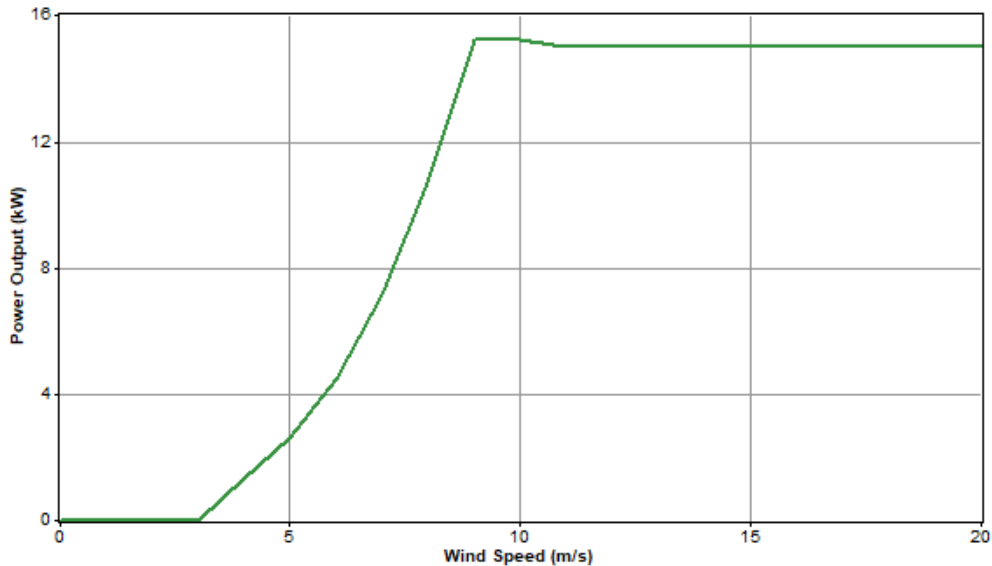


Abbildung 4.9 Leistungskurve der 15 kW Kleinwindenergieanlage der Firma Hannevind in Homer nach dem Datenblatt in Anhang D.1

Ausschlaggebend für die Auswahl waren vor allem:

- Bestes PreisLeistungsverhältnis: 15 kW Nennleistung, 39.000 € (in Deutschland)
- Vergleichsweise hoher Jahresertrag bei einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von 5 m/s
- Vorteilhafte Leistungskurve für den Standort: Niedrige Einschalt- und Nenngeschwindigkeiten von 3 m/s und 9 m/s
- Flächenspezifische Leistung von $191,1 \text{ W/m}^2$ ist für Standorte mit schwachen Windverhältnissen geeignet
- Einfach und günstig transportierbarer Gitterturm (geringes Gewicht, in Teile zerlegbar); das ist wichtig, da von einem Transport aus Europa oder Amerika auszugehen ist
- Eine Turmhöhe bis zu 33 m möglich (Siehe Datenblatt in Anhang D.2)

5 Ergebnisse der Simulationen

5.1 Allgemeine Parameter der Systemkonfigurationen

Auf Grundlage der Auswertung der Messdaten in Kapitel 3 konnte das momentane Betriebsverhalten der Hybridanlage analysiert werden. Es zeigte sich, dass der Dieselgenerator unter Nennleistung die Primärlast, sowie die Batterieladung übernimmt, sobald eine Entladetiefe (DOD) von 50 % erreicht wird. Der Ladevorgang wird bis zu einem Soll-Ladezustandes (Setpoint) von 80 % fortgesetzt. Es wurde zudem deutlich, dass aufgrund dieser Systemkontrollstrategie (Dispatch strategy) das Potential des Photovoltaik-Generators über den Tag nur geringfügig genutzt wird. Diese bestehende Systemkontrollstrategie lässt sich in Homer über das sogenannte Cycle charging (CC) darstellen.

Anhand der Parametereingaben aus Kapitel 4 wurden mit Homer stündliche Zeitreihensimulationen verschiedener Systemkonfigurationen durchgeführt, um die Auswirkungen der Betriebsart auf die Stromproduktion, das Lastverhalten, die Überschussstromproduktion, den Anteil erneuerbarer Energien, die Lebenszeit der Komponenten, die Kosten des Systems und weitere Parameter zu untersuchen.

Tabelle 5.1 stellt die allgemeinen Parameter der drei Systemkonfigurationen Ist-System, Systeminterne Optimierung und Systemergänzende Optimierung gegenüber.

Die Konfiguration Ist-System spiegelt das momentane Verhalten der Hybridanlage wieder. Daher wird der Soll-Ladezustand auf 80 % gesetzt. Für die Konfiguration der systeminternen Optimierung wurde die Systemkontrollstrategie Load following (LF) hinzugefügt. Homer vergleicht dann, welche der beiden Systemkontrollstrategie kosteneffizienter ist. Bei der systemergänzenden Konfiguration wurde neben der Auswahl Load following eine 15 kW Kleinwindenergieanlage dem ursprünglichen System hinzugefügt.

Tabelle 5.1 Allgemeine Ergebnisparameter der Systemkonfigurationen in Homer

| Parameter | Einheit | Konfiguration | | |
|-------------------|---------|---------------|---------------------------|------------------------------|
| | | Ist-System | Systeminterne Optimierung | Systemergänzende Optimierung |
| PV power | kW | 59 | 59 | 59 |
| Diesel power | kW | 64 | 64 | 64 |
| Wind power | kW | - | - | 15 |
| Battery capacity | kWh | 432 | 432 | 432 |
| Inverter power | kW | 54 | 54 | 54 |
| Rectifier power | kW | 54 | 54 | 54 |
| Dispatch-Strategy | - | CC | LF | LF |
| Setpoint | % | 80 | - | - |
| Diesel price | \$/L | 0,54 | 0,54 | 0,54 |

5.2 Elektrische Energieerzeugung

Alle drei Konfigurationen erzeugen ausreichend Energie, um den Bedarf der Gemeinde zu jeder Stunde des Jahres abzudecken. Tabelle 5.2 zeigt die Parameter der elektrischen Energieerzeugung der drei Systemkonfigurationen. Es wird deutlich, dass die Gesamtproduktion an elektrischer Energie (Total energy) in allen drei Konfigurationen Unterschiede aufweist. Im Ist-System werden insgesamt ca. 122.000 kWh pro Jahr erzeugt, von denen 82 % aus dem Photovoltaik-Generator und 18 % aus dem Dieselgenerator stammen. Insgesamt werden aber nur ca. 89.000 kWh benötigt, um die Primärlast

abzudecken, was zu einem Überschuss an elektrischer Energie (Excess electricity) von ca. 13 % führt. Der Anteil erneuerbarer Energien (Renewable fraction) an der Gesamtenergieproduktion beträgt 82 %.

Aufgrund der veränderten Systemkontrollstrategie bei der systeminternen Optimierung kann die Nutzung des Dieselgenerators und somit die Gesamtproduktion an elektrischer Energie auf ca. 113.000 kWh pro Jahr reduziert werden. Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Gesamtstromproduktion erhöht sich von ca. 82 % auf 89 %. Die Überschussenergie reduziert sich auf 7 %.

Durch die Erweiterung mit einer Kleinwindenergieanlage in der systemergänzenden Optimierung steigt die Gesamtproduktion an elektrischer Energie auf 148.000 kWh pro Jahr, was eine deutliche Erhöhung der Überschussproduktion an elektrischer Energie auf ca. 33 % zur Folge hat. Die Kleinwindanlage übernimmt ca. 31 % der Energieerzeugung und der Anteil der vom Diesel-Generator erzeugten Leistung wird auf ca. 1 % begrenzt.

Tabelle 5.2 Ergebnisparameter der elektrischen Energieerzeugung aus Homer

| Parameter | Einheit | Konfiguration | | |
|-----------------------|---------|---------------|---------------------------|------------------------------|
| | | Ist-System | Systeminterne Optimierung | Systemergänzende Optimierung |
| PV energy | kWh/yr | 100.732 | 100.732 | 100.732 |
| Wind energy | kWh/yr | - | - | 46.143 |
| Diesel energy | kWh/yr | 21.872 | 12.289 | 883 |
| Total energy | kWh/yr | 122.604 | 113.021 | 147.759 |
| AC primary load serve | kWh/yr | 88.695 | 88.695 | 88.695 |
| Excess electricity | kWh/yr | 16.607 | 8.234 | 49.204 |
| Renewable fraction | - | 0,822 | 0,891 | 0,994 |

Abbildungen 5.1 und 5.2 veranschaulichen den markanten Gegensatz zwischen der monatlich durchschnittlichen elektrischen Leistung des Ist-Systems und der systemergänzenden Optimierung. Die erneuerbaren Energien Wind und Sonne übernehmen fast die gesamte Energiebereitstellung, wie aus Abbildung 5.2 ersichtlich ist (Zu beachten ist eine unterschiedliche Y-Achsen-Skalierung aufgrund der automatischen Voreinstellungen in Homer).

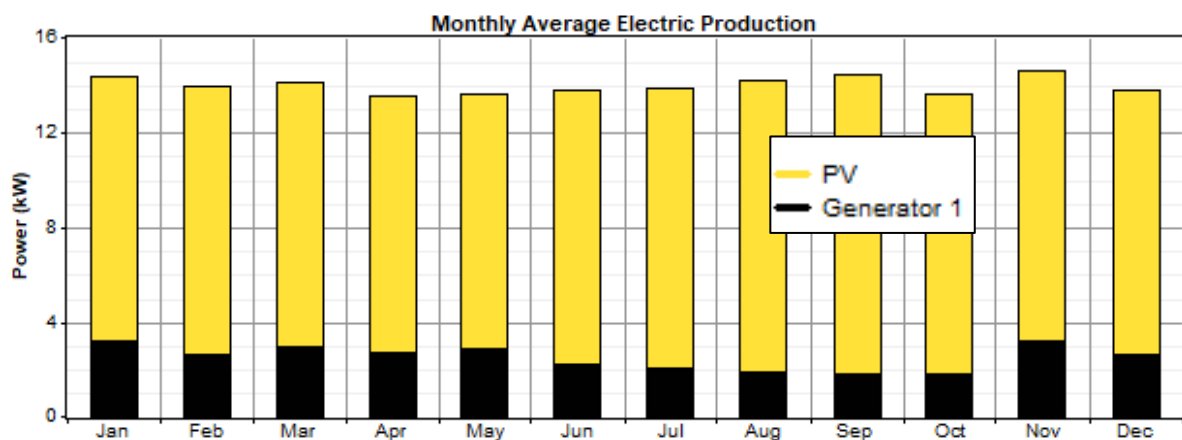


Abbildung 5.1 Monatlich durchschnittliche elektrische Leistung des Ist-Systems

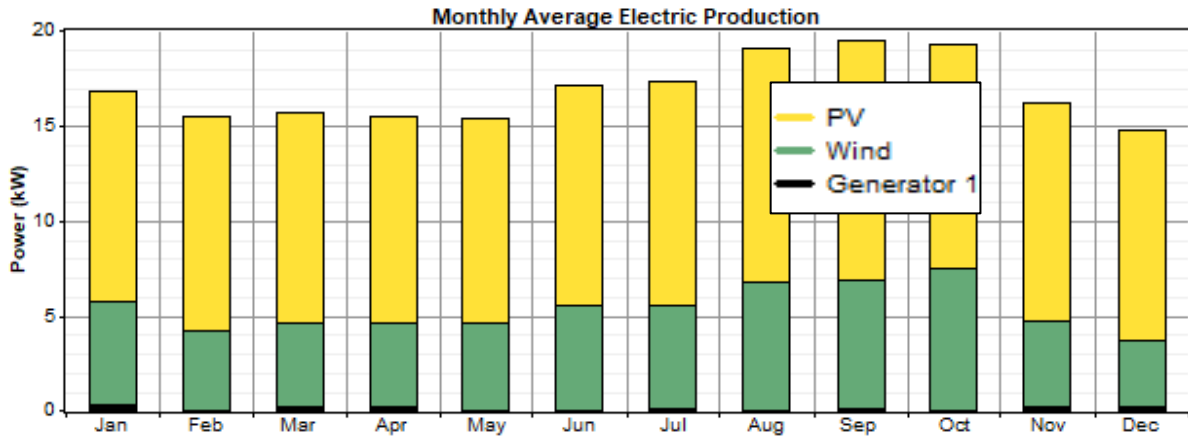


Abbildung 5.2 Monatlich durchschnittliche elektrische Leistung der systemergänzenden Optimierung

5.3 Wirtschaftliche Dimension

Tabelle 5.3 zeigt die Zusammenfassung der anfallenden Kosten des Systems auf. Die anfänglichen Investitionskosten (Capital cost) des Ist-Systems und der systeminternen Optimierung belaufen sich auf ca. 260.500 \$. Durch die Systemergänzung erhöhen sich diese Kosten um ca. 55.000 \$. Die Gesamtkosten des Systems (NPC) können von ca. 370.000 \$ auf 357.000 \$ durch jeweils beide Optimierungen reduziert werden. Das entspricht einer Differenz von 13.000 \$, die über die Laufzeit der Anlage eingespart werden. Außerdem können die Betriebskosten (Operating cost) durch die reduzierte Nutzung des Dieselgenerators bei beiden Optimierungen gesenkt werden. Im Falle der Systemergänzung sinken die jährlichen Betriebskosten um ca. zwei Drittel. Die Energiegestehungskosten (LOCE) sinken durch die Optimierungen nur geringfügig von 0,364 \$/kWh auf 0,351 \$/kWh.

Tabelle 5.3 Zusammenfassung der ökonomischen Ergebnisparameter aus Homer

| Parameter | Einheit | Konfiguration | | |
|---------------------------------|---------|---------------|---------------------------|------------------------------|
| | | Ist-System | Systeminterne Optimierung | Systemergänzende Optimierung |
| Total capital cost | \$ | 260.500 | 260.500 | 315.500 |
| Total net present cost (NPC) | \$ | 370.012 | 357.627 | 357.466 |
| Total replacement cost | \$ | 47.396 | 45.246 | - |
| Total O&M cost | \$ | 40.838 | 44.499 | 49.349 |
| Total fuel cost | \$ | 35.822 | 21.483 | 1.544 |
| Operating cost | \$/yr | 9.548 | 8.468 | 3.659 |
| Levelized cost of energy (LCOE) | \$/kWh | 0,364 | 0,352 | 0,351 |

Abbildungen 5.3 und 5.4 illustrieren die Gesamtkosten aufgeteilt nach den Kostenarten des Ist-Systems und der systemergänzenden Optimierung. Den größten Anteil der Gesamtkosten nehmen die anfänglichen Investitionskosten der Komponenten ein. Dabei weisen der Photovoltaik-Generator und der Batteriespeicher die höchsten Werte auf, gefolgt von der Kleinwindenergieanlage (Siehe Abbildung 5.4). Der Dieselgenerator weist die niedrigsten Investitionskosten auf.

Die Wiederbeschaffungskosten (Replacement cost) sinken bei der systeminternen Optimierung geringfügig von vorher 47.000 \$ auf 45.000 \$. Durch die Systemergänzung entfallen die Wiederbeschaffungskosten komplett, da die Lebensdauer aller Komponenten mindestens so hoch wie die Laufzeit des Projektes ist. Auch die Kraftstoffkosten (Fuel cost) können stark gesenkt werden.

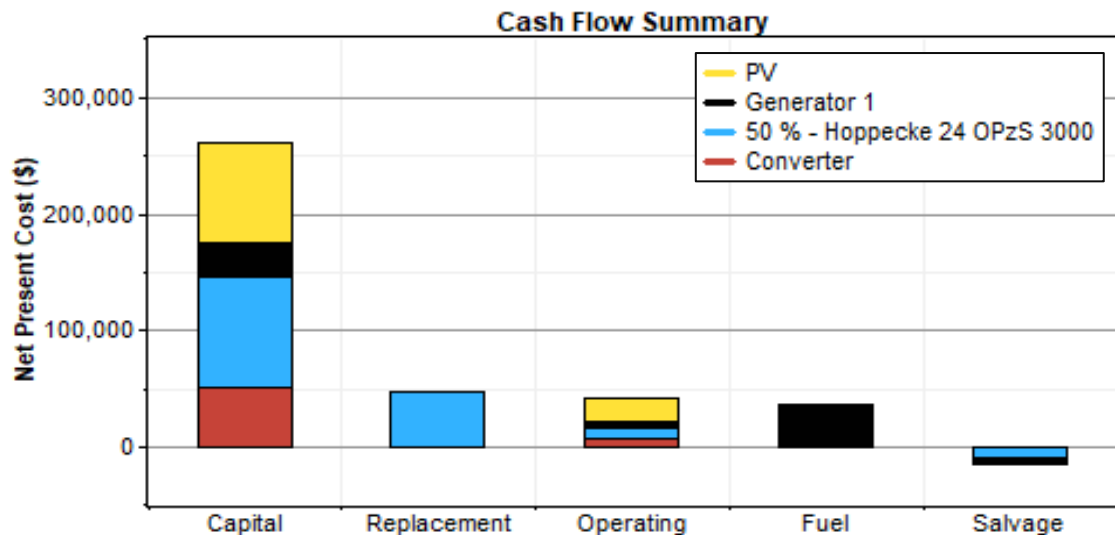


Abbildung 5.3 Aufteilung der Gesamtkosten (NPC) nach Kostenart des Ist-Systems

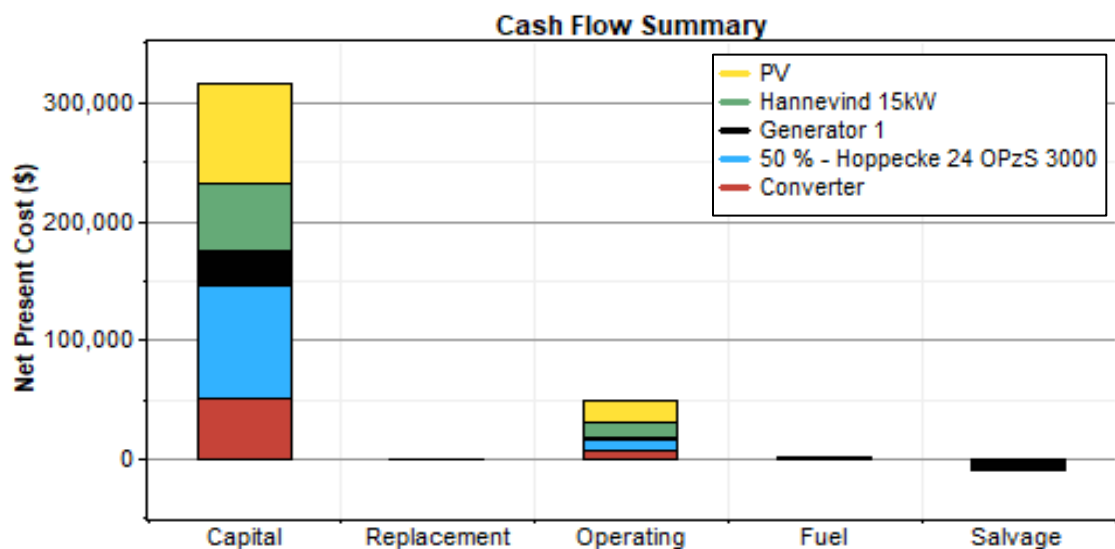


Abbildung 5.4 Aufteilung der Gesamtkosten (NPC) nach Kostenart der systemergänzenden Optimierung

5.4 Photovoltaik-Generator

Abbildung 5.5 zeigt eine sogenannte DMap (data map). Die Y-Achse gibt den Verlauf der Tageszeit an. Die X-Achse zeigt alle 365 Tage des Jahres. Somit wird jede Stunde des Jahres durch ein Rechteck dargestellt, das entsprechend dem Datenwert für diese Stunde eingefärbt ist. Im Falle der hier dargestellten Abbildung wird die Ausgangsleistung des Photovoltaik-Generators im Jahresverlauf für alle drei Systemkonfigurationen veranschaulicht. Seine tagesdurchschnittliche Ausgangsleistung beläuft

sich auf ca. 11 kW. Bei einer durchschnittlichen Einstrahlung von 5,05 kWh/m² pro Tag erreicht der Generator einen durchschnittlichen Energieertrag von 243 kWh. Seine Stromgestehungskosten betragen ca. 0,09 \$/kWh.

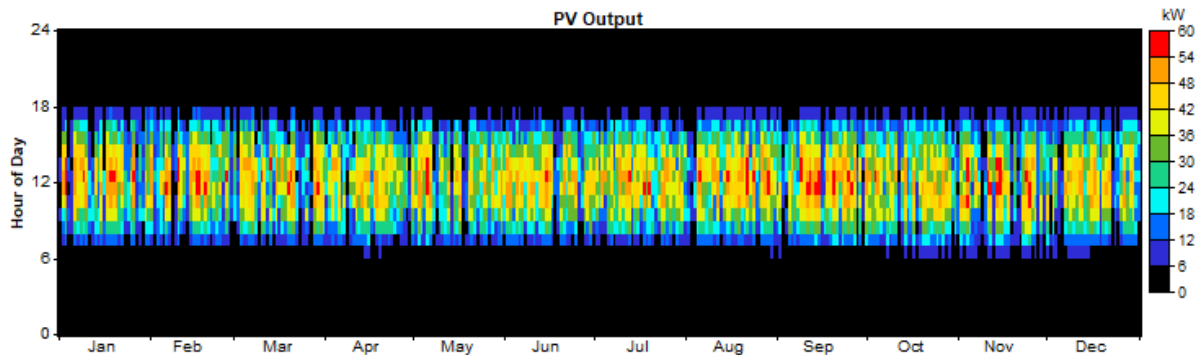


Abbildung 5.5 Ausgangsleistung des Photovoltaik-Generators zu jeder Stunde im Jahresverlauf

5.5. Kleinwindenergieanlage

Abbildung 5.6 zeigt die Ausgangsleistung der Kleinwindenergieanlage im Jahresverlauf für die systemergänzende Konfiguration. Die tagesdurchschnittliche Ausgangsleistung beträgt ca. 5 kW. Ihre höchsten Ausgangsleistungen treten hauptsächlich in den Abendstunden der windreichen Monate von Juni bis Oktober und Januar auf. Ihre Stromgestehungskosten belaufen sich auf ca. 0,13 \$/kWh.

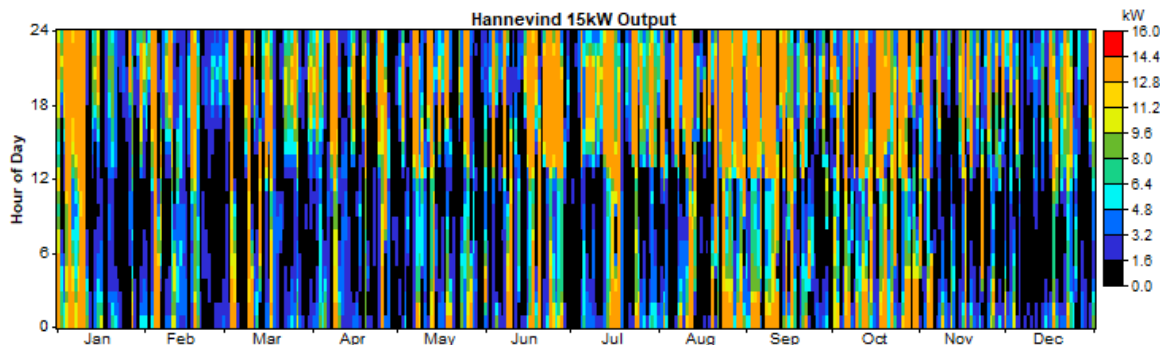


Abbildung 5.6 Ausgangsleistung der Kleinwindenergieanlage zu jeder Stunde im Jahresverlauf

5.6 Diesel-Generator

Tabelle 5.4 zeigt die Ergebnisparameter des Dieselgenerators der drei Konfigurationen. Die Anzahl der Betriebsstunden pro Jahr (Hours of operation) fällt sehr unterschiedlich aus. So muss der Generator im Ist-System noch ca. 360 Stunden, in der systeminternen Optimierung 640 Stunden und in der systemerweiternden Optimierung nur noch 46 Stunden pro Jahr genutzt werden. Trotz der höheren Anzahl an Betriebsstunden kann der Dieselverbrauch (Fuel consumption) bei der systeminternen Optimierung gegenüber dem Ist-Systems um 40 % gesenkt werden. Die systemergänzende Optimierung erreicht den niedrigsten Kraftstoffverbrauch von gerade einmal 249 Litern pro Jahr was einer Reduzierung von 95 % entspricht.

Auf Grundlage der ausgewählten Parameter erreicht der Dieselgenerator bereits beim Ist-System eine Lebensdauer (Operational life) von über 40 Jahren. Diese wird bei der systeminternen Optimierung auf etwa 23 Jahre gesenkt. Bei der systemergänzenden Optimierung ist der Dieselgenerator so gut wie überflüssig. Daher berechnet Homer eine extrem hohe Lebensdauer von 326 Jahren. Außerdem erreicht der Generator bei den Optimierungsansätzen einen etwa geringeren durchschnittlichen elektrischen Wirkungsgrad (Mean electrical efficiency).

Tabelle 5.4 Ergebnisparameter des Dieselgenerators

| Parameter | Einheit | Konfiguration | | |
|----------------------------|-----------|---------------|---------------------------|------------------------------|
| | | Ist-System | Systeminterne Optimierung | Systemergänzende Optimierung |
| Hours of operation | hr/yr | 360 | 640 | 46 |
| Number of starts | starts/yr | 94 | 426 | 35 |
| Operational life | yr | 41,7 | 23,4 | 326 |
| Fuel consumption | L/yr | 5.784 | 3.468 | 249 |
| Specific fuel consumption | L/kWh | 0,264 | 0,282 | 0,282 |
| Mean electrical efficiency | % | 38,4 | 36 | 36 |
| Marginal generation cost | \$/kWh | 0,138 | 0,138 | 0,138 |

Auffällig ist, dass sich die Generatorstarts (Number of starts) im Vergleich zwischen Ist-System und interner Optimierung fast verfünffachen. Bei der systemerweiterten Optimierung sinken die Generatorstarts um mehr als die Hälfte. Dieses Verhalten wird im Folgenden näher betrachtet.

Ist-System: Erreicht der Batteriespeicher seine maximal zulässige Entladetiefe von 50 %, übernimmt der Diesel-Generator bei Nennleistung die Primärlast. Mit der Überschussenergie lädt er über einen relativ langen Zeitraum von 3 – 4 Stunden den Batteriespeicher auf den Soll-Ladezustand von 80 %. Dies geschieht mehrheitlich in einem Zeitraum von 22 Uhr – 9 Uhr, wenn die Einstrahlung des vorherigen Tages sehr gering und die Lastspitze in den Abendstunden relativ hoch ausfällt.

Systeminterne Optimierung: Erreicht der Batteriespeicher seine maximal zulässige Entladetiefe von 50 %, folgt der Diesel-Generator der Primärlast. Geringfügig wird überschüssige Energie produziert, mit der er über einen relativ kurzen Zeitraum von 1 – 2 Stunden den Batteriespeicher auflädt. Dies geschieht mehrheitlich in einem Zeitraum von 18 Uhr – 6 Uhr aufgrund der zuvor bereits genannten Bedingungen. Über das Jahr gesehen wird er viel häufiger über einen kürzeren Zeitraum auf einem geringeren Leistungsniveau beansprucht. Das führt zu einer höheren Anzahl an Betriebsstunden. Jedoch kann das Potenzial des Photovoltaik-Generators stärker ausgenutzt werden, da die Überschussenergie sinkt.

Systemergänzende Optimierung: Der Diesel-Generator muss nur noch an äußerst wind- und einstrahlungsarmen Tagen über kurze Zeiträume die Energiebereitstellung übernehmen. Die Lastspitzen der Abendstunden können häufig durch die Windturbine abgedeckt werden, sodass der Batteriespeicher bis zum Tagesanbruch ausreichend Energie an die Verbraucher abgeben kann.

5.6 Batteriespeicher

Die Abbildungen 5.7, 5.8 und 5.9 zeigen auf, mit welcher Häufigkeit ein bestimmter Ladezustand des Batteriespeichers innerhalb eines Jahres vorkommt. Bei dem Vergleich der Graphen ist die unterschiedliche Skalierung der Y-Achse zu beachten. Im Ist-System wird am häufigsten ein

Ladezustand zwischen 60 und 70 % erreicht. Im Vergleich zwischen Ist-System und systeminterner Optimierung nimmt die Häufigkeit eines niedrigen Ladezustandes bei Letzterer zu. Dies müsste sich negativ auf die Lebensdauer des Speichers auswirken. In der systemergänzenden Optimierung weist der Speicher in ca. 40 % der Stunden des Jahres einen Ladezustand von über 95 % auf.

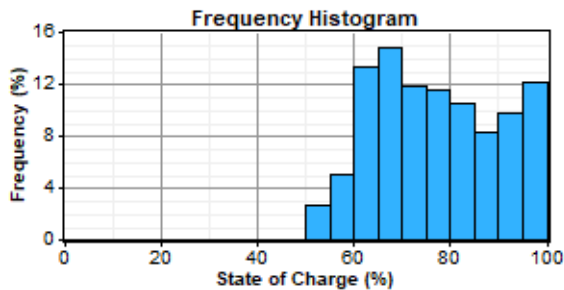


Abbildung 5.7 Häufigkeit eines bestimmten Ladezustandes - Ist-System

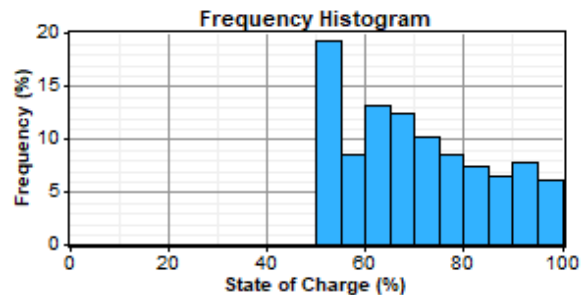


Abbildung 5.8 Häufigkeit eines bestimmten Ladezustandes – Systeminterne Optimierung

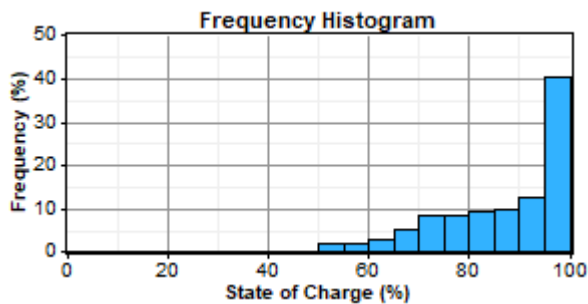


Abbildung 5.9 Häufigkeit eines bestimmten Ladezustandes – Systemerweiternde Optimierung

Weitere Ergebnisparameter des Batteriespeichers für die drei Konfigurationen werden in Tabelle 5.5 aufgezeigt. Die interne Optimierung weist einen geringeren Jahresdurchsatz (Annual throughput) als das Ist-System auf. Außerdem steigt die Lebensdauer (Expected life) von 11,9 auf 12,7 Jahre leicht an. Möglicherweise kann das häufigere Auftreten eines niedrigen Ladezustandes bei der systeminternen Optimierung durch den niedrigeren Jahresdurchsatz kompensiert werden. Durch eine Systemerweiterung steigt die Lebenszeit der Batterien auf 20 Jahre. Der Jahresdurchsatz reduziert sich um mehr als 40 % im Vergleich zum Ist-System.

Tabelle 5.5 Ergebnisparameter des Batteriespeichers

| Parameter | Einheit | Konfiguration | | |
|---------------------|---------|---------------|---------------------------|------------------------------|
| | | Ist-System | Systeminterne Optimierung | Systemergänzende Optimierung |
| Lifetime throughput | kWh | 756.795 | 756.795 | 756.795 |
| Energy in | kWh/yr | 68.230 | 63.840 | 38.686 |
| Energy out | kWh/yr | 58.812 | 55.131 | 33.293 |
| Annual throughput | kWh/yr | 63.418 | 59.449 | 35.900 |
| Expected life | yr | 11,9 | 12,7 | 20,0 |
| Battery wear cost | \$/kWh | 0,135 | 0,135 | 0,135 |
| Average energy cost | \$/kWh | 0,041 | - | - |

5.7 Treibhausgasemissionen

Tabelle 5.6 veranschaulicht die Senkung der Treibhausgasemissionen, die durch die beiden Optimierungsansätze erreicht werden kann.

Tabelle 5.6 Ergebnisparameter der Treibhausgasemissionen

| Parameter | Einheit | Konfiguration | | |
|-----------------------|---------|---------------|---------------------------|------------------------------|
| | | Ist-System | Systeminterne Optimierung | Systemergänzende Optimierung |
| Carbon dioxide | kg/yr | 15.230 | 9.134 | 656 |
| Carbon monoxide | kg/yr | 37,6 | 22,5 | 1,62 |
| Unburned hydrocarbons | kg/yr | 4,16 | 2,5 | 0,179 |
| Particulate matter | kg/yr | 2,83 | 1,7 | 0,122 |
| Sulfur dioxide | kg/yr | 30,6 | 18,1 | 1,32 |
| Nitrogen oxides | kg/yr | 335 | 201 | 14,5 |

Abbildung 5.10 verdeutlicht dies am Beispiel der Kohlenstoffdioxidreduktion. Durch die systeminterne Optimierung kann der Ausstoß von Kohlenstoffdioxid (Carbon dioxide) beispielsweise um ca. 40 % gesenkt werden. Die systemergänzende Optimierung reduziert diese Emissionen sogar um ca. 95 %. Diese Absenkung ist auf die jeweils geringere Nutzungsdauer des Dieselgenerators zurückzuführen.

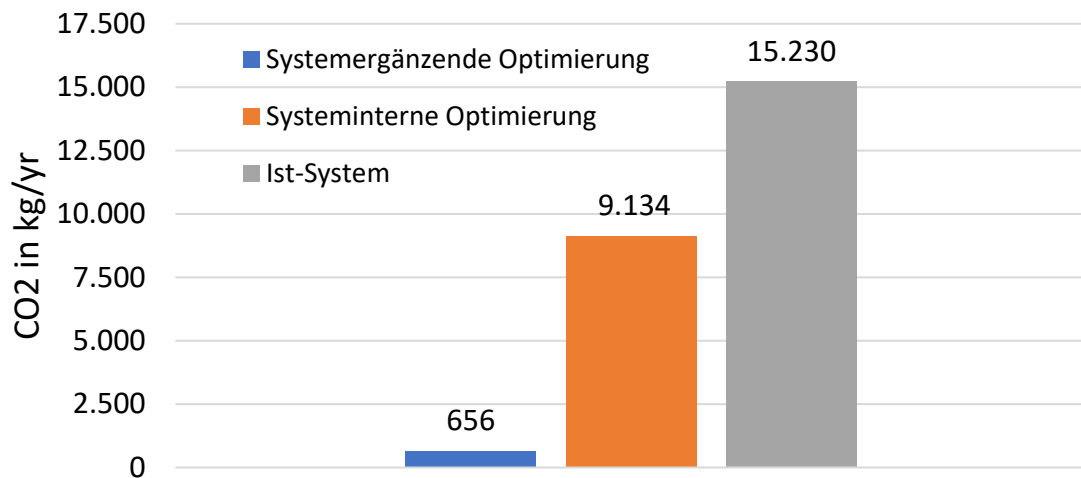


Abbildung 5.10 Jährliche Kohlenstoffdioxidemissionen der drei Systemkonfigurationen in kg pro Jahr

5.8 Last- und Erzeugerverhalten

Abbildungen 5.11, 5.12 und 5.13 veranschaulichen das Last- und Erzeugerverhalten der drei Konfigurationen in dem Zeitraum vom 29. September bis zum 02. Oktober. Im Vergleich zwischen dem Ist-System und der systeminternen Optimierung fällt die veränderte Systemkontrollstrategie sowie die geringere Überschussproduktion auf. Der Dieselgenerator folgt hier der Last.

Bei der Betrachtung der systemergänzenden Optimierung sticht besonders hervor, dass die Leistung der Kleinwindenergieanlage häufig Spitzen in den Abendstunden aufweist (grüner Kurvenverlauf in Abbildung 5.13). Diese ergänzen sich gut mit den abendlichen Spitzen des Lastverhaltens der Gemeinde. Ebenfalls ergänzt sich die Energieerzeugung der beiden erneuerbaren Energien. An Tagen, an denen der Standort hohe Wind- und Einstrahlungswerte aufweist, entsteht viel Überschussproduktion an elektrischer Energie.

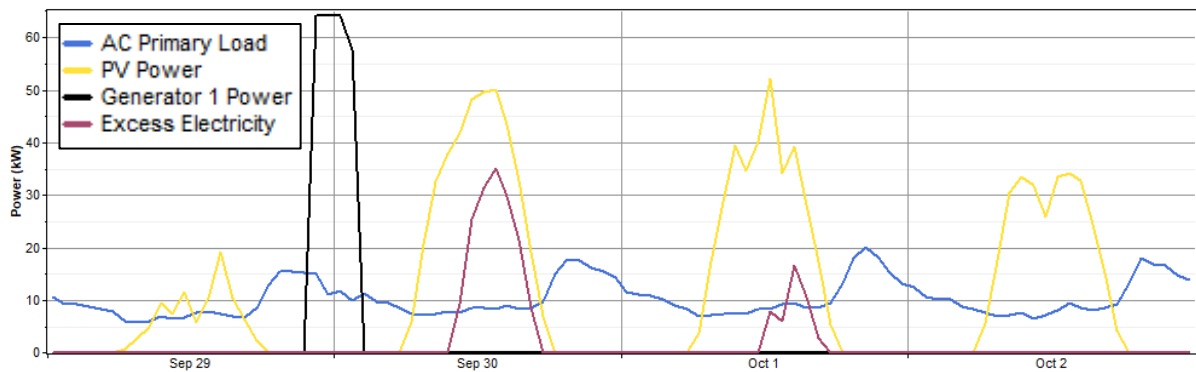


Abbildung 5.11 Last- und Erzeugerverhalten des Ist-Systems aus Homer

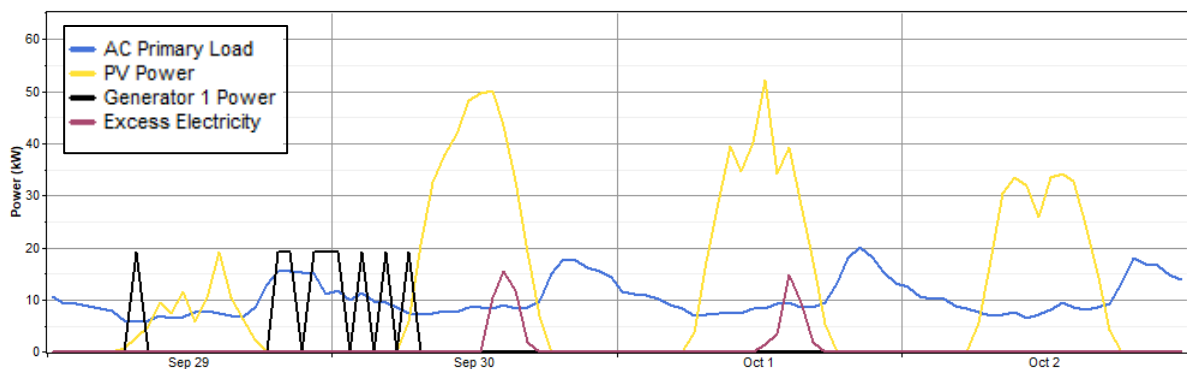


Abbildung 5.12 Last- und Erzeugerverhalten der systeminternen Optimierung aus Homer

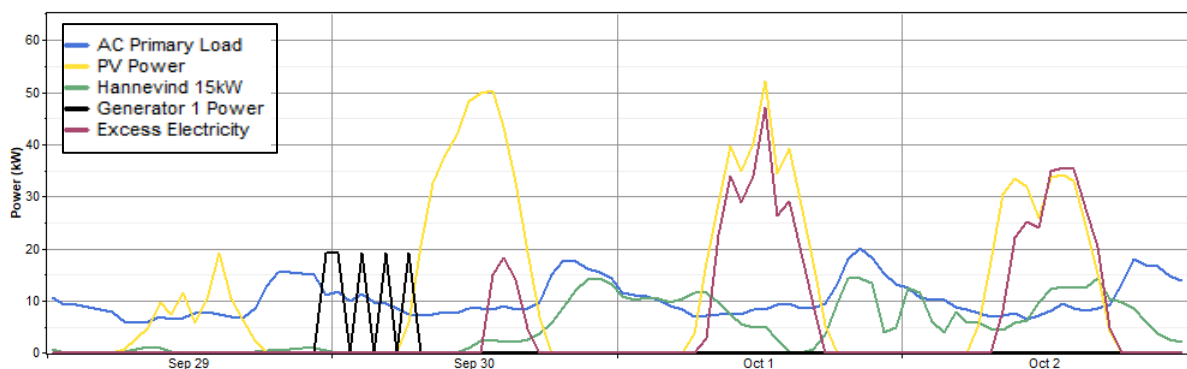


Abbildung 5.13 Last- und Erzeugerverhalten der systemergänzenden Optimierung aus Homer

6 Diskussion der Ergebnisse

Die Aussagekraft der Ergebnisse aus Kapitel 5 hängen maßgeblich von den in Kapitel 4 erhobenen Parametern über die Ressourcenverfügbarkeit sowie von den technischen und ökonomischen Parametern der Komponenten ab. Daher werden unsichere Parameter und Annahmen im Folgenden kritisch hinterfragt, um daraufhin die Ergebnisse der beiden Simulationen fachlich einzuordnen und zu bewerten.

6.1 Schwache Datenlage in Bolivien

Um vergleichbare und aussagekräftige Windmessdaten aufzuzeichnen, sollten diese idealerweise mit den gleichen Messgeräten, in der gleichen Höhe und in den gleichen Zeitintervallen gemessen werden. Der Aufzeichnungszeitraum sollte möglichst ein gesamtes Jahr umfassen. Im Vergleich dieser Datensätze mit meteorologischen Langzeitdaten von naheliegenden Wetterstationen können dann genaue Rückschlüsse über die Windverhältnisse des Standortes gezogen werden (Ammonit 2017). Quaschnig empfiehlt zudem, bei der Messung und Aufzeichnung der Windgeschwindigkeit nicht zu große Zeitintervalle zu wählen (Quaschnig 2015, S. 275). Solch detaillierte Windgutachten sind in Deutschland die Voraussetzung für die Bewilligung zur Finanzierung eines Windparks (Ammonit 2017). Die bolivianische Realität ist jedoch eine andere. Die Recherche über aussagekräftige Messdaten zur Beurteilung der Ressourcenverfügbarkeit des Standortes ergab eine schwache Datenlage. Messdatenreihen über einen längeren Zeitraum werden in der unmittelbaren Umgebung der Gemeinde El Espino nicht erfasst. Daher mussten andere Datenquellen herangezogen werden.

Eine erste Datenquelle ist der frei zugängliche Bericht „Mapa Eólico – República de Bolivia“ der Transportadora de Electricidad (TDE) aus dem Jahre 2008 (TDE 2008). Der in Kapitel 2 aufgezeigt Windatlas (Siehe Abbildung 2.4) stammt aus diesem Bericht. Darin wird die Windgeschwindigkeit in Bolivien in 10 m über der Oberfläche bewertet. Als Datengrundlage wurden die Messdaten der 201 meteorologischen Stationen genutzt. Die durchschnittliche Jahreswindgeschwindigkeit in El Espino liegt laut dem Windatlas bei einem niedrigen Wert von 2 – 3 m/s. Diese Beschreibung der Windverhältnisse des Standortes ist nur bedingt aussagekräftig (Quaschnig 2015, S. 275).

Zudem verweisen verschiedene Quellen darauf, dass die aufgezeichneten Datensätze der bolivianischen Messstationen die oben genannten Kriterien für eine aussagekräftige Windmessung nicht erfüllen. (Fernández 2012, S. 21). In dem Bericht der Environmental Forecast Group - 3TIER werden Datensätze der bolivianischen Messstationen mit Simulationsdaten des National Center for Environmental Prediction (NCEP) verglichen. Die Autoren kommen zu dem Schluss, dass kaum Übereinstimmung zwischen den Datensätzen besteht (EFG 2009).

6.2 Einflussfaktoren auf den Windenergieertrag

Die aussagekräftigste Datenquelle über die Windverhältnisse in El Espino sind meteorologische Zeitreihendaten der MERRA-2 der NASA. Sie liefert stündliche Werte über die Windgeschwindigkeit in 50 m Höhe an den in Kapitel 4 aufgezeigten Referenzpunkten. Die Abschätzung des Jahresverlaufes der Windgeschwindigkeit aus dem Mittelwert der Referenzpunkte B und D des Jahres 2017 kann lediglich eine Annäherung an die wirklichen Windverhältnisse des Standortes liefern.

Da die Messwerte über einen langen Zeitraum von 1983 bis heute zur Verfügung stehen, lassen sich einzelne Jahresverläufe miteinander vergleichen. Abbildungen 6.1 und 6.2 zeigen den Verlauf der monatsdurchschnittlichen Windgeschwindigkeit in den Jahren 2016 und 2017 nach dem Datenimport in

Homer. Es wird deutlich, dass sich die einzelnen Monatswerte der beiden Jahre stark unterscheiden. Die höchsten Windgeschwindigkeitswerte im Jahr 2016 werden in den Monaten Februar und April erreicht. Wohingegen im nachfolgenden Jahr die höchsten Windgeschwindigkeiten von August bis Oktober auftreten. Trotzdem weisen die beiden Jahre einen ähnlich typischen Tagesverlauf der Windgeschwindigkeit auf.

Die höchsten Windgeschwindigkeiten sind häufig in den Abendstunden um 21 Uhr zu verzeichnen (vgl. Hour of peak Windspeed). Weitere Parameter wie der k-Faktor (Weibull k), der Autokorrelationsfaktor (Autocorrelation factor) und die Tagesmusterstärke (Diurnal pattern strength) weisen eine hohe Übereinstimmung auf. Homer nutzt diese Parameter, um die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit des Standortes zu berechnen (Lambert 2006).

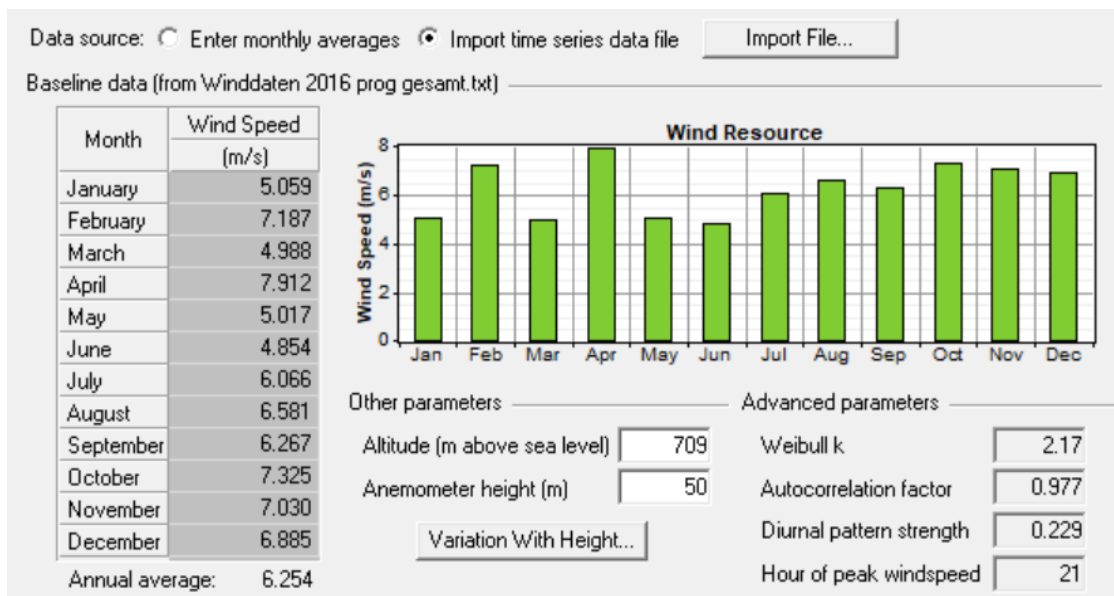


Abbildung 6.1 Verlauf der monatsdurchschnittlichen Windgeschwindigkeit 2016 in Homer

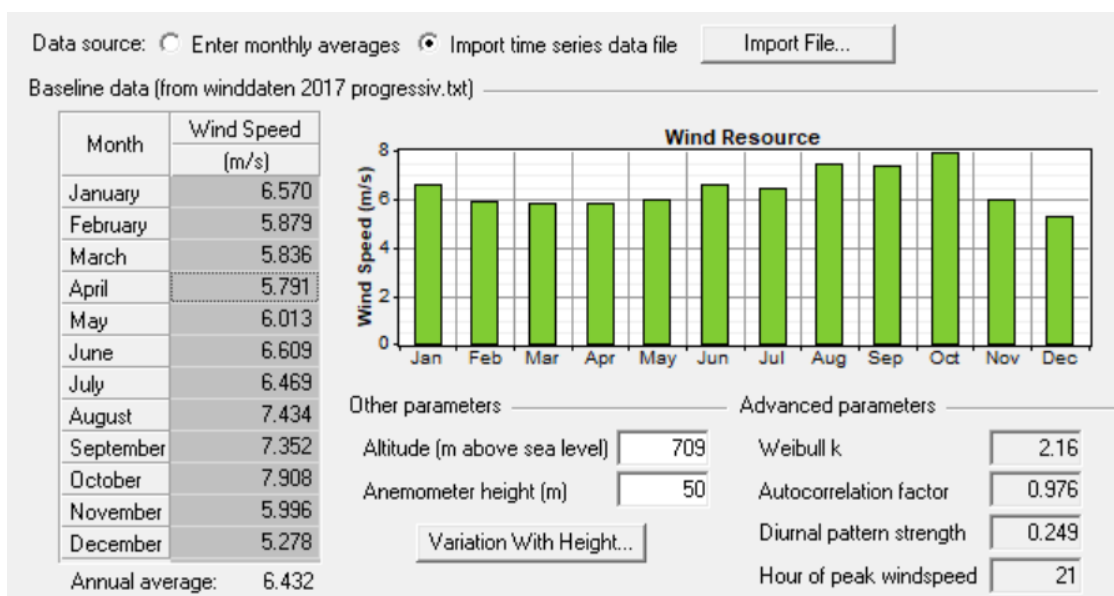


Abbildung 6.2 Verlauf der monatsdurchschnittlichen Windgeschwindigkeit in Homer 2017

Die Durchführung der Simulationen bei der systemergänzenden Optimierung (PV/Wind/DG/Batterie) mit den Windgeschwindigkeitsverläufen aus den Jahren 2016 und 2017 weisen ähnliche Ergebnisse in Homer auf. Tabelle 6.1 zeigt die wichtigsten Ergebnisparameter der systemergänzenden Optimierung im Überblick. Die geringere Energieerzeugung der Kleinwindenergieanlage im Jahr 2016 führt zu leicht erhöhten Gesamtkosten (NPC) und Energiegestehungskosten (LCOE). Um diese geringere Erzeugung auszugleichen, wird der Diesel-Generator im Jahr 2016 fast doppelt so lange wie im Jahr 2017 betrieben.

Tabelle 6.1 Ergebnisparameter der systemergänzenden Optimierung in Homer auf Grundlage der Windgeschwindigkeitsverläufe der Jahr 2016 und 2017

| Parameter | Einheit | Systemergänzende Optimierung | |
|---------------------------------|---------|----------------------------------|----------------------------------|
| | | Windgeschwindigkeitsverlauf 2016 | Windgeschwindigkeitsverlauf 2017 |
| Total capital cost | \$ | 315.500 | 315.500 |
| Operating cost | \$/yr | 3.855 | 3.659 |
| Total net present cost (NPC) | \$ | 359.720 | 357.466 |
| Levelized cost of energy (LCOE) | \$/kWh | 0,354 | 0,351 |
| Renewable fraction | - | 0,989 | 0,994 |
| Fuel consumption (DG) | L/yr | 455 | 249 |
| Hours of operation (DG) | hr/yr | 84 | 46 |
| Expected life (Battery) | yr | 20 | 20 |
| Wind energy | kWh/yr | 43.088 | 46.143 |
| Excess electricity | kWh/yr | 46.473 | 49.204 |

Einfluss des logarithmischen Grenzschichtprofils

Die aus der MERRA-2 stammenden Jahresverläufe der monatsdurchschnittlichen Windgeschwindigkeit werden in einer Höhe von 50 m berechnet. Die Nabenhöhe der ausgewählten Windturbine beträgt jedoch laut Hersteller maximal 33 m (vgl. Anhang D.2). Die Berechnung der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe erfolgt, wie bereits in Kapitel 4 erwähnt, über das logarithmische Grenzschichtprofil. Homer nutzt dafür die nachfolgende Formel (Homer 2012):

$$\frac{v(z_{hub})}{v(z_{anem})} = \frac{\ln(z_{hub}/z_0)}{\ln(z_{anem}/z_0)}$$

| | | |
|---------------|--|-------|
| z_{hub} | Nabenhöhe der Windturbine | (m) |
| z_{anem} | Höhe des Anemometers der Windmessung | (m) |
| z_0 | Oberflächenrauigkeitslänge | (m) |
| $v(z_{hub})$ | Windgeschwindigkeit in der Höhe z_{hub} | (m/s) |
| $v(z_{anem})$ | Windgeschwindigkeit in der Höhe z_{anem} | (m/s) |

Jedoch kann es durch Hindernisse in der Nähe des Standortes zu einem Versatz der Grenzschicht kommen, die zwischen windarmen und windreichen Schichten über der Oberfläche auftritt. Daher verweist Quaschnig auf die Einbeziehung der Hindernishöhe d . Für Standorte mit weit verstreuten Hindernissen ist der Parameter überflüssig. Bei einer Einbeziehung des Faktors lässt sich d mit 70 % der Hindernishöhe abschätzen (Quaschnig 2015 S.279).

$$\frac{v(z_{hub})}{v(z_{anem})} = \frac{\ln((z_{hub} - d \cdot 0,7)/z_0)}{\ln((z_{anem} - d \cdot 0,7)/z_0)}$$

Tabelle 6.2 zeigt die Auswirkungen beider Ansätze angewandt auf die durchschnittliche Windgeschwindigkeit von 6,43 m/s des Jahres 2017, wenn man davon ausgeht, dass $z_{anem} = 50$ m, $z_{hub} = 33$ m und die Oberflächenrauigkeitslänge $z_0 = 0,25$ m betragen.

Tabelle 6.2 Auswirkungen des logarithmischen Grenzschichtprofils nach Homer und Quaschnig: Bei Quaschnings Ansatz werden die Auswirkungen bei Hindernishöhen von 5 m, 7,5 m und 10 m untersucht

| Parameter | Einheit | Nach Homer | Nach Quaschnig | | |
|--------------|---------|------------|----------------|------|------|
| d | m | - | 5 | 7,5 | 10 |
| $v(z_{hub})$ | m/s | 5,93 | 5,87 | 5,84 | 5,80 |

Es zeigt sich, dass die Einbeziehung von Hindernissen mit einer Höhe $d = 10$ m eine geringfügige Senkung der Windgeschwindigkeitswerte um ca. 2 % verursacht. Mögliche Hindernisse im Umfeld der Hybridanlage stellen Bäume und Büsche mit einer maximalen Höhe von ca. 7,5 m dar. Es wird daher angenommen, dass der Parameter d vernachlässigbar ist.

Einfluss der Oberflächenrauigkeitslänge und der Nabenhöhe

Der Einfluss der Oberflächenrauigkeitslänge (Surface Roughness) und der Nabenhöhe (Hub height) auf die Jahreswindenergieerzeugung (Wind Production) wird anhand einer Sensitivitätsanalyse näher untersucht. Tabelle 6.3 zeigt die dazu gewählten Sensitivitätsvariablen.

Tabelle 6.3 Sensitivitätsvariablen (Berücksichtigte Oberflächenrauigkeitslängen und berücksichtigte Nabenhöhen)

| | | | | | | | | | |
|-------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Surface Roughness | 0,10 | 0,15 | 0,20 | 0,25 | 0,30 | 0,35 | 0,40 | 0,45 | 0,50 |
| m | | | | | | | | | |
| Hub height | 29 | 30 | 31 | 32 | 33 | 34 | 35 | 36 | 37 |
| m | | | | | | | | | |

Abbildung 6.3 illustriert die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse. Allgemein lässt sich feststellen, je größer die Nabenhöhe und je kleiner die Oberflächenrauigkeitslänge desto größer ist der Jahreswindenergieertrag der Windturbine. Bei einer Oberflächenrauigkeitslänge von 0,25 m und einer Nabenhöhe von 33 m ergibt sich ein hoher Jahreswindenergieertrag zwischen 45.000 kWh und 50.000 kWh. Dieser Wert liegt dicht an der Grenzschicht zwischen der windreichen und der windarmen Schicht über der Oberfläche. Eine Senkung der Nabenhöhe um nur wenige Meter würde deutliche Ertragseinbußen mit sich bringen. Eine zu niedrig geschätzte Oberflächenrauigkeitslänge ist weniger problematisch. Erst ab Werten von 0,3 m nimmt der Jahresertrag stark ab. Eine größere Nabenhöhe wäre nicht zu empfehlen, da kein signifikant höherer Jahresenergieertrag erreicht werden kann und eine höhere Turmkonstruktion notwendig wäre, die mit Mehrkosten verbunden ist.

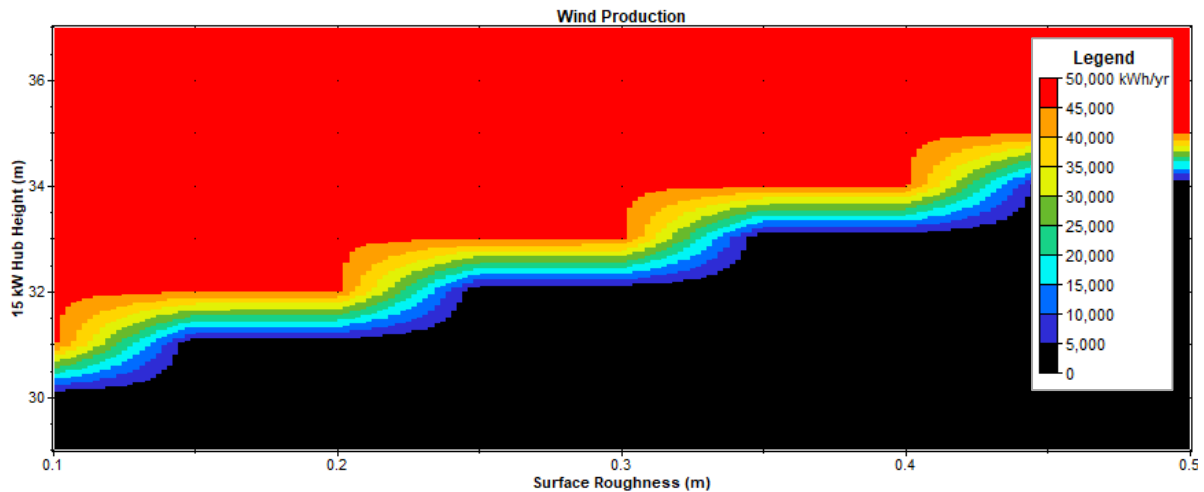


Abbildung 6.3 Sensitivitätsanalyse - Einfluss der Oberflächenrauheitslänge und der Nabenhöhe auf den Jahreswindenergieertrag

6.3 Auswirkungen eines gesteigerten Lastverhaltens

Ein weiterer Unsicherheitsfaktor bei den Simulationsergebnissen ist die Auswahl des durchschnittlichen elektrischen Lastprofils des Monats September. Diese Annahme beruht auf den Ergebnissen der Auswertung der Messdaten in Kapitel 3, nach denen sich das Lastverhalten von Monat zu Monat im Jahr 2016 gesteigert hat. Weiterhin wurde erkenntlich, dass sich der Kraftstoffverbrauch von 2016 zu 2017 deutlich erhöht. Es lässt sich vermuten, dass sich das Lastverhalten im Jahr 2017 ebenfalls erhöht hat. Unklar bleibt jedoch, was die genauen Gründe des gesteigerten Lastverhaltens sind. So kommen eine Vielzahl von Faktoren für ein verändertes Lastverhalten in Betracht. Zum einen sind es Faktoren, die im Zusammenhang mit der Bevölkerung stehen. Hier spielen vor allem ihre Gewohnheiten, ihre Art zu leben, ihre sozialen Bedingungen und ihre wirtschaftliche Lage eine wichtige Rolle. Andererseits gibt es exogene Faktoren, wie das saisonal sich verändernde Klima eines Standortes. So variiert das Lastverhalten im Laufe des Jahres aufgrund des veränderten täglichen Zyklus von Sonnenaufgang und Sonnenuntergang. Ebenfalls kann sich das Nutzerverhalten durch saisonal unterschiedliche Temperaturen verändern. Typischerweise wird in den Wintermonaten stärker geheizt und in den Sommermonaten Klimaanlage genutzt (Losa 2014).

Über den saisonalen Verlauf des elektrischen Lastverhaltens der Gemeinde können lediglich Vermutungen angestellt werden. Wie bereits in Kapitel 2 erwähnt, treten die stundendurchschnittlichen Tiefsttemperaturen der Region im den Monaten Mai bis Juli auf. Diese fallen in der Regel nicht unter 5°C. Die durchschnittlichen Höchsttemperaturen von 32°C treten in den Monaten Oktober bis Februar auf (CLV 2018). Eine Befragung verschiedener Gemeindemitglieder ergab, dass keine Klimaanlage in El Espino genutzt werden. Daher wird ein verändertes Lastverhalten durch vermehrten Gebrauch von Heizgeräten und Kühlgeräten als unwahrscheinlich erachtet.

In den Monaten November bis Januar sind täglich bis zu 13 Stunden Tageslicht vorhanden. Wohingegen die Monate Juni und Juli die niedrigste Stundenanzahl mit Tageslicht von etwa 11 Stunden verzeichnen (CLV 2018). Somit könnte das Lastverhalten in diesen Monaten höher ausfallen, da die Bevölkerung die Beleuchtungen länger nutzt.

Wahrscheinlicher ist es, dass sich das gesteigerte Lastverhalten des Jahres 2016 anhand der gesellschaftlichen Faktoren erklären lässt. Balderrama et al. untersuchen in ihrer Machbarkeitsstudie eines „PV & Li-Ion Battery Based Micro-Grid“ in Bolivien das typische Lastverhalten einer isolierten Gemeinde (Balderrama 2017, S. 6-7). Als Datengrundlage wurden Umfragen der Bevölkerung in El Espino und La Brecha durchgeführt. Zum Zeitpunkt der Umfrage war das Inselnetz in El Espino fast ein Jahr lang in Betrieb. Es wurde vier sozioökonomische Klassen analysiert, die im Folgenden kurz dargestellt werden.

- **High income:** Arbeiter, die ein öffentliches Amt innehaben und ein festes monatliches Gehalt beziehen. Sie können es sich leisten, die Investition für den Anschluss an das Stromnetz zu tätigen oder die Kosten für ihren Energieverbrauch zu bezahlen. Um ihren Energiebedarf zu decken, haben diese Menschen kleine Dieselaggregate oder Photovoltaik-Anlagen erworben.
- **High medium income:** Einwohner, die ein Geschäft in dem Dorf betreiben (Lebensmittelgeschäfte). Sie können sich die Gebühr für den Anschluss an das Stromnetz und die monatlichen Zahlungen für die Energieversorgung leisten. Wie bei der vorherigen Einkommensklasse unterhalten sie kleine Photovoltaikanlagen, um ihre Elektrogeräte mit Strom zu versorgen.
- **Medium income:** Die Haushalte dieser Klasse haben Verwandte, die in den Städten arbeiten und Geld für die Unterstützung des Rests der Familie senden. Abhängig von der jeweiligen finanziellen Situation der Familie könnten diese Haushalte für den Anschluss an das Stromnetz aufkommen. Für die Beleuchtung verwenden sie Kerzen und manchmal kleine Photovoltaik-Systeme. Selten sind sie im Besitz von Notstromaggregaten.
- **Lower income:** Die Haushalte dieser Klasse haben kein regelmäßiges Einkommen. Sie leben von dem Ertrag ihrer Felder oder ihrer befristeten Arbeitsplätze in der Gemeinde. Dieser Teil der Bevölkerung hat Probleme, den Betrag zu leisten, der notwendig ist, um den Anschluss an das Stromnetz oder die monatlichen Kosten für den Energieverbrauch zu bezahlen. Zur Beleuchtung nutzen sie hauptsächlich Kerzen.

Die vorherige Nutzung individueller Notstromaggregate und die damit verbundene Abhängigkeit von Kraftstoffen konnte durch die Hybridanlage verringert werden. Die elektrische Energieversorgung ist seither zuverlässiger und günstiger gestaltet. Besonders untere Einkommensklassen konnten von dem Bau der Hybridanlage profitieren. Die Autoren des Artikels kommen zu dem Schluss, dass sich das Lastverhalten seit der Inbetriebnahme der Hybridanlage gesteigert hat, was vor allem auf das veränderte „energy behaviour“ der Einwohner zurückzuführen ist. Somit ist eine weitere Steigerung des elektrischen Energiebedarfs auch in Zukunft zu erwarten (Balderrama 2017, S. 7).

Eine stufenweise Steigerung des Lastverhaltens von Jahr zu Jahr lässt sich in Homer nicht darstellen. Jedoch ist es möglich, ein gesteigertes Lastverhalten über die gesamte Laufzeit des Projektes zu simulieren. Zur Untersuchung dieser Problematik wurde der bisher betrachtete tagesdurchschnittliche Energieverbrauch von 243 kWh in einer Sensitivitätsanalyse stufenweise bis auf 268 kWh/d erhöht. Das entspricht einer Erhöhung um ca. 10 %.

Abbildung 6.4 zeigt die Auswirkungen dieser Steigerung auf die Gesamtkosten (NPC) der drei Systemkonfigurationen (Ist-System, Systeminterne Optimierung und Systemergänzende Optimierung).

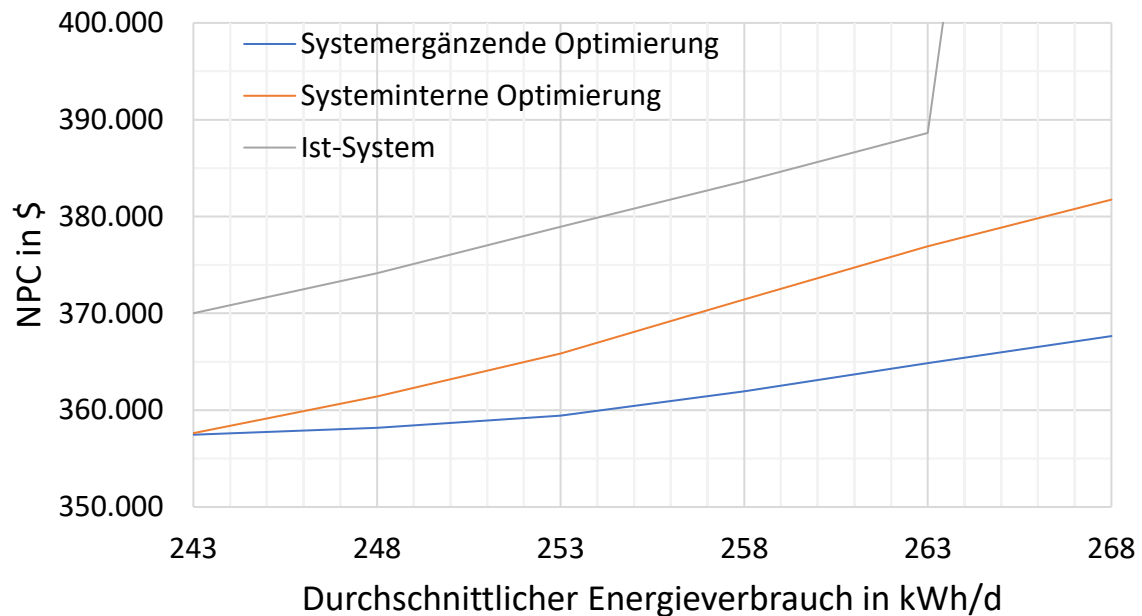


Abbildung 6.4 Auswirkungen eines gesteigerten tagesdurchschnittlichen Energieverbrauchs auf die Gesamtkosten (NPC) der drei Systemkonfigurationen

Die Gesamtkosten über die Laufzeit des Ist-Systems liegen bei einem durchschnittlichen Energieverbrauch von 243 kWh/d um ca. 13.000 \$ höher als bei der Systemergänzenden und der Systeminternen Optimierung. Geht man von einem 10 % höheren durchschnittlichen Energieverbrauch pro Tag aus, fallen die Gesamtkosten des Systems für die Systemergänzende Optimierung deutlich geringer aus als für die beiden anderen Konfigurationen. Dies liegt daran, dass bei dieser Konfiguration die erzeugte Überschussenergie höher liegt. Ein gesteigerter Energiebedarf könnte von der Systemergänzung insgesamt besser kompensiert werden. Die Gesamtkosten des Ist-Systems würden ab einem durchschnittlichen Energieverbrauch von ca. 263 kWh/d wesentlich höher ausfallen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass sich der jährliche Energiedurchsatz (Annual throughput) des Batteriespeichers erhöht und somit die Lebenszeit der Batterien unter das vorgegebene Minimum von 11 Jahren sinkt.

6.4 Unsicherheiten aufgrund der Kostenabschätzungen

Ein weiterer Unsicherheitsfaktor für die Aussagekraft der Ergebnisse sind die angenommenen Kosten für die Systemkomponenten. Im Folgenden soll diese Problematik beispielhaft an der Kostenabschätzung des Photovoltaik-Generators aufgezeigt werden.

Bei den Gesamtinvestitionskosten des Photovoltaikgenerators werden Kosten für Wechselrichter, Aufständering, Montage und Transport berücksichtigt. Laut Fraunhofer Institut sind die Preise für Photovoltaikanalgen in den letzten Jahren stark gefallen. So betrug der durchschnittliche Endkundenpreis für fertig installierte Aufdachanlagen mit einer Leistung zwischen 10-100 kWp in Deutschland 2011 noch ca. 2500 €/kWp. Im vierten Quartal 2016 liegt dieser Preis bei nur noch 1300 €/kWp. Dabei ist der Modulpreis für knapp die Hälfte der Investitionskosten einer fertig installierten Anlage verantwortlich (Wirth 2018). Demnach entspricht der Endabnehmerpreis für Solarmodule etwa 0,65 €/Wp im vierten Quartal 2016.

Für die Simulation wurde daher ein Endabnehmerpreis der Solarmodule von ungefähr 0,65 €/Wp (0,80 \$/Wp) angesetzt. Der Photovoltaik-Generator in El Espino hat eine Leistung von 60 kWp. Somit ergeben sich Investitionskosten für die Solarmodule von:

$$\text{Investitionskosten(Solarmodule)} = 0,8 \text{ \$/Wp} \cdot 60.000 \text{ Wp} = 48.000 \text{ \$}$$

Die Kosten des Photovoltaik-Wechselrichters belaufen sich auf ungefähr 12.000 \$. Grundlage für diese Annahme ist eine Preisanfrage an SMA-Südamerika vom 02.01.2018. Die Preisangaben des Wechselrichters wurden für Santiago de Chile veranschlagt. Daher muss davon ausgegangen werden, dass beim Import nach Bolivien Mehrwertsteuern auf die Produkte erhoben werden. Weitere Kosten für Aufständigung, Transport und Montage wurden mit Hilfe von Reinhard Mayer Falk, Experte für erneuerbare Energie abgeschätzt. Er ist seit vielen Jahren im bolivianischen Sektor für erneuerbare Energien tätig. Somit ergeben sich Gesamtinvestitionskosten für den Photovoltaikgenerator von 85.000 \$. Das entspricht spezifischen Investitionskosten von:

$$\text{Spezifische Investitionskosten} = \frac{85.000 \text{ \$}}{60 \text{ kWp}} \approx 1.400 \text{ \$/kWp}$$

Die jährlichen Betriebs- und Wartungskosten einer Photovoltaik-Anlage werden nach Quaschnig mit 2 % der Investitionskosten veranschlagt (Quaschnig 2015, S. 398).

$$\text{Betriebs – und Wartungskosten} = 0,02 \cdot 85.000 \text{ \$} = 1.700 \text{ \$/yr}$$

Anhand der vorherigen Darstellung zeigt sich, wie schwierig sich eine realistische Kostenabschätzung für die jeweiligen Komponenten einer Hybridanlage in Bolivien darstellt. Zudem wurde deutlich, dass die Preise für fertig installierte Photovoltaik-Anlagen in wenigen Jahren stark gesunken sind. Die Preisabschätzungen können daher lediglich eine zeitlich begrenzte Gültigkeit haben.

6.5 Staatliche Subventionen fossiler Brennstoffe

Die Simulationen aus Kapitel 5 wurden bei einem konstanten Dieselpreis von 0,54 \$/L durchgeführt. Aus Tabelle 6.4 geht hervor, dass der bolivianische Dieselpreis sehr niedrig im Vergleich zu dem Preis benachbarter Länder und zum Weltmarktpreis ist. Dies liegt an der bisherigen staatlichen Subventionierung fossiler Brennstoffe. Über 50 % des in Bolivien verbrauchten Dieselpreises muss zu Weltmarktpreisen aus dem Ausland importiert werden (Prado 2014).

Tabelle 6.4 Dieselpreis vom 29.04.2018 verschiedener südamerikanischer Länder (Global Eco 2018)

| Land | Dieselpreis \$ |
|------------------|-------------------|
| Argentinien | 1,13 |
| Brasilien | 0,99 |
| Bolivien | 0,54 |
| Chile | 0,91 |
| Paraguay | 0,97 |
| Peru | 0,90 |
| Weltmarktpreis Ø | 1,04 |

Die starke Subventionierung fossiler Brennstoffe ermöglicht zwar günstige Strompreise. Sie verhindert jedoch, dass alternative Energieträger auf dem Markt gleiche Chancen haben. Eine Reduzierung der Subventionen hätte zudem eine Kostenersparnis für den Staat zur Folge (AHK Bolivien 2015, S. 18).

Seit den letzten Jahrzehnten ist ein Anstieg des Dieselpreises im Transportsektor erkennbar (Global Eco 2018). Weitere Versuche der Regierung, die Preise für den Transportsektor zu erhöhen, führten in den letzten Jahren zu Streiks und Blockaden und konnten gegen den Widerstand der Bevölkerung nicht durchgesetzt werden. Anders sieht es im Energiesektor aus. Hier ist die Bevölkerung nur indirekt über den Strompreis der lokalen Betreiberfirma vom Kraftstoffpreis betroffen. Laut Hackenberg könnten Preiserhöhungen in diesem Bereich leichter durchsetzbar sein (Hackenberg 2018).

In ihrem Fachartikel prognostizieren Balderrama et al. einen Anstieg des bolivianischen Dieselpreises in den kommenden Jahren auf bis zu 1,18 \$/L (Balderrama 2017, S. 8). Sie verweisen auf den bolivianischen Elektrizitätsplan 2025. Aus dem Bericht geht hervor, dass das Ziel verfolgt wird, subventionierte Kraftstoffe für Elektrifizierungsprojekte in ländlichen Gebieten deutlich zu reduzieren (MHE 2014, S. 69-70). Konkrete Preissteigerungsvorhaben werden jedoch nicht genannt. Hackenberg schätzt die Situation wie folgt ein:

„Letztlich hängt die Preisentwicklung aber davon ab, in welcher Höhe die Regierung bereit ist, den ohnehin viel höheren Importpreis auf ein "sozialverträgliches" Niveau herunter zu subventionieren. Das ist eine politische, keine ökonomische Entscheidung und deshalb kaum zu prognostizieren.“ (Hackenberg 2018).

Die Auswirkungen einer schrittweisen Erhöhung des Dieselpreises von 0,55 \$/L auf 1,10 \$/L auf die Gesamtkosten (NPC) der drei Systemkonfigurationen werden in Abbildung 6.5 illustriert.

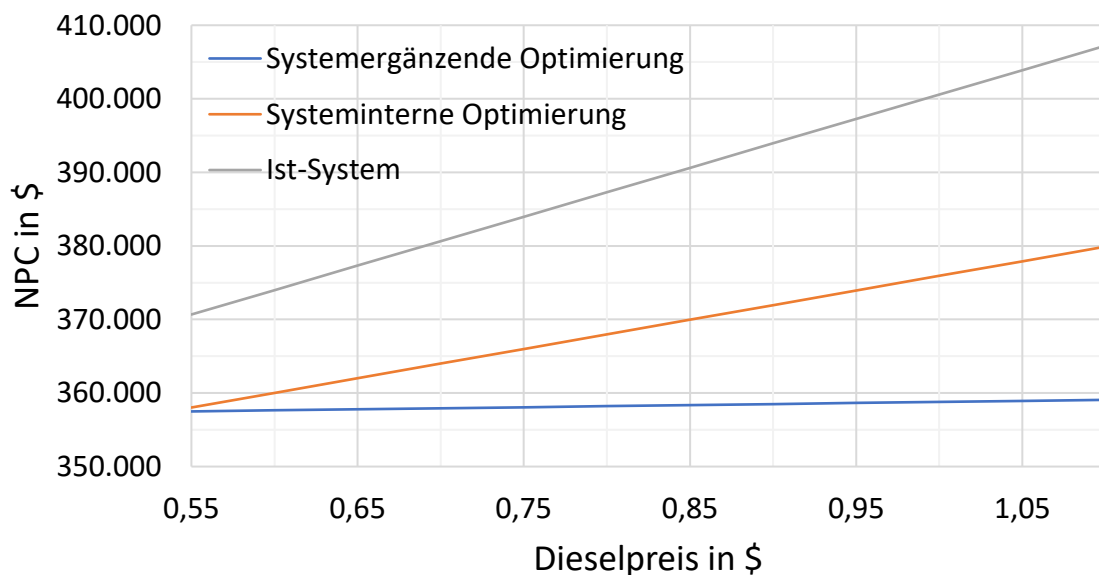


Abbildung 6.5 Auswirkungen eines gesteigerten Dieselpreises auf die Gesamtkosten (NPC) der drei Systemkonfigurationen

Ein erhöhter Dieselpreis würde zu wesentlich höheren Gesamtkosten des Ist-Systems führen. Aufgrund der geringen Nutzung des Diesel-Generators bei den Optimierungsansätzen führt ein erhöhter Dieselpreis zu geringeren Gesamtkosten. Für die Energiegestehungskosten sind ähnliche Kurvenverläufe zu erkennen.

6.6 Systeminterne Optimierung

In der Fachliteratur wird eine Vielzahl von Systemkontrollstrategien (Dispatch-Strategy) kontrovers diskutiert. Dabei liegen mögliche Strategien zwischen den beiden Extremen (Barley 1996):

- Nichtladen der Batterien durch das Notstromaggregat (Load following)
- Vollladen der Batterien nach jedem Notstromgeneratorstart (Cycle charging)

Die Wahl der Systemkontrollstrategien beinhaltet die Abwägung zwischen ökologischen, technischen und ökonomischen Gesichtspunkten. Die folgenden Fragen spielen bei der Auswahl der Dispatch-Strategie eine Rolle spielen:

- Wie wird der Alterungsprozess der Komponente – Diesel-Generator oder Batteriespeicher – durch die jeweilige Strategie beeinflusst?
- Wie viel Überschussproduktion an elektrischer Energie fällt durch die jeweilige Strategie an?
- Welche Strategie ist ökologisch am nachhaltigsten?
- Welche Strategie ist am kosteneffizientesten?

Je nachdem welche Prioritäten im Vordergrund stehen, kann die eine oder die andere Strategie als optimal angesehen werden.

Anspruchsvolle Strategien versuchen Prognosen meteorologischer Vorhersagen mit einzubeziehen, um das Potenzial erneuerbarer Energien zu maximieren (Barley 1996).

Die Ergebnisse der systeminternen Optimierung zeigen, dass sich eine Reihe von systeminternen Parametern durch die kosteneffizientere Ladestrategie Load following verändern. Allgemein stellt sich heraus, dass der Dieselgenerator häufiger über einen kürzeren Zeitraum auf einem niedrigeren Leistungsniveau genutzt wird. Dies hat zur Folge, dass der Kraftstoffverbrauch und die Treibhausgasemissionen sinken. Ebenfalls kann erreicht werden, dass ein größerer Anteil der Überschussproduktion des Photovoltaik-Generators zur Ladung der Batterien verwendet wird.

Andererseits wird häufiger ein niedriger Ladezustand des Batteriespeichers verzeichnet, was laut Mertens zu einer geringeren Lebenserwartung der Solarbatterie führen müsste (Mertens 2015, S. 220–223). Im Widerspruch dazu erhöht sich die Lebenszeit der Batterie in Homer geringfügig. Dies ist der Fall, da Homer zwei unabhängige Faktoren zur Berechnung der Lebensdauer von Batterien berücksichtigt. Zum einen den Lebensdauerdurchsatz (lifetime throughput) und andererseits die Lebensdauer der Batterie (battery float life) (Homer 2012). Nach den Ergebnissen der systeminternen Optimierung kann der niedrige Ladezustand offenbar durch eine Senkung des Batteriedurchsatzes kompensiert werden.

Neben einer leicht höheren Lebenszeit des Batteriespeichers steigt jedoch der Verschleiß des Generators durch längere Betriebsstunden und eine sehr viel höhere Anzahl an Generatorstarts. Dies senkt seine Lebenszeit drastisch. Aufgrund der Tatsache, dass in Bolivien nur wenig technisch geschultes Personal in abgelegenen Regionen vorhanden ist, um Wartungen oder Reparaturen zu bewerkstelligen ist es fragwürdig, ob eine Load following-Strategie das Hybridsystem nachhaltig optimiert.

Barley schlägt eine dritte Systemkontrollstrategie vor. Um häufige Generatorstarts und dadurch entstehende Wartungskosten zu vermeiden, sei es kosteneffizienter, eine Cycle charging-Strategie bei einem niedrigen Soll-Ladezustand zu wählen. Nach Barley liegt der optimale Soll-Ladezustand 10 % über der maximalen Entladetiefe (Barley 1996). Um dem nachzugehen, wird in Homer eine weitere

Systemkontrollstrategie mit einem niedrigen Soll-Ladezustand von 60 % simuliert. Tabelle 6.5 zeigt die wichtigsten Ergebnisparameter der Hybridanlage für die drei diskutierten Systemkontrollstrategien.

Tabelle 6.5. Drei Ladestrategien im Vergleich (Cycle charging mit einem Soll-Ladezustand von 80 %, Cycle charging mit einem Soll-Ladezustand von 60 % und Load following)

| Parameter | Einheit | Konfiguration | | |
|---------------------------------|-----------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------|
| | | Cycle charging, (SOC 80 %) | Cycle charging, (SOC 60 %) | Load following |
| Total electricity production | kWh/yr | 122.604 | 116.250 | 113.021 |
| Excess electricity | kWh/yr | 16.607 (13 %) | 10.118 (8 %) | 8.234 (7 %) |
| Renewable fraction | - | 0,822 | 0,867 | 0,885 |
| Total net present cost (NPC) | \$ | 370.012 | 357.745 | 357.627 |
| Operating cost | \$/yr | 9.548 | 8.478 | 8.468 |
| Levelized cost of energy (LCOE) | \$/kWh | 0,364 | 0,352 | 0,352 |
| Hours of operation | hr/yr | 360 | 243 | 640 |
| Number of starts | starts/yr | 94 | 194 | 426 |
| Operational life (DG) | yr | 41,7 | 61,7 | 23,4 |
| Fuel consumption | L/yr | 5.784 | 4.097 | 3.468 |
| Energy in | kWh/yr | 68.230 | 69.110 | 63.840 |
| Energy out | kWh/yr | 58.812 | 59.664 | 55131 |
| Annual throughput | kWh/yr | 63.418 | 64.338 | 59.449 |
| Expected life (Battery) | yr | 11,9 | 11,8 | 12,7 |

Es zeigt sich, dass Cycle charging mit einem niedrigen Soll-Ladezustand von 60 % fast genauso kosteneffizient ist wie Load following. Weiterhin bietet diese Strategie den deutlichen Vorteil, dass die Generatorstarts nicht so extrem steigen wie beim Load following. Dies macht sich besonders an der Lebensdauer des Diesel-Generators bemerkbar, die deutlich höher ausfällt. Ein Nachteil des Cycle charging gegenüber dem Load following zeigt sich in der etwas geringeren Lebensdauer des Batteriespeichers.

6.7 Systemergänzende Optimierung

Die Ergebnisse der systemergänzenden Optimierung aus Kapitel 5 zeigten, dass die Nutzung des Dieselgenerators und somit der Kraftstoffverbrauch deutlich reduziert werden können. Dies ist durch die Ergänzung des Hybridsystems um eine Kleinwindenergieanlage möglich. Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Gesamtenergieproduktion steigt auf über 95 %. Das hätte zur Folge, dass die Menschen in El Espino ihre Abhängigkeit vom Dieselmotorkraftstoff zur Energieerzeugung reduzieren können. Trotz der anfänglich höheren Investitionskosten der Systemergänzung können die Kosten über die Laufzeit unter das Niveau des Ist-Systems gesenkt werden.

Jedoch kommt es bei der simulierten Systemkonfiguration zu einer deutlichen Steigerung der Gesamtproduktion an elektrischer Energie im Vergleich zum Ist-System. Diese Problematik wird besonders deutlich anhand der Betrachtung des Last- und Erzeugerverhaltens. An Tagen, an denen der Standort hohe Wind- und Einstrahlungswerte aufweist, entsteht viel Überschussproduktion an elektrischer Energie. Weiterhin erreicht der Batteriespeicher überwiegend einen hohen Ladezustand.

Diese Erkenntnisse eröffnen die Möglichkeit, Systemkomponenten wie den Diesel-Generator, den Photovoltaik-Generator und den Batteriespeicher kleiner und kosteneffizienter zu dimensionieren. Zu dem selben Schluss kommen auch Razak et al.. Sie untersuchen die Auswirkungen einer Reduzierung der Überschussenergie auf die Energiegestehungskosten (LCOE). Dabei gehen sie von einer PV-Wind-Hydro-Diesel Hybridsystem aus. Sie kommen zu dem Ergebnis, dass eine Reduktion der Überschussenergie von 50 % eine ähnlich starke Auswirkung auf die Energiegestehungskosten (LCOE) hat (Razak 2009).

Um dieser Möglichkeit nachzugehen, wurde eine weitere Simulation durchgeführt. Dazu wurde die Annahme getroffen, dass sich die Kosten der Systemkomponenten linear mit deren Leistung entwickeln. Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse werden Spitzenleistungen des Photovoltaik-Generators zwischen 0 und 60 kW zugelassen. Die Anzahl der Windturbinen, sowie die Anzahl der berücksichtigten Batteriestränge wird zwischen 0 und 3 gesetzt. Tabelle 6.6 zeigt die gewählten Sensitivitätsvariablen.

Tabelle 6.6 Sensitivitätsvariablen (Berücksichtigte Leistung des Photovoltaik-Generators, Anzahl der Windturbinen, Anzahl der Batteriestränge)

| PV power kW | Number of Wind turbines | Number of Battery strings |
|----------------|----------------------------|------------------------------|
| 0 | 0 | 0 |
| 20 | 1 | 1 |
| 25 | 2 | 2 |
| 30 | 3 | 3 |
| 45 | | |
| 50 | | |
| 55 | | |
| 58 | | |
| 60 | | |

Zudem wird ein zweiter Dieselmotor mit einer Nennleistung von 32 kW dem System hinzugefügt. Die technischen Daten über den Kraftstoffverbrauch werden dem in Anhang F befindlichen Datenblatt entnommen. Homer vergleicht dann, welcher der Dieselmotoren ein effizienteres Betriebsverhalten aufweist. Außerdem wird der erlaubte Dieselmotorverbrauch pro Jahr auf maximal 2000 L festgesetzt. Es wird erneut von dem aktuellen bolivianischen Dieselpreis von 0,54 \$/L ausgegangen. Beide Systemkontrollstrategien (Dispatch-Strategy), Load following (LF) und Cycle Charging (CC) werden zugelassen. Alle weiteren Parameter werden von der systemergänzenden Optimierung übernommen.

Kleiner dimensioniertes System

Es ergibt sich ein kleiner dimensioniertes System anhand der zuvor beschriebenen Rahmenbedingungen. Dieses System besteht aus einem Photovoltaik-Generator mit einer Spitzen-Leistung von 45 kW, einer Kleinwindenergieanlage mit einer Nennleistung von 15 kW, einem Diesel-Generator mit einer Nennleistung von 30 kW und einem Batteriespeicher mit zwei Strängen und jeweils 24 Bleisäurebatterien. In Tabelle 6.7 werden die wichtigsten Parameter aus den Ergebnissen des Ist-Systems und des kleiner dimensionierten Systems gegenübergestellt.

Tabelle 6.7 Gegenüberstellung der Ergebnisparameter des kleiner ausgelegten Systems und des Ist-Systems

| Parameter | Einheit | Systemkonfiguration | |
|---------------------------------|---------|---------------------|----------------------------|
| | | Ist-System | Kleiner ausgelegtes System |
| Total capital cost | \$ | 260.500 | 247.651 |
| Operating cost | \$/yr | 9.548 | 5.702 |
| Total net present cost (NPC) | \$ | 370.012 | 313.053 |
| Levelized cost of energy (LCOE) | \$/kWh | 0,364 | 0,308 |
| Total energy | kWh/yr | 122.604 | 126.019 |
| Renewable fraction | - | 0,822 | 0,950 |
| Fuel consumption (DG) | L/yr | 5.784 | 1.889 |
| Hours of operation | hr/yr | 360 | 597 |
| Expected life (Battery) | yr | 11,9 | 15,3 |
| Excess electricity | kWh/yr | 16.607 | 28.315 |
| Dispatch Strategy | - | CC | LF |
| Setpoint | % | 80 | - |

Die anfänglichen Investitionskosten (Total capital cost) können durch das kleinere System um fast 12.000 \$ reduziert werden. Die laufenden Kosten (Operating cost) sinken um ca. 40 %. Auch die Energiegestehungskosten (LCOE) sinken stärker als bei den vorherigen Simulationen. Sie betragen im Ist-System noch 0,36 \$/kWh. Im kleineren System betragen sie nur noch 0,31 \$/kWh.

Zukünftige Hybridanlagen in der Region könnten deutlich ökologischer und kostengünstiger gebaut und betrieben werden. Gerade eine Verkleinerung des Batteriespeichers wäre bedeutend, da er den größten Kostenfaktor ausmacht. Diese Reduzierung der Kosten könnte primär den einkommensschwachen Teilen der Bevölkerung zugutekommen. Aber auch der bolivianische Staat würde seinem Ziel gerecht, die Reduzierung subventionierter Kraftstoffe in ländlichen Gebieten voranzutreiben, da der Dieserverbrauch deutlich niedriger ausfällt.

Die erhöhte Anzahl an Betriebsstunden des Diesel-Generators beim kleiner dimensionierten System ergibt sich aufgrund der veränderten Systemkontrollstrategie. Die Überschussproduktion an elektrischer Energie beträgt 22 %. Im Vergleich zur systemergänzenden Optimierung konnte die Überschussenergie durch eine angepasste Dimensionierung der Systemkomponenten somit von ca. 33 % auf 22 % gesenkt werden. Ein Nachteil ist jedoch, dass der Kraftstoffverbrauch mit 1889 L/yr höher liegt als bei der systemergänzenden Optimierung. Dort lag der Kraftstoffverbrauch bei lediglich 249 L/yr.

Trotz der Optimierung wird ein großer Anteil an verfügbarer Energie nicht genutzt. Daher liegt die Überlegung nahe, eine sinnvolle Verwendung für dieses Potential zu finden.

Wie bereits in Kapitel 2 näher erörtert, leidet die Region des Chaco Boliviano unter starken Dürrephasen. Die Wasserversorgung der Gemeinde wird bisher über wöchentliche Wasserlieferungen aus den umliegenden Gemeinden geregelt (Falk 2018). Daher wird im Folgenden untersucht, ob die anfallende Überschussenergie ausreicht, um ein Wasserpumpensystem zu betreiben, das den täglichen Wasserbedarf der Gemeinde abdeckt. Das System soll aus einer Wasserpumpe und einem Wassertank zur Zwischenspeicherung bestehen.

Homer ermöglicht hierfür die Simulation einer abschaltbaren elektrischen Last (Deferrable load). Diese muss von der Hybridanlage innerhalb einer bestimmten Zeitspanne abgedeckt werden, wobei der exakte Zeitpunkt irrelevant ist. Sobald Überschussenergie im System anfällt, kann somit der Betrieb einer Wasserpumpe simuliert werden. Nur wenn der Wassertank leerlaufen sollte, wird die Pumpe durch die Hybridanlage betrieben unabhängig davon, ob Überschussenergie bereitsteht.

Die technischen Parameter, die Homer benötigt, um eine abschaltbare Last zu simulieren sind in Abbildung 6.5 dargestellt.

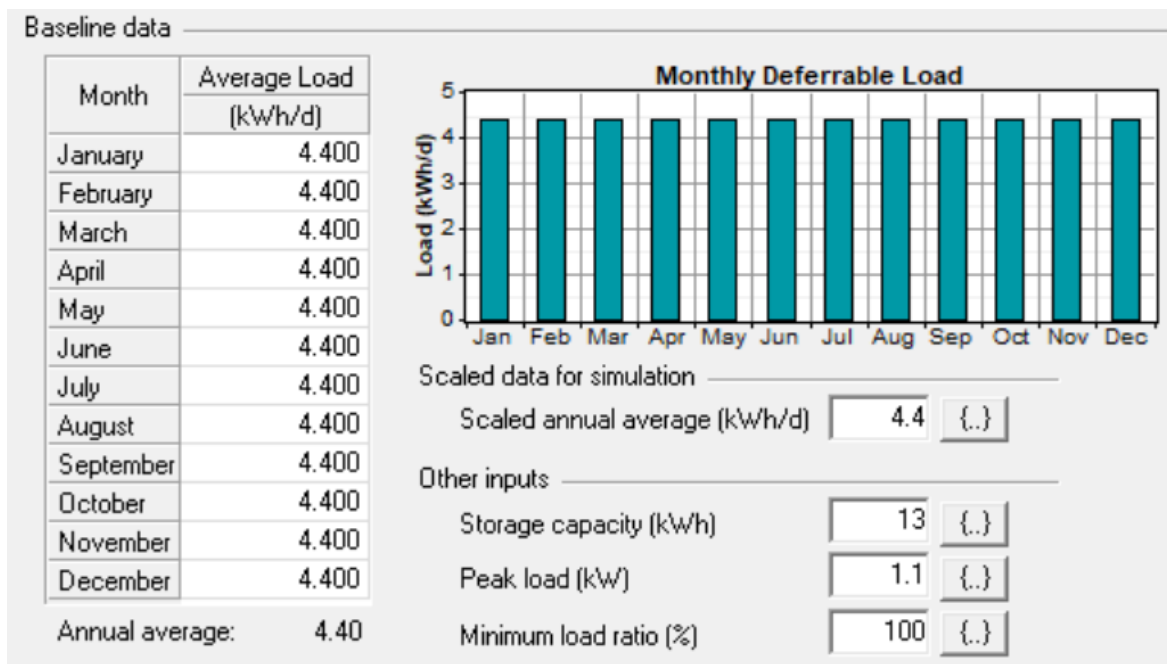


Abbildung 6.5 Technische Parameter zur Dimensionierung einer abschaltbaren Last in Homer

Zur Bestimmung der Parameter wird der Leitfaden zur theoretischen Systemauslegung eines solaren Pumpsystems nach Blumenthal angewendet. Blumenthal untersucht in seiner Bachelorarbeit solare Wasserpumpen in Boliviens Hochland, um die Nachhaltigkeit solcher Wasserförderungsprojekte zu bewerten (Blumenthal 2016).

Schritt 1 – Wasserbedarf

Als ersten Schritt zur Dimensionierung eines Pumpsystems nennt Blumenthal die Berechnung des Wasserbedarfs. Dieser wird anhand von Durchschnittswerten aus der Fachliteratur abgeschätzt.

Laut Falk lebten 2017 ca. 250 Einwohner in der Gemeinde El Espino (Falk 2018). Ein typischer Wert für den Wasserbedarf von Menschen in ländlichen Gebieten von Entwicklungsländern liegt bei 20 - 40 L/Tag (Blumenthal 2016). Der tägliche Wasserbedarf wird wie folgt abgeschätzt:

$$\text{Wasserbedarf} = 250 \text{ Personen} \cdot \frac{40 \text{ L}}{\text{Person}} = 10.000 \text{ L} = 10 \text{ m}^3$$

Schritt 2 – Wasserquelle

Ein Ansatzpunkt für zukünftige Forschung wären Untersuchungen der Wasserverfügbarkeit und Wasserqualität des Standortes. Diese müssen vor der Installation des Pumpsystems analysiert werden, um Rückschlüsse auf die späteren Betriebsbedingungen einer Wasserpumpe ziehen zu können. In unbekanntem Gebieten sind Probebohrungen nötig, um die Tiefe des Wasserpegels, die Regenerationsleistung des Wassers und seine Qualität zu bestimmen (Blumenthal 2016).

Schritt 3 – Wassertank

Blumental legt den Wassertank auf das Dreifache des täglichen Wasserbedarfs aus, da es im bolivianischen Hochland regelmäßig zu starken Dürren kommt. Dies ist auch in El Espino der Fall. Daher ergibt sich ein Volumen des Wassertanks von:

$$\text{Volumen} = 3 \cdot 10 \text{ m}^3 = 30 \text{ m}^3$$

Da eine Einschätzung darüber getroffen werden soll, ob die anfallende Überschussenergie ausreicht, um eine Pumpe zu betreiben, die den täglichen Wasserbedarf der Gemeinde abdeckt, werden die folgenden Schritte des Leitfadens von Blumental nicht weiterverfolgt. Nach dem Datenblatt in Anhang H wird von einer Tiefbrunnenpumpe mit einer Nennleistung von 1,1 kW ausgegangen, die bei einer Förderhöhe von 67 m eine Fördermenge von 2,5 m³/h besitzt.

Aus diesen Parametern kann der tägliche Energiebedarf der Pumpe berechnet werden, der nötig ist, um den Tagesbedarf an Wasser abzudecken.

$$\text{Täglicher Energiebedarf der Pumpe} = \frac{10 \text{ m}^3}{2,5 \text{ m}^3/\text{h}} \cdot 1,1 \text{ kW} = 4,4 \text{ kWh}$$

Dieser Wert wird in Homer für jeden Tag im Jahr angenommen (vgl. Abbildung 6.5). Es zeigt sich, dass die Pumpe nur vier Stunden pro Tag arbeiten müsste, um den Tagesbedarf zu decken. Die zulässige Spitzenlast (Peak Load) beträgt 1,1 kW, da dies die Nennleistung der Pumpe ist. Die Speicherkapazität (Storage capacity) gibt an, wie viel Energie notwendig wäre, um mit der Pumpe den gesamten Tank zu füllen. Die Speicherkapazität beläuft sich auf:

$$\text{Speicherkapazität} = \frac{30 \text{ m}^3}{2,5 \text{ m}^3/\text{h}} \cdot 1,1 \text{ kW} = 13,2 \text{ kWh}$$

Abbildung 6.6 zeigt ein typisches Lastverhalten der Hybridanlage. Die Überschussproduktion an elektrischer Energie (lila) reicht deutlich dafür aus, das vorher beschriebene Wasserpumpensystem abzudecken (türkis). Die Energiegestehungskosten (LCOE) können jedoch nur geringfügig gesenkt werden. Eine abschaltbare Last mit höherem Energiebedarf könnte zu einer stärkeren Senkung führen. Eine denkbare Variante wäre ein größeres Pumpensystem, das neben dem täglichen Wasserbedarf der Bevölkerung die Bewässerung von landwirtschaftlichen Nutzflächen oder den Wasserbedarf von Nutztieren abdeckt.

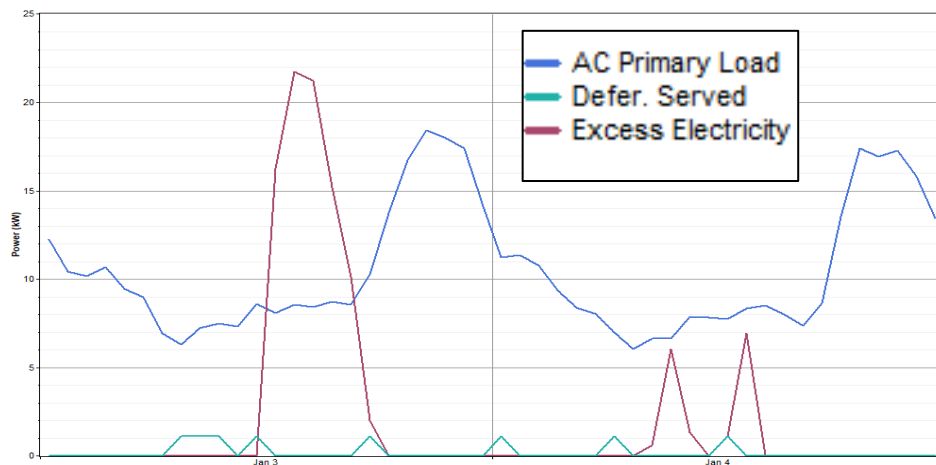


Abbildung 6.6 Lastverhalten (blau), Überschussproduktion (lila) und Wasserpumpe als abschaltbare Last (türkies) am dritten und vierten Januar

Zusammenfassung

Vor dem Hintergrund steigender Weltmarktpreise für endliche Energieträger wurde im Rahmen dieser Arbeit untersucht, welche Auswirkungen eine stärkere Verankerung erneuerbarer Energien, hier einer Kleinwindenergieanlage, in die untersuchte Photovoltaik-Diesel-Hybridanlage mit Batteriespeicher der Gemeinde San Isidro del Espino hat.

Daneben wurden Messdaten über das Last- und Erzeugerverhalten der Anlage von der Firma Enersol bereitgestellt und in dieser Arbeit ausgewertet. Es zeigte sich ein ineffizientes Betriebsverhalten der Anlage, das auf die Systemkontrollstrategie zurückzuführen ist. Bei häufig über Nacht auftretendem Energiemangel der Anlage übernimmt der Diesel-Generator bei Nennleistung die Energieerzeugung und lädt mit überschüssiger Energie den Batteriespeicher bis zu einem Ladezustand von 80 % auf. Somit ist der Speicher bereits vormittags vollgeladen. Dadurch wird der Photovoltaik-Generator runtergeregelt und kann sein Potenzial nicht ausschöpfen. Es wurde ebenfalls untersucht, welche Auswirkungen eine veränderte Systemkontrollstrategie auf die Hybridanlage hat.

Um den eingangs genannten Fragestellungen nachzugehen, wurden technische und wirtschaftliche Parameter der Systemkomponenten, sowie Parameter über die Ressourcenverfügbarkeit des Standortes erhoben. Anhand dieser wurden Zeitreihensimulationen verschiedener Systemkonfigurationen mit der Optimierungssoftware Homer durchgeführt. Dabei wurde das Ist-System (Systemkontrollstrategie: Cycle charging auf einen Soll-Ladezustand von 80 %) der systeminternen Optimierung (Veränderte Systemkontrollstrategie: Load following) und der systemergänzenden Optimierung (Erweiterung um eine Kleinwindenergieanlage) gegenübergestellt.

Anhand der Optimierungen konnte gezeigt werden, dass die Nutzung eines Dieselgenerators zur Versorgungssicherheit nicht alternativlos ist. Beide Simulationen ergaben eine höhere ökologische Nachhaltigkeit der Hybridanlage durch die Reduzierung des Kraftstoffverbrauchs und der Treibhausgasemissionen. Besonders markant ist, dass bei der Systemerweiterung die Nutzung des Diesel-Generators fast komplett entfallen könnte. Daneben ergab sich in beiden Fällen ein kosteneffizienteres System. So konnten die Gesamtkosten (NPC) der Hybridanlage bei beiden Optimierungen um 13.000 \$ reduziert werden. Die Energiegestehungskosten (LCOE) konnten geringfügig gesenkt werden. Anhand von zwei Sensitivitätsanalysen wurde deutlich, dass beide Optimierungen eine Steigerung der Kraftstoffkosten und einen erhöhten täglichen Energiebedarf kosteneffizienter kompensieren könnten.

Die Auswirkungen der Optimierungen auf die Lebensdauer des Diesel-Generators und des Batteriespeichers waren sehr unterschiedlich. Im Falle der veränderten Systemkontrollstrategie wird der Diesel-Generator häufiger über einen kürzeren Zeitraum auf einem niedrigeren Leistungsniveau genutzt. Dies führt zu einer geringfügig höheren Lebenszeit des Batteriespeichers von 11,9 auf 12,7 Jahre. Dahingegen sinkt die Lebensdauer des Diesel-Generators wesentlich stärker von 41,7 auf 23,4 Jahre, da sich die Anzahl der Generatorstarts fast verfünffacht. Durch den Vergleich mit anderen Projekten konnte diese Problematik untersucht werden. Eine alternative Systemkontrollstrategie (Cycle charging auf einen niedrigen Soll-Ladezustand von 60 %) könnte die häufigen Generatorstarts verhindern.

Eine Erweiterung des Hybridkraftwerkes um eine Kleinwindenergieanlage könnte die Lebensdauer des Diesel-Generators und des Batteriespeichers deutlich über die Projektlaufzeit von 20 Jahren steigern. Jedoch ergab sich eine deutlich erhöhte Energieproduktion und somit ein höherer Anteil an Überschussenergie. Diese Erkenntnisse führten dazu, im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse in Homer die Systemkomponenten kleiner zu dimensionieren. Ein solches System konnte simuliert werden. Es besteht aus einem Photovoltaik-Generator mit einer Spitzen-Leistung von 45 kW, einer

Kleinwindenergieanlage mit einer Nennleistung von 15 kW, einem Diesel-Generator mit einer Nennleistung von 30 kW und einem Batteriespeicher mit zwei Strängen und jeweils 24 Bleisäurebatterien. Zukünftige Hybridanlagen in der Region könnten nach diesem Vorbild deutlich ökologischer und kosteneffizienter installiert und betrieben werden.

Ausblick

Die Problematik anfallender Überschussenergie durch die stärkere Verankerung erneuerbarer Energien in der Hybridanlage führten zu einer abschließenden Simulation eines Wasserpumpensystems, das als abschaltbare Last in das System integriert werden könnte. Es zeigte sich, dass die Menge an Überschussenergie deutlich ausreicht, ein Wasserpumpensystem zur Deckung des täglichen Wasserbedarfs der Bevölkerung über die Hybridanlage zu betreiben. Ein möglicher Ansatz für weiterführende Forschungen ist hier gegeben. Damit könnte ein Beitrag zur Verbesserung der Existenzgrundlage der Gemeinde El Espino geleistet werden.

Literaturverzeichnis

- AHK Bolivien 2015** Deutsch-Bolivianische Industrie- und Handelskammer: *Zielmarktanalyse – Offgrid mit Fokus auf Photovoltaik in Bolivien*. Berlin : Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2015
- Ammonit 2017** Ammonit Measurement GmbH: *Professional Wind Measurement*. Berlin, 2017. – URL: http://www.ammonit.com/images/stories/download-pdfs/WindInfo/EN_Ammonit_WindMeasurementKnowHow.pdf (29.04.2018)
- Balderrama 2017** Balderrama S., Sergio L.; Tarantino, Andrea; Sabatini, Stefano; Riva, Fabio; Bonamini, Giorgio; Quoilin, Sylvain: *Feasibility Study of PV & Li-Ion Battery Based Micro-Grids for Bolivian Off-Grid Communities*. Proceedings of IHRES, 2017, S. 6-8
- Barley 1996** Barley, Dennis C.; Winn, Byron C.: *Optimal Dispatch Strategy in remote Hybrid Power Systems*. Solar Energy Vol. 58, Nr. 4-6, S. 165-179, 1996
- Blumenthal 2016** Blumenthal, Kilian: *Untersuchung von solaren Wasserpumpen in Boliviens Hochland zur Verbesserung der Nachhaltigkeit von Wasserförderungsprojekten*. Bachelorarbeit, Hamburg, 2016
- Blüthgen 1980** Blüthgen, Joachim: *Allgemeine Klimageographie : Lehrbuch der allgemeinen Geographie*. 3. Aufl. Berlin, New York : de Gruyter, 1980
- Bosilovich 2016** Bosilovich, Michael; Lucchesi, Rob; Suarez, M.: *GMAO Office Note No. 9 (Version 1.1) : MERRA-2: File Specification*. Maryland : NASA, 2016
- BWE 2013** Bundesverband WindEnergie e.V.: *Kleinwindanlagen : Handbuch der Technik, Genehmigung und Wirtschaftlichkeit kleiner Windräder*. 2. Aufl. Berlin, 2013
- BVKW 2018** Bundesverband Kleinwindanlagen: *Definition Kleinwindanlagen*. 2018. – URL: <http://bundesverband-kleinwindanlagen.de/definition-kleinwindanlagen> (27.04.2018)
- CLV 2018** Cedar Lake Ventures: *Durchschnittswetter in Abapó Bolivien – Regenfälle, Temperatur*. 2013. – URL: <https://weatherspark.com/y/28360/Average-Weather-in-Abap%C3%B3-Bolivia-Year-Round> (27.04.2018)
- DGS 2013** Deutsche, Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS): *Planning and Installing Photovoltaic Systems : A Guide for Installers, Architects and Engineers*. 3. Aufl. Taylor & Francis Group, ProQuest Ebook Central, 2013. – URL: <https://ebookcentral.proquest.com/lib/hawhamburg-ebooks/detail.action?docID=1323379> (27.04.2018)
- EFG 2009** Environmental Forecast Group 3TIER: *Final Report : Bolivia Wind Atlas*. 2009. – URL: https://www.3tier.com/static/ttcms/us/documents/bolivia/Bolivia_Wind_Atlas.pdf (29.04.2018)
- Energetica 2015** Energetica: *Mapa Solar de Bolivia*. Energetica, 2011. – URL: www.energetica.org.bo (27.04.2018)

- Falk 2018** Falk M., Reinhard: Ecoenergía Falk in La Paz, Emailkorrespondenz am 11.03.2018
- Fernández 2012** Fernádes F., Miguel H.: *Cambio Climático, Agua y Energía en Bolivia*. 2012
- FRASUDIA 2018** FRASUDIA UG: *Übersicht Steuersätze*. 2018. – URL: <http://www.die-mehrwertsteuer.de/de/uebersicht-steuersaetze.html> (01.05.2018)
- Garcia 2018** Garcia, Enrique B.: Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) in La Paz, Emailkorrespondenz am 08.03.2018
- Global Eco 2018** The Global Economy 2018: *Economic indicators for Bolivia*. – URL: <https://www.theglobaleconomy.com/Bolivia> (27.04.2018)
- Global Eco 2018** The Global Economy 2018: *Dieselpreis*. – URL: https://de.globalpetrolprices.com/diesel_prices/#hl3 (27.04.2018)
- Google 2018** Google Earth: *San Isidro del Espino*. Google Inc., 2018. – URL: <https://www.google.com/earth> (27.04.2018)
- Google 2018** Google: *Estaciones Meteorológicas : Ubicación y Record*. Google Inc., 2018. – URL: <http://www.senamhi.gob.bo/mapaestaciones/index.php> (27.04.2018)
- Hackenberg 2018** Hackenberg, Norbert: Centro de Información en Energías Renovables (CINER) in Cochabamba; Emailkorrespondenz am 08.03.2018
- Haderspock 2017** Haderspock E., Luis F.: *Planta Hibrida El Espino : Proyecto Piloto para soluciones sostenibles en areas remotas*. Santa Cruz : Cooperativa Rural de Electrificación, 2017.
- Homer 2012** Lambert, Tom: *Homer Help*. Homer Legacy, 2012. – Programmhilfe für Homer Legacy, Version 2.68 beta
- HES 2016** Homer Energy Support: *Modeling an AC PV array*. 2016. – URL: <http://usersupport.homerenergy.com/customer/en/portal/articles/2188917-modeling-an-ac-pv-array> (27.04.2018)
- IEA 2017** International Energy Agency: *Energy access database : Access to Electricity*. 2017. URL: <https://webstore.iea.org/download/summary/274?fileName=English-Energy-Access-Outlook-2017-ES.pdf> (03.05.2018)
- INE 2012** Instituto Nacional de Estadística: *Principales Resultados del Censo Nacional de Poblacion y Vivienda 2012*. Instituto Nacional de Estadística, 2013
- INE 2016** Instituto Nacional de Estadística: *La autopertenencia de la población boliviana que se declara ser parte de las naciones y pueblos indígena originarios*. 2016. – URL: <https://www.ine.gob.bo/index.php/component/k2/item/258-la-autopertenencia-de-la-poblacion-boliviana-que-se-declara-ser-parte-de-las-naciones-y-pueblos-indigena-originarios?highlight=WyJpbmRpZ2VuYSJd> (27.04.2018)
- INE 2017** Instituto Nacional de Estadística: *Población adulta mayor boliviana tiende a incrementarse en los próximos años – Demografía*. 2017. – URL: <https://www.ine.gob.bo/index.php/notas-de-prensa-y-monitoreo/itemlist/tag/Poblaci%C3%B3n> (27.04.2018)

- Jüttemann 2017** Jüttemann, Patrick: *Wegweiser Kleinwindkraft*. 3. Aufl. Bad Honnef, 2017. – URL: <https://www.klein-windkraftanlagen.com> (27.04.2018)
- Kever 2013** Kever, Felix: *Lebensdauer von Photovoltaik-Wechselrichtern*. Forum: Top50 Solar, 2013. – URL: <http://www.top50-solar.de/experten-forum-energiewende/1518/lebensdauer-von-photovoltaik-wechselrichtern> (27.04.2018)
- Lambert 2006** Lambert, Tom; Gilman, Paul; Lilientahl, Peter: *Micropower System Modeling with Homer*. Wiley-IEEE Press, 2006. S. 379–418
- Lorberg 2016** Lorberg R., Marcelo E.: *Planta Híbrida Solar-Diesel : El Espino*. Youtube, 2016. – URL: <https://www.youtube.com/watch?v=yugSIDr-Yro> (27.04.2018)
- Losa 2014** Losa, Simone: *Estimating Load Profile for Off-Grid Power System Design : Model Improvement and Applications*. Masterarbeit. Masterarbeit, Milan, 2014
- Mertens 2015** Mertens, Konrad: *Photovoltaik : Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis*. 3. Aufl. München : Hanser, 2015
- Meteonorm 2018** Meteonorm: *Freiburg - Strahlung*. Meteotest AG, Version 7.2.4.31876, 2018
- MHE 2014** Ministerio de Hidrocarburos y Energía: *Plan para el desarrollo de las energías alternativas 2025*. La Paz, 2014. – URL: <http://www.bivica.org/upload/energias-alternativas-plan.pdf> (27.04.2018)
- OLADE 2013** Organización Latinoamericana de Energía: *Diagnóstico de la Generación en América Latina y el Caribe : Bolivia*. 2013. – URL: <http://www.olade.org/wp-content/uploads/2015/08/Informe-Final-Bolivia-Diagnostico-Generacion-Distribuida.pdf> (27.04.2018)
- Pampuch 2009** Pampuch, Thmoas; Echalar, Agustín: *Bolivien*. 4. Aufl. München : C.H. Beck oHG, 2009
- Prado 2014** Prado, Bernardo: *Noticias Institucionales : El consumo de diesel crece 4,5%*. Agencia Nacional de Hidrocarburoa, Santa Cruz, 25.05.2014. – URL: <https://www.anh.gob.bo/index.php?N=noticias&O=803,%202015> (29.04.2018)
- Quaschnig 2015** Quaschnig, Volker: *Regenerative Energiesysteme : Technologie – Berechnung - Simulation*. 9. Aufl. München : Hanser, 2015
- Razak 2009** Ab. Razak, Juhari; Sopian, Kamaruzzaman; Ali, Yusoff; Alghoul, Mohammad Ahmed; Zaharim, Azami; Ahmad, Ibrahim: *Optimization of PV-Wind-Hydro-Diesel hybrid system by minimizing excess capacity*. European Journal of Scientific Research, 2009, Vol. 25, Nr. 4., S. 663-671
- SENAMHI 2016** Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología. *Base de datos Sistema Meteorológico*, 2016. – URL: <http://www.senamhi.gob.bo/web/public/sismet> (29.04.2018)
- Simon 2010** Simon, Ralf; Riederer, Sebastian; Meurer, Marc: *Wirtschaftliche Bewertung von Kleinwindanlagen mit Hilfe von Fallbeispielen*. Transferstelle Bigen, 2010

- SMA 2012** SMA Solar Technology AG: *Solare Insel- und Backup-Versorgung*. 2012 – URL: <http://files.sma.de/dl/10040/INSELVERSOR-ADE103512W.pdf> (27.04.2018)
- SMA 2013** SMA Solar Technology AG: *Inselnetzversorgung : Dezentrale Konzepte mit Sunny Island*. 2013 –URL: https://www.sma.de/fileadmin/Partner/Solaracademy/Downloads/DE/Island-DE112811_web.pdf (27.04.2018)
- SMA 2015** Baars, Anke: *PV-Diesel-Hybridanlage in Bolivien versorgt abgelegene Region mit Energie*. SMA Corporate Blog, 2015. – URL: <http://sma-sunny.de/pv-diesel-hybridanlage-in-bolivien-versorgt-abgelegene-region-mit-energie/> (27.04.2018)
- SSE 2018** Surface meteorology and Solar Energy: *Daily Averaged Data*. 2018 – URL: <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/daily.cgi?email=skip@larc.nasa.gov> (27.04.2018)
- Strauß 2009** Strauß, Philipp; Bopp, Georg; Glania, Guido: *Netzferne Stromversorgung und weltweite Elektrifizierung*. Themen 2009, ForschungsVerbund Erneuerbare Energien, S. 94-101, 2009
- TDE 2008** Transportadora de Electricidad: *Mapa Eólico : República de Bolivia*. Cochabamba, 2008. – URL: https://geo.gob.bo/geonetwork/srv/fre/resources.get?fname=Mapa_Eolico.pdf&access=private&id=10819 (27.04.2018)
- VPTMA 2006** Viceministerio de Planificación Territorial y Medio Ambiente: *Plan de Ordenamiento Territorial Macrorregional del Chaco Boliviano*. VPTMA, 2006.
- Windographer 2018** Windographer, AWS Truepower, Version 4.1.6, 2018
- Wirth 2018** Wirth, Harry: *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*. Freiburg : Fraunhofer ISE, 2018. – URL: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf> (29.04.2018)
- Worldbank 2018** Worldbank: *Poverty headcount ratio at national poverty lines*. Weltbank, 2018. – URL: <https://data.worldbank.org/indicator/SI.POV.NAHC?locations=BO&view=chart> (27.04.2018)
- Worldbank 2018** Worldbank: *GNI per capita*. Weltbank, 2018. – URL: <https://data.worldbank.org/indicator/NY.GNP.PCAP.PP.CD?locations=BO-PE-CL-VE> (27.04.2018)
- WPF 2018** WorldPowerFAQS: *Braucht ein Stromerzeuger Wartung und was beinhaltet diese Wartung?* 2015. – URL: <https://www.worldpowerfaqs.com/de/categories/engine/48-does-a-generating-set-need-maintenance-and-what-does-that-mean> (27.04.2018)
- Zahoransky 2012** Zahoransky, Richard A.; Allelein, Hans J.: *Energietechnik : Systeme zur Energieumwandlung. Kompaktwissen für Studium und Beruf*. 6. Aufl. Wiesbaden : Springer, 2012

Anhang A – Auszug aus dem Datenblatt des Solarmodules (250 Wp)

YGE 60 CELL SERIE 2

ELEKTRISCHES VERHALTEN

Elektrische Parameter bei Standard-Testbedingungen (STC)

| Modultyp | YxxxxP-29b (xxxx=P _{max}) | | | | | | |
|-------------------------------|-------------------------------------|---|---------|------|------|------|------|
| | P _{max} | W | 260 | 255 | 250 | 245 | 240 |
| Leistung | P _{max} | W | 260 | 255 | 250 | 245 | 240 |
| Leistungstoleranz | ΔP _{max} | W | 0 / + 5 | | | | |
| Modulwirkungsgrad | η _m | % | 16,0 | 15,7 | 15,4 | 15,1 | 14,8 |
| Spannung bei P _{max} | V _{mpp} | V | 30,3 | 30,0 | 29,8 | 29,6 | 29,3 |
| Strom bei P _{max} | I _{mp} | A | 8,59 | 8,49 | 8,39 | 8,28 | 8,18 |
| Leerlaufspannung | V _{oc} | V | 37,7 | 37,7 | 37,6 | 37,5 | 37,5 |
| Kurzschlussstrom | I _{sc} | A | 9,09 | 9,01 | 8,92 | 8,83 | 8,75 |

STC: 1000 W/m² Einstrahlung, 25 °C Zelltemperatur, AM 1,5 g Spektrum gemäß EN 60904-3. Mittlere Verringerung des relativen Wirkungsgrads von 3,3 % bei 200 W/m² gemäß EN 60904-1.

Elektrische Parameter bei Nennbetriebstemperatur der Zelle (NOCT)

| Leistung | P _{max} | W | 189,7 | 186,0 | 182,4 | 178,7 | 175,1 |
|-------------------------------|------------------|---|-------|-------|-------|-------|-------|
| Spannung bei P _{max} | V _{mpp} | V | 27,6 | 27,4 | 27,2 | 27,0 | 26,8 |
| Strom bei P _{max} | I _{mp} | A | 6,87 | 6,79 | 6,71 | 6,62 | 6,54 |
| Leerlaufspannung | V _{oc} | V | 34,8 | 34,8 | 34,7 | 34,6 | 34,6 |
| Kurzschlussstrom | I _{sc} | A | 7,35 | 7,28 | 7,21 | 7,14 | 7,07 |

NOCT: Betriebstemperatur des Solarmoduls im Leerlauf bei 800 W/m² Einstrahlung, 20 °C Umgebungstemperatur, Windgeschwindigkeit 1 m/s.

THERMISCHES VERHALTEN

| Nennbetriebstemperatur der Zelle | NOCT | °C | 46 +/- 2 |
|--|------------------|------|----------|
| Temperaturkoeffizient für P _{max} | γ | %/°C | -0,42 |
| Temperaturkoeffizient für V _{oc} | β _{Voc} | %/°C | -0,32 |
| Temperaturkoeffizient für I _{sc} | α _{Isc} | %/°C | 0,05 |
| Temperaturkoeffizient für V _{mpp} | β _{Vmp} | %/°C | -0,42 |

BETRIEBSBEDINGUNGEN

| | |
|--|----------------------|
| Max. Systemspannung | 1000 V _{DC} |
| Max. Versicherungswert | 15 A |
| Max. Rückstrom | 15 A |
| Betriebstemperatur | -40 °C bis 85 °C |
| Max. statische Last, vorne (z. B. Schnee) | 5400 Pa |
| Max. statische Last, hinten (z. B. Wind) | 2400 Pa |
| Max. Hagelschlag (Durchmesser / Aufprallgeschwindigkeit) | 25 mm / 23 m/s |

MATERIALIEN UND KOMPONENTEN

| | |
|---|---|
| Frontabdeckung (Material / Dicke) | Eisenarmes getempertes Glas / 3,2 mm |
| Zellentyp (Anzahl / Technologie / Maße / Anzahl der Sammelschienen) | 60 / Multikristallines Silizium / 156 mm x 156 mm / 2 oder 3 |
| Rahmen (Material / Farbe / Farbe der Eloxierung / Rahmenverklebung) | Eloxierte Aluminiumlegierung / Silber / Klar / Silikon oder Klebeband |
| Anschlussdose (Schutzart) | ≥ IP65 |
| Kabel (Länge / Leiterquerschnitt) | 1000 mm / 4 mm ² |
| Stecker (Typ / Schutzart) | MC4 / IP67 oder YT08-1 / IP67 oder Amphenol H4 / IP68 |

- Aufgrund kontinuierlicher Innovation, Forschung und Produktverbesserung können sich die Angaben auf diesem Datenblatt ohne vorherige Ankündigung ändern. Die Angaben können geringfügig abweichen und sind ohne Gewähr.
- Die Daten beziehen sich nicht auf ein einzelnes Solarmodul und sind nicht Teil des Angebots. Sie dienen ausschließlich dem Vergleich mit anderen Modultypen.

BESCHEINIGUNGEN UND ZERTIFIKATE

IEC 61215, IEC 61730, CE, MCS, ISO 9001:2008, ISO 14001:2004, BS OHSAS 18001:2007, PV Cycle, SA 8000



© Yingli Green Energy Holding Co. Ltd. | DS_YGE60Cell-29b_Series_2_EU_DE_201410_v03

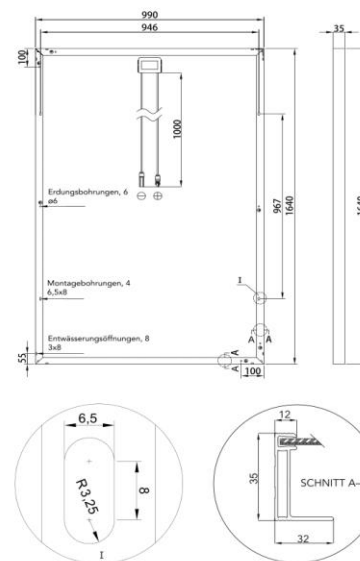
ALLGEMEINE MERKMALE

| | |
|--------------------------------------|--------------------------|
| Abmessungen (Länge / Breite / Dicke) | 1640 mm / 990 mm / 35 mm |
| Gewicht | 18,5 kg |

VERPACKUNG

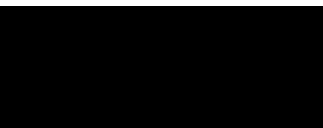
| | |
|---------------------------------------|-----------------------------|
| Anzahl der Module pro Palette | 29 |
| Anzahl der Paletten pro 40' Container | 28 |
| Kartongröße (Länge / Breite / Höhe) | 1700 mm / 1135 mm / 1165 mm |
| Kartonbruttogewicht | 568 kg |

Einheit: mm



⚠ Warnung: Lesen Sie das gesamte Installations- und Benutzerhandbuch bevor Sie Yingli Solarmodule handhaben, installieren oder benutzen.

Vertriebspartner:



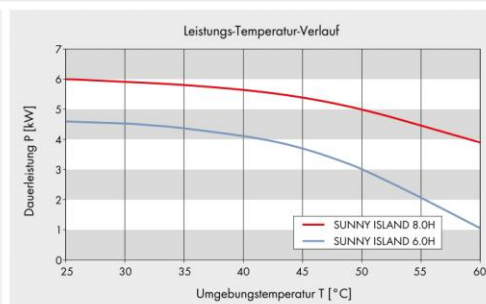
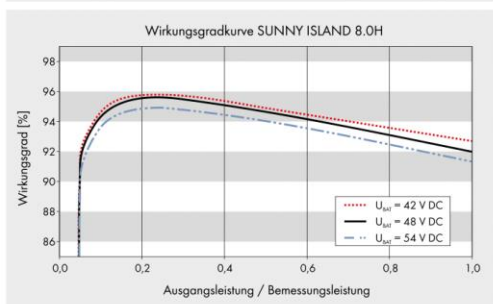
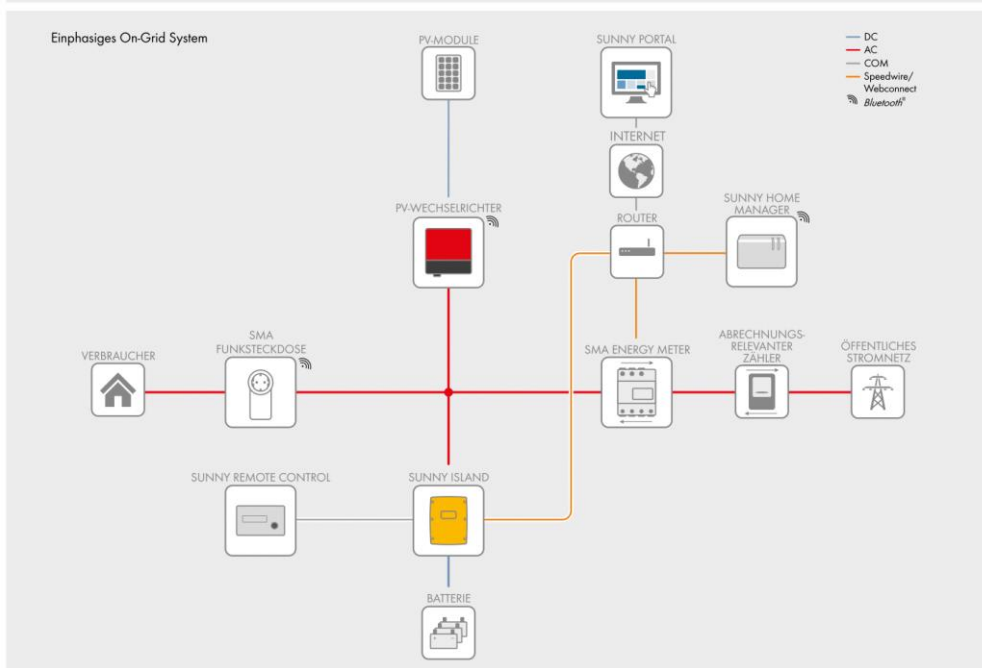
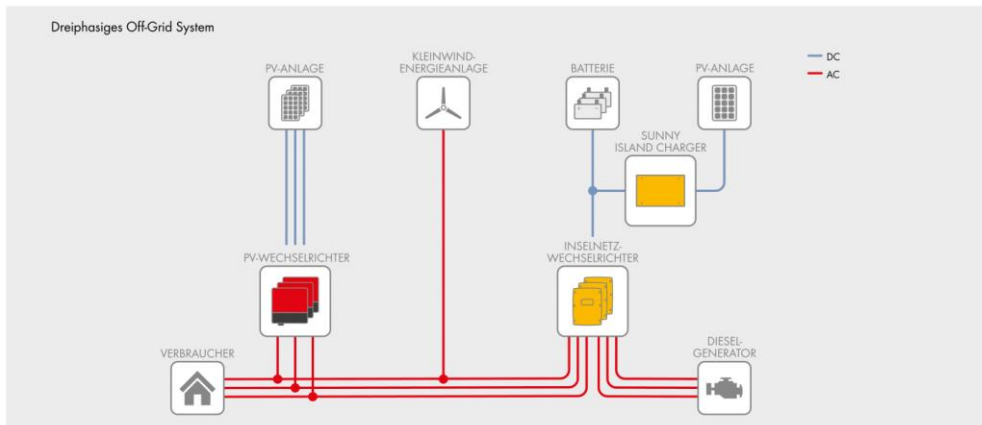
YINGLI SOLAR
Power Your Life

Anhang B.1 – Auszug aus dem Datenblatt des Batterie-Wechselrichters (Sunny Island 8.0H)

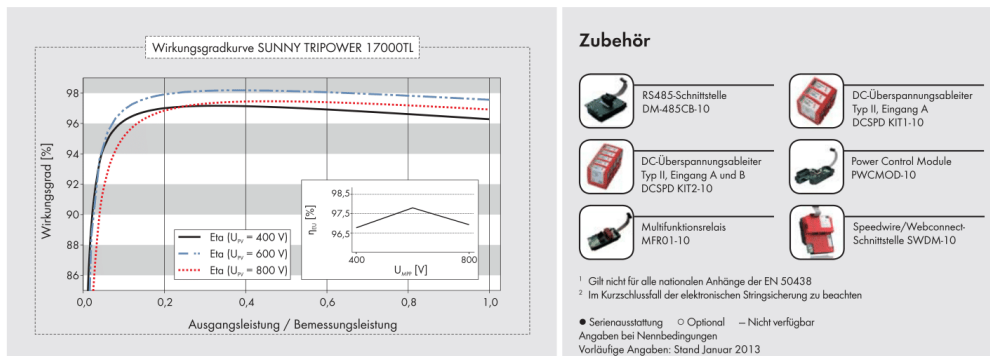
SUNNY ISLAND 6.0H / 8.0H

| Technische Daten | Sunny Island 6.0H | Sunny Island 8.0H |
|--|---|---|
| Betrieb am öffentlichen Netz oder Generator | | |
| Bemessungsnetzspannung / AC-Spannungsbereich | 230 V / 172,5 V ... 264,5 V | 230 V / 172,5 V ... 264,5 V |
| Bemessungsnetzfrequenz / zulässiger Frequenzbereich | 50 Hz / 40 Hz ... 70 Hz | 50 Hz / 40 Hz ... 70 Hz |
| Maximaler AC-Strom bei Eigenverbrauchsoptimierung (Netzbetrieb) | 20 A | 26 A |
| Maximale AC-Leistung bei Eigenverbrauchsoptimierung (Netzbetrieb) | 4,6 kVA | 6 kVA |
| Maximaler AC-Eingangsstrom | 50 A | 50 A |
| Maximale AC-Eingangsleistung | 11500 W | 11500 W |
| Inselbetrieb oder Ersatzstrombetrieb | | |
| Bemessungsnetzspannung / AC-Spannungsbereich | 230 V / 202 V ... 253 V | 230 V / 202 V ... 253 V |
| Bemessungsfrequenz / Frequenzbereich (einstellbar) | 50 Hz / 45 Hz ... 65 Hz | 50 Hz / 45 Hz ... 65 Hz |
| Bemessungsleistung (bei U_{nom} , f_{nom} / 25 °C / $\cos \varphi = 1$) | 4600 W | 6000 W |
| AC-Leistung bei 25 °C für 30 min / 5 min / 3 sec | 6000 W / 6800 W / 11000 W | 8000 W / 9100 W / 11000 W |
| AC-Leistung bei 45 °C dauerhaft | 3700 W | 5430 W |
| Bemessungsstrom / Maximaler Ausgangsstrom (peak) | 20 A / 120 A | 26 A / 120 A |
| Klirrfaktor Ausgangsspannung / Leistungsfaktor bei Bemessungsleistung | < 4 % / -1 ... +1 | < 4 % / -1 ... +1 |
| DC-Eingang Batterie | | |
| Bemessungseingangsspannung / DC-Spannungsbereich | 48 V / 41 V ... 63 V | 48 V / 41 V ... 63 V |
| Maximaler Batterieladestrom / DC-Bemessungsladestrom / DC-Bemessungsentladestrom | 110 A / 90 A / 103 A | 140 A / 115 A / 130 A |
| Batterietyp / Batteriekapazität (Bereich) | Li-Ion*, FLA, VRLA / 100 Ah ... 10.000 Ah (Blei) / 50 Ah ... 10.000 Ah (Li-Ion) | Li-Ion*, FLA, VRLA / 100 Ah ... 10.000 Ah (Blei) / 50 Ah ... 10.000 Ah (Li-Ion) |
| Laderegulierung | I _{Uo} U-Ladefahren mit automatischer Vollladung und Ausgleichsladung | I _{Uo} U-Ladefahren mit automatischer Vollladung und Ausgleichsladung |
| Wirkungsgrad / Eigenverbrauch des Gerätes | | |
| Maximaler Wirkungsgrad | 96 % | 96 % |
| Leerlaufverbrauch / Standby | 26 W / 7 W | 26 W / 7 W |
| Schutzeinrichtung (Gerät) | | |
| AC-Kurzschluss / AC-Überlast | ● / ● | ● / ● |
| DC-Verpolungsschutz / DC-Sicherung | - / - | - / - |
| Übertemperatur / Batterietiefentladung | ● / ● | ● / ● |
| Überspannungskategorie nach IEC 60664-1 | III | III |
| Allgemeine Daten | | |
| Maße (B / H / T) | 467 mm / 612 mm / 242 mm (18,4 inch / 21,1 inch / 9,5 inch) | 467 mm / 612 mm / 242 mm (18,4 inch / 21,1 inch / 9,5 inch) |
| Gewicht | 63 kg (138,9 lb) | 63 kg (138,9 lb) |
| Betriebstemperaturbereich | -25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F) | -25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F) |
| Schutzklasse nach IEC 62103 | I | I |
| Klimaklasse nach IEC 60721 | 3K6 | 3K6 |
| Schutzart nach IEC 60529 | IP54 | IP54 |
| Ausstattung / Funktion | | |
| Bedienung & Display / Multifunktions-Relais | extern über SRC-20 / 2 | extern über SRC-20 / 2 |
| 3-phasige Systeme / Ersatzstromfunktion | ● / ● | ● / ● |
| Ladezustandsberechnung / Vollladung / Ausgleichsladung | ● / ● / ● | ● / ● / ● |
| Batterietemperatursensor / Kommunikationsleitungen | ● / ● | ● / ● |
| Zertifikate und Zulassungen | www.SMA-Solar.com | www.SMA-Solar.com |
| Garantie | 5 Jahre | 5 Jahre |
| Für Off-Grid Anwendungen | | |
| Automatische Drehfeldererkennung / Generatorsupport | ● / ● | ● / ● |
| Parallelschaltung / Multicluster | ● / ● | ● / ● |
| Integrierter Sanftanlauf / Generatorsupport | ● / ● | ● / ● |
| Zubehör | | |
| Für Off-Grid Anwendungen | | |
| Batterieleitung / Batteriesicherung | ○ / ○ | ○ / ○ |
| Schnittstelle SI-COMSMA (RS485) / SI-SYSCAN (Multicluster) | ○ / ○ | ○ / ○ |
| Lastabwurfschutz / Externe Batteriestrommessung | ○ / ○ | ○ / ○ |
| Für On-Grid Anwendungen | | |
| Schnittstelle SI-COMSMA (RS485) / Schnittstelle SWDMSI-10 (Speedwire) | ○ | ○ |
| Sunny Home Manager / SMA Energy Meter / Umschalleinrichtung für Ersatzstrom (Bezug über externen Zulieferer) | ○ / ○ / ○ | ○ / ○ / ○ |
| Typenbezeichnung | SI6.0H-11 | SI8.0H-11 |
| ● Serienausstattung ○ Optional – nicht verfügbar | | |
| * von Akasol, Leclanché, LG-Chem, SAFT, Samsung, Sony, Dispatch Energy, Hoppecke | | |



Anhang B.2 – Auszug aus dem Datenblatt des Batterie-Wechselrichters (Sunny Island 8.0H)



Anhang C – Auszug aus dem Datenblatt des Photovoltaik-Wechselrichters (Sunny Tripower 17000TL)



Zubehör

-  RS485-Schnittstelle DM-485CB-10
-  DC-Überspannungsableiter Typ II, Eingang A DCSPD KIT1-10
-  DC-Überspannungsableiter Typ II, Eingang A und B DCSPD KIT2-10
-  Power Control Module FWCMOD-10
-  Multifunktionsrelais MFRO1-10
-  Speedwire/Webconnect-Schnittstelle SWDM-10

¹ Gilt nicht für alle nationalen Anträge der EN 50438
² Im Kurzschlussfall der elektronischen Strangsicherung zu beachten

● Serienausstattung ○ Optional – Nicht verfügbar

Angaben bei Nennbedingungen

Vorläufige Angaben: Stand Januar 2013

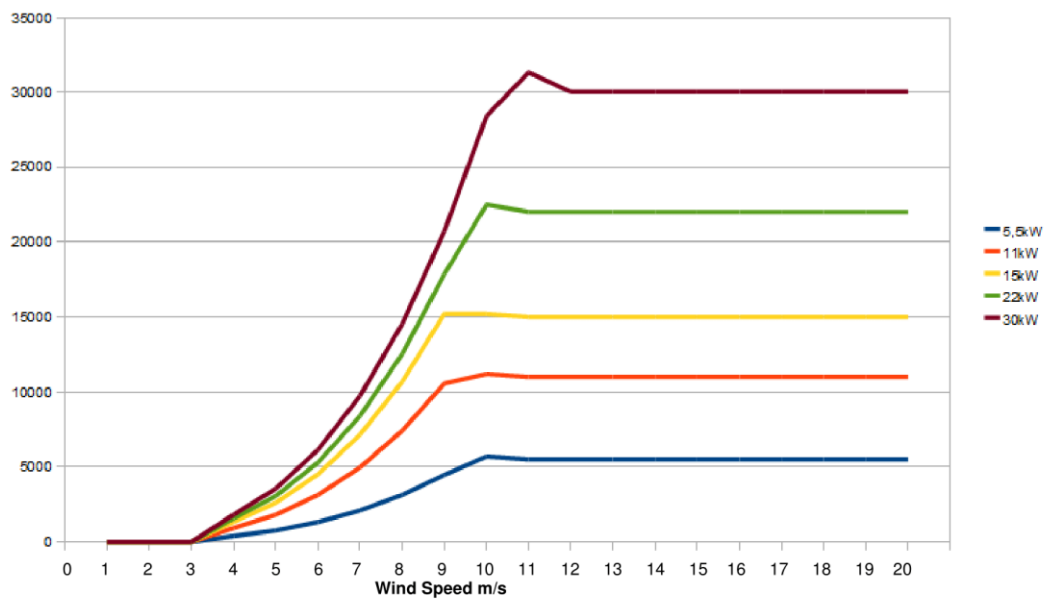
| Technische Daten | Sunny Tripower 15000TL | Sunny Tripower 17000TL |
|---|--|--|
| Eingang (DC) | | |
| Max. DC-Leistung (@ cos φ=1) | 15340 W | 17410 W |
| Max. Eingangsspannung | 1000 V | 1000 V |
| MPP-Spannungsbereich / Bemessungseingangsspannung | 360 V – 800 V / 600 V | 400 V – 800 V / 600 V |
| Min. Eingangsspannung / Start-Eingangsspannung | 150 V / 188 V | 150 V / 188 V |
| Max. Eingangsstrom Eingang A / Eingang B | 33 A / 11 A | 33 A / 11 A |
| Max. Eingangsstrom pro String Eingang A ² / Eingang B ² | 40 A / 12,5 A | 40 A / 12,5 A |
| Anzahl der unabhängigen MPP-Eingänge / Strings pro MPP-Eingang | 2 / A:5; B:1 | 2 / A:5; B:1 |
| Ausgang (AC) | | |
| Bemessungsleistung (@230 V, 50 Hz) | 15000 W | 17000 W |
| Max. AC-Scheinleistung | 15000 VA | 17000 VA |
| AC-Nennspannung | 3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V | 3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V |
| AC-Nennspannungsbereich | 160 V – 280 V | 160 V – 280 V |
| AC-Netzfrequenz / Bereich | 50 Hz, 60 Hz / –6 Hz ... +5 Hz | 50 Hz, 60 Hz / –6 Hz ... +5 Hz |
| Bemessungsnetzfrequenz / Bemessungsnetzspannung | 50 Hz / 230 V | 50 Hz / 230 V |
| Max. Ausgangsstrom | 24 A | 24,6 A |
| Leistungsfaktor bei Bemessungsleistung | 1 | 1 |
| Verschiebungsfaktor einstellbar | 0,8 übererregt ... 0,8 untererregt | 0,8 übererregt ... 0,8 untererregt |
| Einspeisephasen / Anschlussphasen | 3 / 3 | 3 / 3 |
| Wirkungsgrad | | |
| Max. Wirkungsgrad / Europ. Wirkungsgrad | 98,2% / 97,8% | 98,2% / 97,8% |
| Schutzeinrichtungen | | |
| Eingangsseitige Freischaltstelle | ● | ● |
| Erdschlussüberwachung / Netzüberwachung | ● / ● | ● / ● |
| DC-Überspannungsableiter Typ II integrierbar | ○ | ○ |
| DC-Verpolungsschutz / AC-Kurzschlussfestigkeit / Galvanisch getrennt | ● / ● / – | ● / ● / – |
| Allstromsensitive Fehlerstromüberwachungseinheit | ● | ● |
| Schutzklasse (nach IEC 62103) / Überspannungskategorie (nach IEC 60664-1) | I / III | I / III |
| Allgemeine Daten | | |
| Maße (B / H / T) | 665 / 690 / 265 mm (26,2 / 27,2 / 10,4 inch) | 665 / 690 / 265 mm (26,2 / 27,2 / 10,4 inch) |
| Gewicht | 59 kg (130,07 lb) | 59 kg (130,07 lb) |
| Betriebstemperaturbereich | –25 °C...+60 °C [–13 °F...+140 °F] | –25 °C...+60 °C [–13 °F...+140 °F] |
| Geräuschemission, typisch | 51 dB(A) | 51 dB(A) |
| Eigenverbrauch (Nacht) | 1 W | 1 W |
| Topologie / Kühlprinzip | Transformatorlos / OptiCool | Transformatorlos / OptiCool |
| Schutzart (nach IEC 60529) | IP65 | IP65 |
| Klimaklasse (nach IEC 60721-3-4) | 4K4H | 4K4H |
| Zulässiger Maximalwert für die relative Feuchte (nicht kondensierend) | 100% | 100% |
| Ausstattung | | |
| DC-Anschluss / AC-Anschluss | SUNCLIX / Federzugklemme | SUNCLIX / Federzugklemme |
| Display | Grafik | Grafik |
| Schnittstelle: RS485 / Bluetooth® / Speedwire / Webconnect | ○ / ● / ○ / ○ | ○ / ● / ○ / ○ |
| Multifunktionsrelais / Power Control Module | ○ / ○ | ○ / ○ |
| Garantie: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 Jahre | ● / ○ / ○ / ○ / ○ | ● / ○ / ○ / ○ / ○ |
| Zertifikate und Zulassungen (weitere auf Anfrage) | AS 4777, BDEW 2008, C10/11, CE, CEI 0-21, EN 50438 ¹ , G59/2, IEC61727, PPC, PPDS, RD 1699, RD 661/2007, SI4777, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105 | AS 4777, BDEW 2008, C10/11, CE, CEI 0-21, EN 50438 ¹ , G59/2, IEC61727, PPC, PPDS, RD 1699, RD 661/2007, SI4777, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105 |
| Typenbezeichnung | STP 15000TL-10 | STP 17000TL-10 |

Anhang D.1 – Auszug aus dem Datenblatt der Kleinwindenergieanlage (Leistungskurve)



Manufacturer Performance Data Sheet Sept/2010

kWh Source: Manufacturer Power Curve Data



| m/s | Equivalent mph | Equivalent km/h | W/Speed m/s | Output 5,5kW | W/Speed m/s | Output 11kW | W/Speed m/s | Output 15kW | W/Speed m/s | Output 22kW | W/Speed m/s | Output 30kW |
|-------|----------------|-----------------|-------------|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| 2.24 | 3.6 | | 1 | 0 | 1 | 0 | 1 | 0 | 1 | 0 | 1 | 0 |
| 4.47 | 7.2 | | 2 | 0 | 2 | 0 | 2 | 0 | 2 | 0 | 2 | 0 |
| 6.71 | 10.8 | | 3 | 0 | 3 | 0 | 3 | 0 | 3 | 0 | 3 | 0 |
| 8.95 | 14.4 | | 4 | 392 | 4 | 927 | 4 | 1335 | 4 | 1567 | 4 | 1818 |
| 11.18 | 18 | | 5 | 765 | 5 | 1811 | 5 | 2608 | 5 | 3061 | 5 | 3550 |
| 13.42 | 21.6 | | 6 | 1322 | 6 | 3130 | 6 | 4507 | 6 | 5290 | 6 | 6135 |
| 15.66 | 25.2 | | 7 | 2100 | 7 | 4970 | 7 | 7157 | 7 | 8400 | 7 | 9742 |
| 17.9 | 28.8 | | 8 | 3135 | 8 | 7419 | 8 | 10684 | 8 | 12538 | 8 | 14542 |
| 20.13 | 32.4 | | 9 | 4463 | 9 | 10564 | 9 | 15212 | 9 | 17853 | 9 | 20705 |
| 22.37 | 36 | | 10 | 5700 | 10 | 11200 | 10 | 15200 | 10 | 22489 | 10 | 28402 |
| 24.61 | 39.6 | | 11 | 5500 | 11 | 11000 | 11 | 15000 | 11 | 22000 | 11 | 31300 |
| 26.84 | 43.2 | | 12 | 5500 | 12 | 11000 | 12 | 15000 | 12 | 22000 | 12 | 30000 |
| 29.08 | 46.8 | | 13 | 5500 | 13 | 11000 | 13 | 15000 | 13 | 22000 | 13 | 30000 |
| 31.32 | 50.4 | | 14 | 5500 | 14 | 11000 | 14 | 15000 | 14 | 22000 | 14 | 30000 |
| 33.55 | 54 | | 15 | 5500 | 15 | 11000 | 15 | 15000 | 15 | 22000 | 15 | 30000 |
| 35.79 | 57.6 | | 16 | 5500 | 16 | 11000 | 16 | 15000 | 16 | 22000 | 16 | 30000 |
| 38.03 | 61.2 | | 17 | 5500 | 17 | 11000 | 17 | 15000 | 17 | 22000 | 17 | 30000 |
| 40.26 | 64.8 | | 18 | 5500 | 18 | 11000 | 18 | 15000 | 18 | 22000 | 18 | 30000 |
| 42.5 | 68.4 | | 19 | 5500 | 19 | 11000 | 19 | 15000 | 19 | 22000 | 19 | 30000 |
| 44.74 | 72 | | 20 | 5500 | 20 | 11000 | 20 | 15000 | 20 | 22000 | 20 | 30000 |

Anhang D.2 – Auszug aus dem Datenblatt der Kleinwindenergieanlage (Allgemeine Parameter)

BWE Marktübersicht spezial | KLEINWINDANLAGEN

Hannevind 15kW



Hannevind Vindkraft
Kristianstad, Schweden

LEISTUNG / JAHRESERTRAG

| | | | |
|-------------------------|--|--|--|
| Nennleistung | 15,0 kW | Einschaltwindgeschwindigkeit | 3,0 m/s |
| Nennwindgeschwindigkeit | 9,0 m/s | Ausschaltwindgeschwindigkeit | 20,0 m/s |
| | | Überlebenswindgeschwindigkeit | |
| Leistung bei 5 m/s | 2.608 W | Leistung bei 11 m/s | 15.000 W |
| Spezifische Leistung | 191 W/m ² | | |
| Jahresertrag | $v_m = 4 \text{ m/s}; k = 1,8$ 21.666 kWh/a | $v_m = 5 \text{ m/s}; k = 2,0$ 35.623 kWh/a | $v_m = 6 \text{ m/s}; k = 2,2$ 51.186 kWh/a |

TECHNISCHE DATEN

| | | | |
|----------------------------------|--------------------------------|---------------------------|----------------------|
| Anlagentyp | Horizontalachser | | |
| Anzahl der Rotorblätter | 3 | Blattlänge | |
| Durchmesser | 10,00 m | Überstrichene Rotorfläche | 78,50 m ² |
| Rotordrehzahl bei Nennleistung | | | |
| Rotorblattspitzengeschwindigkeit | | | |
| Material | GFK, Stahl | | |
| Nabenhöhe | 21 / 27 / 33 m | Turmtyp | Gitterturm |
| Gesamtgewicht | 400 kg | Getriebe | Getriebe |
| Generator | asynchron, 3-phasig | | |
| Spannung | 400 V | | |
| Geschwindigkeitssteuerung | Gondel dreht sich aus dem Wind | | |
| Windrichtungsnachführung | aktiv | | |
| Hauptbremse | mechanische Bremse | | |

PREISE / SONSTIGES

| | | | |
|----------------------|--|----------|--|
| Preis | 39.000 € | Garantie | |
| Installierte Anlagen | | | |
| Anmerkung | bewährte Technik von Schwedens führendem Hersteller kleiner Windenergieanlagen | | |

Anhang E – Auszug aus dem Datenblatt des Diesel-Generators (Nennleistung 64 kW)

Model: C80 D5
Frequency: 50
Fuel Type: Diesel

» Generator set data sheet
 80 kVA Standby



Our energy working for you.™

| | |
|------------------------------------|-------------------------|
| Spec sheet: | SS3-CPGK |
| Noise data sheet (Open/enclosed): | ND50-OS550 / ND50-CS550 |
| Airflow data sheet: | AF50-550 |
| Derate data sheet (Open/enclosed): | DD50-OS550 / DD50-CS550 |
| Transient data sheet: | TD50-550 |

| Fuel consumption | Standby | | | | Prime | | | |
|------------------|----------|-----|-----|------|-----------|-----|-----|------|
| | kVA (kW) | | | | kVA (kW) | | | |
| Ratings | 80 (64) | | | | 72.5 (58) | | | |
| Load | 1/4 | 1/2 | 3/4 | Full | 1/4 | 1/2 | 3/4 | Full |
| US gph | 1.0 | 1.8 | 2.7 | 3.7 | 1.1 | 1.8 | 2.6 | 3.3 |
| L/hr | 5 | 8 | 13 | 17 | 5 | 8 | 12 | 15 |

| Engine | Standby rating | Prime rating |
|--------------------------------|---|--------------|
| Engine manufacturer | Cummins | |
| Engine model | 4BTA3.9G1 | |
| Configuration | 4 Cycle; In-line; 4 Cylinder Diesel | |
| Aspiration | Turbo Charged and Acket Water aftercooled | |
| Gross engine power output, kWm | 73 | 66 |
| BMEP at set rated load, kPa | 1493 | 1352 |
| Bore, mm | 102 | |
| Stroke, mm | 120 | |
| Rated speed, rpm | 1500 | |
| Piston speed, m/s | 6 | |
| Compression ratio | 16.5:1 | |
| Lube oil capacity, L | 9.5 | |
| Overspeed limit, rpm | 1800 ±50 | |
| Regenerative power, kW | 11.9 | |
| Governor type | Mechanical | |
| Starting voltage | 12 Volts DC | |

| Fuel flow | |
|---------------------------------------|-----|
| Maximum fuel flow, L/hr | 31 |
| Maximum fuel inlet restriction, mm Hg | 102 |
| Maximum fuel inlet temperature (°C) | 60 |

| Air | | |
|--------------------------------------|-----|-----|
| Combustion air, m ³ /min | 4.3 | 4.2 |
| Maximum air cleaner restriction, kPa | 6.2 | |



Anhang F – Auszug aus dem Datenblatt des Diesel-Generators (Nennleistung 30 kW)

Model: C38 D5
Frequency: 50
Fuel Type: Diesel

» Generator set data sheet
 38 kVA Standby



Our energy working for you.™

| | |
|------------------------------------|-------------------------|
| Spec sheet: | SS2-CPGK |
| Noise data sheet (Open/enclosed): | ND50-OS550 / ND50-CS550 |
| Airflow data sheet: | AF50-550 |
| Derate data sheet (Open/enclosed): | DD50-OS550 / DD50-CS550 |
| Transient data sheet: | TD50-550 |

| Fuel consumption | Standby | | | | Prime | | | |
|------------------|-----------|-----|-----|------|----------|-----|-----|------|
| | kVA (kW) | | | | kVA (kW) | | | |
| Ratings | 38 (30.4) | | | | 35 (28) | | | |
| Load | 1/4 | 1/2 | 3/4 | Full | 1/4 | 1/2 | 3/4 | Full |
| US gph | 0.5 | 1.0 | 1.5 | 2.1 | 0.6 | 1.0 | 1.4 | 1.8 |
| L/hr | 3 | 5 | 7 | 9 | 3 | 5 | 6 | 8 |

| Engine | Standby rating | Prime rating |
|--------------------------------|-------------------------------------|--------------|
| Engine manufacturer | Cummins | |
| Engine model | 4B3.3G1 | |
| Configuration | 4 Cycle; In-line; 4 Cylinder Diesel | |
| Aspiration | Naturally Aspirated | |
| Gross engine power output, kWm | 36 | 32 |
| BMEP at set rated load, kPa | 876 | 787 |
| Bore, mm | 95 | |
| Stroke, mm | 115 | |
| Rated speed, rpm | 1500 | |
| Piston speed, m/s | 5.8 | |
| Compression ratio | 18.2:1 | |
| Lube oil capacity, L | 7 | |
| Overspeed limit, rpm | 1800 ±50 | |
| Regenerative power, kW | 3 | |
| Governor type | Mechanical | |
| Starting voltage | 12 Volts DC | |

| Fuel flow | |
|---------------------------------------|------|
| Maximum fuel flow, L/hr | 12.5 |
| Maximum fuel inlet restriction, mm Hg | 73 |
| Maximum fuel inlet temperature (°C) | 60 |

| Air | | |
|--------------------------------------|-----|-----|
| Combustion air, m ³ /min | 2.1 | 2.1 |
| Maximum air cleaner restriction, kPa | 6.2 | |



Anhang G – Technische Parameter der Bleisäurebatterie aus der Homerdatenbank

Battery Details

The properties of this battery appear below. Once a battery is created you cannot edit its properties. To change a battery's properties, create a copy (click New in the Battery Inputs window) and modify the properties of the copy. Hold the pointer over an element name or click Help for more information.

General

Description: 50 % - Hoppecke 24 OPzS 3000
 Abbreviation: H3000
 Manufacturer: Hoppecke
 Website: www.hoppecke.com

Notes: Vented lead-acid, tubular-plate, deep-cycle battery.

Nominal capacity: 3000 Ah
 Nominal voltage: 2 V
 Round trip efficiency: 86 %
 Min. state of charge: 50 %
 Float life: 20 yrs
 Max. charge rate: 1 A/Ah
 Max. charge current: 610 A
 Lifetime throughput: 10,511 kWh
 Suggested value: 10,511 kWh

Calculated parameters

Maximum capacity: 3,574 Ah
 Capacity ratio, c: 0.317
 Rate constant, k: 1.23 1/hr

Capacity curve

| Current (A) | Capacity (Ah) |
|-------------|---------------|
| 305.00 | 3,050.00 |
| 524.20 | 2,621.00 |
| 763.00 | 2,289.00 |
| 1,591.00 | 1,591.00 |

Capacity (Ah) vs Discharge Current (A)

Legend: Data Points (green diamonds), Best Fit (red line)

Lifetime curve

| Depth of Discharge (%) | Cycles to Failure |
|------------------------|-------------------|
| 20 | 7,820 |
| 30 | 4,960 |
| 40 | 3,600 |
| 50 | 2,780 |
| 60 | 2,270 |
| 70 | 1,930 |
| 80 | 1,640 |

Cycles to Failure and Lifetime Thrpt. (kWh) vs Depth of Discharge (%)

Legend: Cycles (yellow diamonds), Throughput (black diamonds)

Anhang H – Auszug aus dem Datenblatt der Tiefbrunnenpumpe

Technische Daten Tiefbrunnenpumpen

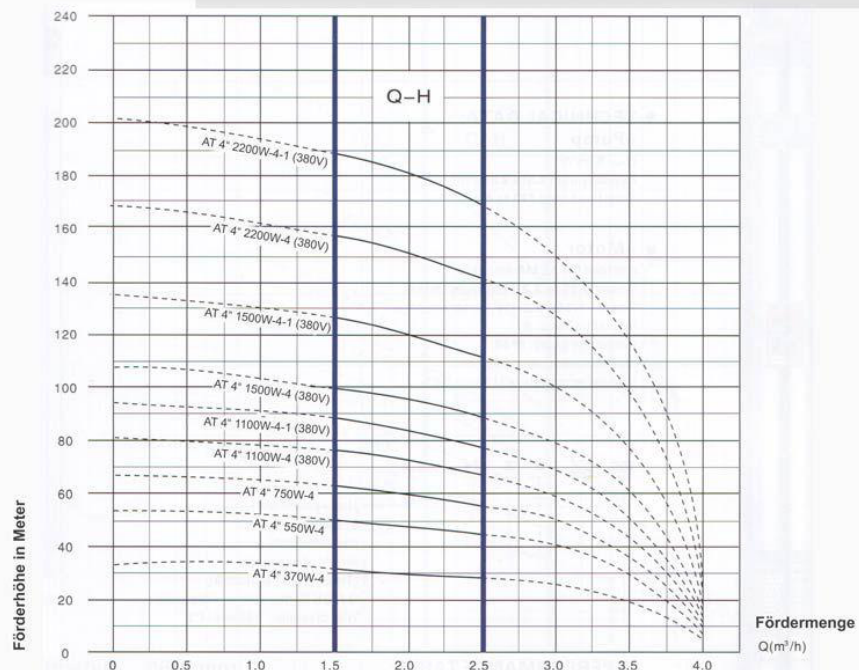
Beschreibung:

- Schutzklasse: IP 68
- Max. Wassertemperatur: 35°C
- max. Durchmesser: 93 mm
- Medium: Klarwasser
- Material: Edelstahl/Messing
- Laufräder aus Polyphenylenoxid
- Edelstahllachse
- Ansaugsieb Maschenweite von 2 mm
- inkl. Motorschutzschalter und Ein-/Ausschalter in externer Schaltbox fertig montiert
- ölgekühlter Asynchronmotor
- Mechanische graphit Dichtung

AT-4" 370W-4
AT-4" 550W-4
AT-4" 750W-4
AT 4" 1100W-4 (380V)
AT 4" 1100W-4-1(380V)

AT 4" 1500W-4 (380V)
AT 4" 1500W-4-1(380V)
AT 4" 2200W-4 (380V)
AT 4" 2200W-4-1 (380V)

Kennlinie:



Technische Daten:

Umdrehung: 2850 rpm
 Anschluss Druckseite:
 1 1/4 Zoll IG (39 mm) &
 1 1/2 Zoll IG (44,9 mm)

| Typ | | Nennleistung | Fördermenge und -höhe | | | | | | | Maße | | | |
|-------------------|----------------------|--------------|-----------------------|--|-------|-----|----------|-----|-----|-------|---------|------|------|
| 220-240V- Hz50 | 380-415V- Hz50 | | kW | | l/min | | Höhe (m) | | | Länge | Gewicht | | |
| | | | | | 0 | 17 | 25 | 33 | 42 | 50 | 67 | mm | kg |
| | | | | | 0 | 1 | 1.5 | 2 | 2.5 | 3 | 4 | | |
| AT 4" 370W-4 | | 0.37 | | | 34 | 33 | 32 | 30 | 28 | 25 | 5 | 632 | 10.5 |
| AT 4" 550W-4 | | 0.55 | | | 54 | 52 | 50 | 45 | 44 | 40 | 8 | 723 | 11.8 |
| AT 4" 750W-4 | | 0.75 | | | 67 | 65 | 63 | 60 | 56 | 50 | 10 | 799 | 13.3 |
| AT 4" 1100W-4 | AT 4" 1100W-4 380V | 1.1 | | | 81 | 78 | 76 | 70 | 67 | 60 | 12 | 870 | 14.5 |
| AT 4" 1100W-4-1 | AT 4" 1100W-4-1 380V | 1.1 | | | 94 | 91 | 88 | 85 | 78 | 70 | 14 | 921 | 15.7 |
| AT 4" 1500W-4 | AT 4" 1500W-4 380V | 1.5 | | | 108 | 104 | 101 | 100 | 90 | 80 | 16 | 997 | 16.2 |
| AT 4" 1500W-4-1 | AT 4" 1500W-4-1 380V | 1.5 | | | 135 | 130 | 126 | 120 | 112 | 100 | 18 | 1099 | 18.0 |
| AT 4" 2200W-4 | AT 4" 2200W-4 380V | 2.2 | | | 168 | 163 | 158 | 150 | 140 | 125 | 19 | 1252 | 20.2 |
| AT 4" 2200W-4-1 | AT 4" 2200W-4-1 380V | 2.2 | | | 202 | 195 | 189 | 180 | 168 | 150 | 20 | 1379 | 21.4 |

Technische Änderungen, Druckfehler und Irrtümer vorbehalten.



Anhang I – Erläuterung der Kostenrechnung

Die Abschätzung der Kosten kann nach den Tabellen I.1, I.2 und I.3 nachvollzogen werden. Ausgehend von der Stückzahl der Komponente in Tabelle I.1 wird diese mit der Komponentenanzahl multipliziert. Es ergeben sich die Investitionskosten in US-Dollar. Für den Fall, dass der Ort der Preisschätzung nicht in Bolivien lag, werden Mehrwertsteuern von 13 % einberechnet (FRASUDIA 2018). Aus der Multiplikation der Investitionskosten mit dem Faktor 1,13 erhält man somit die Investitionskosten inklusive Steuern. Nach Tabelle I.3 ergeben sich die Gesamtinvestitionskosten einer Gesamtkomponente aus der Addition seiner Teilkosten. Diese setzen sich aus den Investitionskosten inklusive Steuern aus Tabelle I.1, den Transportkosten für den jeweiligen Ort aus der Tabelle I.2 und den Montagekosten zusammen. Die Montagekosten wurden mit jeweils 5.000 \$ pro Gesamtkomponente veranschlagt. Aus den Gesamtinvestitionskosten können dann die spezifischen Investitionskosten berechnet werden, wie aus der Tabelle I.3 hervorgeht. Die Betriebs- und Wartungskosten wurden über einen bestimmten Prozentsatz der Gesamtinvestitionskosten berechnet. Diese gehen ebenfalls aus Tabelle I.3 hervor. Für den Photovoltaik-Generator und die Kleinwindenergieanlage wurden typische Werte von 2 % veranschlagt (Quaschnig 2015, S. 398). Die Betriebs- und Wartungskosten werden für den Diesel-Generator in Kosten pro Betriebsstunde angegeben. Grundlage des Wertes von 1,14 \$/h sind die jährlichen Betriebs- und Wartungskosten der realen Hybridanlage aus dem Jahre 2017 von 10.000 \$ (Garcia 2018). Diese setzen sich aus den Dieselmotorkraftstoffkosten, den Kosten für Schmierstoffe und Wartungsarbeiten zusammen.

Tabelle I.1 Stückpreis, Ort der Preisschätzung, Investitionskosten, Investitionskosten mit Steuern, Quelle der Preisschätzung, Datum und Anzahl der Komponenten

| Komponente, Marke, Modell | Stück- preis in \$ | Ort der Preis- schätzung | Anzahl | Investitionskosten in \$ | Investitionskosten inklusive Steuern in \$ | Quelle der Preisschätzung | Datum |
|---|--------------------------|-----------------------------|--------|--------------------------------|--|--|------------|
| Solarmodul, Yingli, YL250P-29b | 200 | Deutschland | 240 | 48.000 | 55.000 | (Wirth 2018) | 10.04.2018 |
| PV-Wechselrichter, SMA, Sunny Tripower 17000TL | 3.300 | Chile | 3 | 10.000 | 12.000 | Emailkorrespondenz mit SMA-Südamerika | 02.01.2018 |
| Dieselmotor, Cummins, C80D54 | 20.000 | Bolivien | 1 | 20.000 | 20.000 | Emailkorrespondenz mit Distribuidora Cummins S.A. Sucursal Bolivia | 26.02.2018 |
| Rotor, Gondel, Mast, Hannevind 15 kW | 45.000 | Deutschland | 1 | 43.000 | 48.000 | (BWE 2013, S. 254) | 10.04.2018 |
| Bleisäurebatterien, Hoppecke, 24 OPzS H 3000 | 1.100 | Chile | 72 | 79.000 | 89.000 | Emailkorrespondenz mit Royal America | 23.02.2018 |
| Insel-Wechselrichter, SMA, Sunny-Island 8.0 | 4.300 | Chile | 9 | 39.000 | 44.000 | Emailkorrespondenz mit SMA-Südamerika | 02.01.2018 |
| Aufständerung | - | Bolivien | 1 | 10.000 | 10.000 | Emailkorrespondenz mit Reinhard Mayer Falk | 11.03.2018 |
| Kraftstofftank | - | Bolivien | 1 | 5.000 | 5.000 | Emailkorrespondenz mit Reinhard Mayer Falk | 11.03.2018 |
| Montagekosten je Gesamtkomponente | 5.000 | Bolivien | 5 | - | - | Emailkorrespondenz mit Reinhard Mayer Falk | 11.03.2018 |

Tabelle I.2 Transportkosten (Deutschland – Bolivien, Chile – Bolivien, Innerhalb Bolivien)

| Transportweg | Transportkosten in \$ | Quelle | Datum |
|------------------------|-----------------------|--|------------|
| Deutschland - Bolivien | 2.000 | Emailkorrespondenz mit Kühne und Nagel | 23.03.2018 |
| Chile - Bolivien | 1.000 | Eigene Schätzung | - |
| Innerhalb Boliviens | 5.000 | Eigene Schätzung | - |

Tabelle I.3 Gesamtinvestitionskosten, Leistung bzw. Kapazität, Spezifische Investitionskosten, Betriebs- und Wartungskosten der Gesamtkomponenten

| Gesamtkomponente | | Gesamt- investitionskosten | Leistung/ Kapazität | Spezifische Investitionskosten | Betriebs- und Wartungskosten |
|------------------------|---|-------------------------------|------------------------|---|--|
| Photovoltaik-Generator | <ul style="list-style-type: none"> ➤ Solarmodule ➤ Aufständerung ➤ PV-Wechselrichter ➤ Montage ➤ Transport | ≈ 85.000 \$ | 60 | $\frac{85.000 \$}{60 \text{ kWp}} \approx 1.400 \text{ \$/kWp}$ | $85.000 \$ \cdot 0.02 = 1.700 \$$ |
| Diesel-Generator | <ul style="list-style-type: none"> ➤ Generator ➤ Kraftstofftank ➤ Transport ➤ Montage | ≈ 30.500 \$ | 64 | $\frac{30.000 \$}{64 \text{ kW}} \approx 500 \text{ \$/kW}$ | $\frac{10.000 \text{ \$/yr}}{8.760 \text{ hr/yr}} = 1,14 \text{ \$/h}$ |
| Kleinwindenergieanlage | <ul style="list-style-type: none"> ➤ Rotor ➤ Gondel ➤ Mast ➤ Transport ➤ Montage | ≈ 55.000 \$ | 15 | $\frac{55.000 \$}{15 \text{ kW}} \approx 3.700 \text{ \$/kW}$ | $55.000 \$ \cdot 0.02 \approx 1.100 \$$ |
| Batteriespeicher | <ul style="list-style-type: none"> ➤ Bleisäurebatterien ➤ Transport ➤ Montage | ≈ 95.000 \$ | - | - | $95.000 \$ \cdot 0.01 \approx 950 \$$ |
| Insel-Wechselrichter | <ul style="list-style-type: none"> ➤ Insel-Wechselrichter ➤ Transport ➤ Montage | ≈ 50.000 \$ | 54 | $\frac{50.000 \$}{54 \text{ kW}} \approx 1.000 \text{ \$/kW}$ | $50.000 \$ \cdot 0.01 \approx 500 \$$ |

Erklärung

Ich versichere, dass ich diese Bachelorarbeit 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.

2018-05-03 Brunner

.....
Datum Unterschrift