

Windprojekt Bericht III

Barbara Weinzierl
November 2014



Inhalt

1	Kurzfassung.....	1
2	Installation des Anemometers und des Datenloggers.....	2
2.1	Verwendete Geräte	2
2.2	Verwendete Software	2
2.3	Beschreibung des Mess-Setups	2
3	Vorbetrachtungen	4
3.1	Zusammenhang Windgeschwindigkeit und erzeugte Energie.....	4
3.2	Tagesgenaue Daten des Meteorologischen Instituts Burkina Fasos von 2013.....	5
3.2.1	Verteilung der Windgeschwindigkeiten	5
3.2.2	Monatsgenaue Analyse [Bobo, Ouaga, Ouahigouya].....	7
3.2.3	Tagesgenaue Analyse [Bobo, Ouaga, Ouahigouya]	8
4	Auswertung Messdaten Pathiri.....	9
4.1	Temperatur in der Loggerbox.....	9
4.2	Verteilung der Windgeschwindigkeiten	9
4.3	Abschätzung erzeugbarer Energie.....	11
4.4	Abschätzung der Kosten.....	12
5	Zusammenfassung und Ausblick.....	13

1 Kurzfassung

Im vorliegenden Bericht wird die Machbarkeit einer Windradinstallation in Pathiri, einem kleinen Dorf im Norden von Burkina Faso, untersucht. Auf Basis von Oberflächenwinddaten¹ für 6 Standorte im Jahr 2013 wird einleitend festgestellt, dass das Windpotential in Burkina stark orts- und jahreszeitabhängig ist. Am besten geeignet wäre die Region um Bobo-Dioulasso im Westen Burkinas, wobei auch Ouahigouya und Ouagadougou, in deren Mitte Pathiri liegt, Potential aufweisen. Allerdings ist dort ein starker Jahresgang mit deutlichen Minima in den Monaten Februar und März sowie September bis Dezember festzustellen. Die Auswertung der SEWA-eigenen Windmessungen der Monate Mai bis Oktober 2014 ergibt, dass mit dem Windgenerator AWP 3.6 (Nennleistung 1,2 kW) je nach Jahreszeit zwischen 1 und 4 kWh elektrische Energie pro Tag gewonnen werden können. Die mittlere Windgeschwindigkeit für den gemessenen Zeitraum beträgt 2,68 m/s und etwa 41 % der gemessenen Windgeschwindigkeiten liegen über der Cut in Speed von 3 m/s. Die stark jahreszeitenabhängigen Schwankungen der offiziellen Winddaten sind auch in den gemessenen Daten zu erkennen. Die geringe Windausbeute zum Jahresende lässt die Sinnhaftigkeit der Installation einer Windturbine am Standort Pathiri fragwürdig erscheinen. Eine abschließende Bewertung kann aber erst getroffen werden, wenn Messdaten für den Zeitraum eines gesamten Jahres vorliegen. Darüber hinaus müssen noch ökonomische und systemische Fragen (Verbraucher, Verteilnetz, Wartung) vor der Errichtung eines Windrades beantwortet werden. Insbesondere gilt es abzuwägen, welchen Vorteil die Windradinstallation im Vergleich zu einer größeren Photovoltaikinstallation hätte.

Diese dritte Fassung des Berichts zum SEWA-Projekt Windenergie baut auf der von Jan Wohland und Keno Riechers verfassten zweiten Version auf. Die Kapitel 2 und 3 wurden weitestgehend ohne Änderungen übernommen. Kapitel 4 und 5 wurden entsprechend der neuen Messergebnisse angepasst.

¹ Quelle: Direction générale de l'aviation civile et de la météorologie { Ministère des Mines, des Carrières et de l'Energie ;Direction de la Météorologie Nationale; 01 B.P. 576 }

2 Installation des Anemometers und des Datenloggers

2.1 Verwendete Geräte

Für die Messung der Windgeschwindigkeit wurde der Datenlogger PCE-WL1 der Firma PCE Deutschland GmbH mitsamt dem zugehörigen Standardanemometer PCEKWG verwendet. Es können verschiedene Messintervalle bei der Programmierung des Loggers ausgewählt werden, in denen die mittlere Windgeschwindigkeit, deren Standardabweichung und die maximale Windgeschwindigkeit gespeichert werden (10s, 60s, 600s). Außerdem werden Uhrzeit, Datum und Temperatur im Loggergehäuse erfasst. Das Anemometer funktioniert im Messbereich zwischen 0,8 und 40 m/s laut Herstellerangaben mit einer Messunsicherheit von $u_v = 0,5$ m/s bzw. 5 % des Messwertes für Windgeschwindigkeiten oberhalb von 10 m/s. Interessanterweise ist der Fehler nicht in Abhängigkeit vom gewählten Messintervall angegeben. Dies ist insofern verwunderlich, als dass der Logger bereits eine statistische Auswertung der Primärinformationen bereitstellt. Nun ist es plausibel, dass bei einem 600s Messintervall mehr Primärdaten zur Verfügung stehen als bei einem 60s Messintervall. Der Messfehler müsste folglich ebenfalls unterschiedlich sein.

Die Umgebungstemperatur des Anemometers darf 60 °C nicht überschreiten. Der Logger ist auf Temperaturen von maximal 50 °C ausgelegt, weshalb im Messaufbau einige Vorkehrungen getroffen wurden, um einer zu starken Erwärmung vorzubeugen (siehe unten).

2.2 Verwendete Software

Die Datensätze werden in CSV-Dateien gespeichert und die Auswertung erfolgte mittels Python.

2.3 Beschreibung des Mess-Setups

Die gesamte Installation ist an einem Eisenmast angebracht, welcher in etwa 14 Meter Höhe auf dem Wasserturm in Pathiri befestigt ist. Die GPS Koordinaten des Turmes lauten:

$$\phi = 12^{\circ}57,35'N \quad , \quad \lambda = 002^{\circ}04,91W$$



Abbildung 1: Wasserturm in Pathiri

Am oberen Ende des Eisenmastes ist rechtwinklig ein Arm angebracht. An der Spitze des Arms ist das Anemometer montiert. Die Ausrichtung der Rotationsebene parallel zum Boden erfolgte per Augenmaß.



Abbildung 2: Anemometer

Etwa 150 cm tiefer ist ein kreisförmiges Sonnendach mit 40 cm Durchmesser am Mast befestigt. Der Mast durchstößt das Dach nicht mittig, sondern mit einem Versatz von ca. 10 cm vom Mittelpunkt. Unter der größeren Dachseite ist eine Box angeschweißt, in der sich der Datenlogger befindet. Die asymmetrische Positionierung des Daches soll die Beschattung der Box optimieren. Dach und Box sind weiß gestrichen, um den Datenlogger vor Überhitzung zu schützen.



Abbildung 3: Dach und Box



Abbildung 4: Box Innenansicht

Der Boden der Box ist an zwei Stellen durchlöchert. Über den Löchern sind Drahtnetze angebracht, sodass keine Insekten in die Box eindringen können. Über der einen löcherigen Stelle ist ein PC-Lüfter verklebt, der einen Luftaustausch in der Box garantieren soll. Die Stromversorgung des Lüfters wird durch eine Solarzelle auf dem Dach gewährleistet. Der Datenlogger selbst war während der ersten zwei Monate mit Kabelbindern an einer provisorischen Halterung an der seitlichen Innenwand der Box befestigt. Beim ersten Datenauslesen wurde ein kleiner Holztisch im Inneren der Box aufgestellt, auf dem der Logger positioniert wurde. Um die Luftzirkulation nicht unnötig einzuschränken, wurde die Tischplatte in der Mitte mit einem großen Loch versehen. Die Box ist provisorisch mit Draht verschlossen, da bei den Arbeiten das Schloss beschädigt wurde. Der Austausch des Schlosses würde es erfordern an der Box erneut zu Schweißen, wovon angesichts der laufenden Messungen Abstand genommen wurde. Für die Messungen wurde ein Messintervall von 600 s ausgewählt.

3 Vorbetrachtungen

3.1 Zusammenhang Windgeschwindigkeit und erzeugte Energie

SEWA überlegt, die Windturbine AWP 3.7 des AfricanWindPower-Projektes einzusetzen. Dabei handelt es sich um den leistungsstärkeren Nachfolger der AWP 3.6. Allerdings liegen Messwerte der Leistung als Funktion der Windgeschwindigkeit bisher nur für das alte Modell vor. Deswegen wird die numerische Auswertung im Folgenden auf Basis der AWP 3.6 Charakteristik gemacht. Dabei sollte man im Hinterkopf behalten, dass möglicherweise mit der neuen Turbine bis zu doppelt so viel Leistung erreicht werden kann. Zumindest ist die Nennleistung von 1,2 kW (AWP 3.6) auf 2 kW (AWP 3.7) gestiegen.

Für die AWP 3.6 liegt eine Charakteristik der elektrischen Energieerzeugung gemäß Abbildung 5 vor. Die Daten zeigen, dass oberhalb einer Schwelle näherungsweise ein linearer Zusammenhang der Form

$$P(v) = \theta(v - v_{min})[\alpha \cdot v + \beta] \quad (1)$$

besteht. In der Gleichung bezeichnet $P(v)$ die Leistung als Funktion der Windgeschwindigkeit, v_{min} die Schwellgeschwindigkeit oberhalb derer Energie erzeugt wird und θ bezeichnet die Heavyside-Funktion. Diese bewirkt, dass $P(v)$ exakt 0 ergibt, solange die Windgeschwindigkeit unterhalb des Schwellwertes liegt.

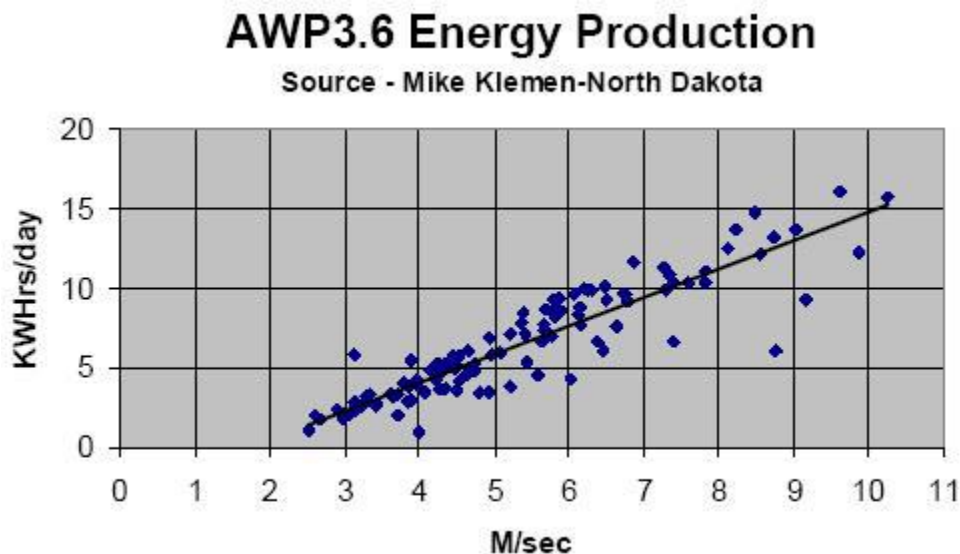


Abbildung 5: Leistung der Windturbine AWP 3.6 als Funktion der Windgeschwindigkeit. Es ergibt sich ein näherungsweise linearer Zusammenhang, wenngleich große Ausreißer festgestellt werden können. Die Ergebnisse des linearen Fits können leider nicht nachvollzogen werden, da der Hersteller die Rohdaten auf Nachfrage nicht zur Verfügung gestellt hat.

Der in der Beschreibung der AWP3.6 nahegelegte lineare Zusammenhang ist kritisch zu hinterfragen, da die kinetische Energie der Luftströmung quadratisch mit der Geschwindigkeit zunimmt. Auch in den Ratgebern zu Windinstallation ist ein stärkerer als linearer Anstieg mit der Windgeschwindigkeit aufgeführt. Allerdings handelt es sich bei den der Abbildung 5 zugrunde liegenden Daten um Messwerte, deren Belastbarkeit hier nicht in Frage gestellt wird.

Der Abbildung werden per Augenmaß die Parameter der Geradengleichung entnommen. Es ergibt sich für die Leistung

$$P(v) = \theta \left(v - 3 \frac{m}{s} \right) \left[1,75 \frac{kWh \cdot s}{day \cdot m} \cdot v - 2,875 \frac{kWh}{day} \right]. \quad (2)$$

Eine Alternative für die Turbinen der AfricanWindPower könnte jene von „i love windpower“ sein, die unter anderem in Mali produzieren. Für deren Turbine mit einem Durchmesser von 1,8 Metern ergibt sich:

$$P(v) = \theta \left(v - 3 \frac{m}{s} \right) \left[0,75 \frac{kWh \cdot s}{day \cdot m} \cdot v - 2,4 \frac{kWh}{day} \right]. \quad (3)$$

Die Turbine ist also bei gleicher Schwellgeschwindigkeit weniger Leistungsstark.

3.2 Tagesgenaue Daten des Meteorologischen Instituts Burkina Faso von 2013

Das Meteorologische Institut Burkina Faso² betreibt ein Messnetz von synoptischen Stationen, die unter anderem Zeitreihen der Windgeschwindigkeit in 10 Meter Höhe messen. Für das Kalenderjahr 2013 liegen SEWA diese Daten vor und sie dienen als Referenzwerte für die Messung in Pathiri. Zwischen zwei Messwerten liegt ein Zeitunterschied von 24, wohingegen die typische Reaktionszeit des Windrades in der Größenordnung von Sekunden oder Minuten liegt. Die Mittelung über einen so langen Zeitraum kann wegen der Schwellgeschwindigkeit, die für die Stromerzeugung durch das Windrad vorliegt, zu fehlerhaften Ergebnissen führen. Über die tagesinterne Dynamik liegen keine Informationen vor, insbesondere ist die Standardabweichung nicht angegeben.

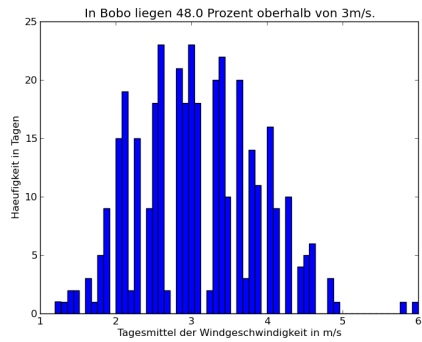
3.2.1 Verteilung der Windgeschwindigkeiten

Die Verteilung der Windgeschwindigkeiten ist stark ortsabhängig, wie der Abbildung 6 entnommen werden kann. Das Spektrum reicht von Bobo-Dioulasso, wo das Tagesmittel im Schnitt jeden zweiten Tag den Schwellwert von 3m/s überschreitet bis nach Dori, wo der Wind an keinem Tag im Tagesmittel ausreichend stark ist.

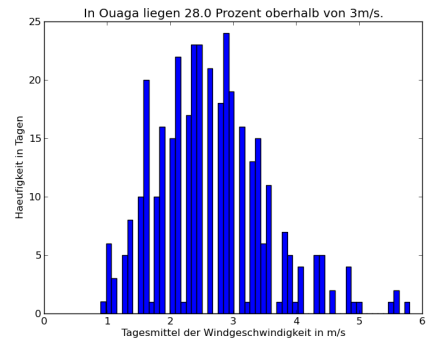
In Dori (Nordosten) und Pô (Süden) ist der Wind eindeutig zu schwach um eine Windturbine zu betreiben. In Fada-Ngourma scheint eine sinnvolle Nutzung auch ausgeschlossen, da nur an etwa einem Zehntel der Tage der Schwellwert überschritten wird. Möglicherweise interessant sind Ouahigouya (23% über 3 m/s) und Ouagadougou (28%). Die starke Variabilität innerhalb des Landes erscheint etwas verwunderlich, zumal kein offener Zusammenhang mit der Breite (und damit der Entfernung zum Ozean bzw. der ITCZ) vorliegt.

Für die weitere Evaluation werden nur die Messreihen in Bobo, Ouahigouya und Ouagadougou verwendet. Die anderen drei Städte werden nicht weiter ausgewertet, weil bereits auf Basis der Windverteilungen ihre Eignung als Windradstandort verneint werden kann. Pathiri (Installationsort des SEWA-Anemometers) liegt etwa mittig zwischen Ouahigouya und Ouagadougou.

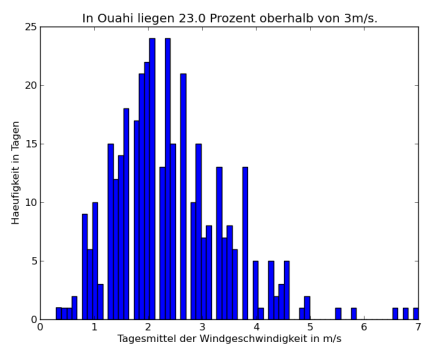
² Direction generale de l'aviation civile et de la météorologie { Ministère des Mines, des Carrières et de l'Energie ;Direction de la Météorologie Nationale; 01 B.P. 576 }



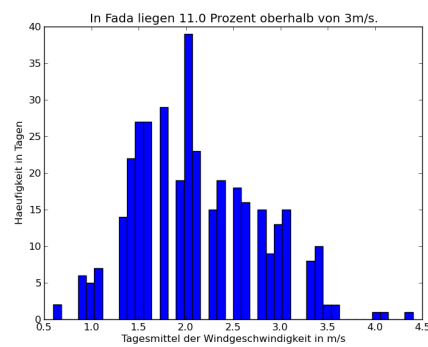
(a)



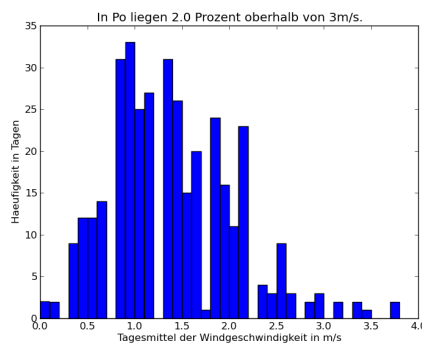
(b)



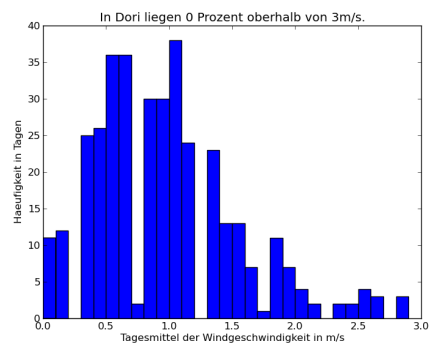
(c)



(d)



(e)



(f)

Abbildung 6: Verteilungen der Tagesmittel der Windgeschwindigkeit in absteigender Reihenfolge. In Dori, Po und Fada wird nie bzw. selten die Schwellgeschwindigkeit überschritten. Bobo ist ein sehr aussichtsreicher Kandidat, während Ouaga und Ouahigouya mittelmäßig erscheinen.

3.2.2 Monatsgenaue Analyse [Bobo, Ouaga, Ouahigouya]

Neben der rein kumulativen Betrachtung ist auch die zeitliche Verteilung der Windgeschwindigkeiten ein relevantes Kriterium. Ein Windrad, welches beispielsweise drei Monate am Stück still steht ist offensichtlich an der falschen Stelle errichtet worden.

Alle drei Stationen zeigen von der groben Struktur der Monatsmittelwerte her den gleichen Verlauf [vgl. Abbildung 6]. Es gibt einen Peak im Juni und einen zweiten Peak um die Jahreswende herum. Die Messstationen unterscheiden sich allerdings deutlich in den konkreten Werten. Während für Bobo der Jahreswechselpeak ausgeprägter ist als jener zur Jahresmitte, verhält es sich für Ouaga und Ouahigouya entgegengesetzt. Das Monatsmittel für Bobo liegt häufig über 3 m/s und fällt nie unter 2,5 m/s, sodass Bobo der aussichtsreichste Standort für eine Installation bleibt.

In Ouahigouya fällt das Monatsmittel in 8 von 12 Monaten unter 2,5 m/s, in Ouaga ist dies in 5 von 12 Monaten der Fall. Auch ohne genauere Evaluation der Verteilung (welche theoretisch sehr breit sein könnte und somit auch in den Monaten nennenswerte Energieerzeugung ermöglichen würde) ist klar, dass nur ein kleiner Teil der Windgeschwindigkeiten in den besagten Monaten ausreichend für die AWP 3.6 sein wird.

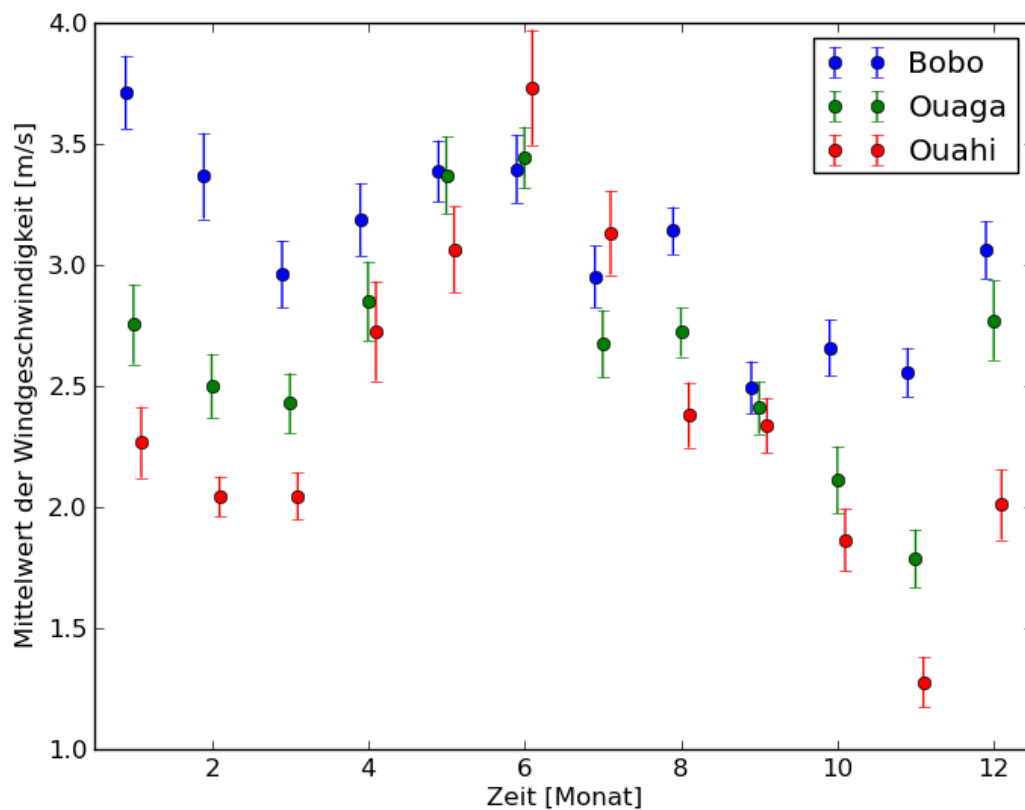


Abbildung 6: Mittelwerte der täglichen Windgeschwindigkeiten für Bobo, Ouaga und Ouahigouya. Die Fehlerbalken stellen $STABW/\sqrt{n}$ dar und sind ein Indikator für die Breite der Verteilung. Zur Verbesserung der Visualisierung sind die verschiedenen Orte etwas versetzt

3.2.3 Tagesgenaue Analyse [Bobo, Ouaga, Ouahigouya]

Ein monatlicher Mittelwert oberhalb der Schwellgeschwindigkeit könnte theoretisch dadurch zustande kommen, dass es an einem einzigen Tag extrem windig war. An allen anderen Tagen des Monats könnte der Wind gerade eben nicht ausreichen, damit das Windrad Energie produziert. Deswegen scheint es sinnvoll in der feinst möglichen Auflösung die Daten auszuwerten.

Als Observable wird hier die Anzahl der Tage verwendet an denen die mittlere Windgeschwindigkeit 3 m/s überstieg [Vgl. Abbildung 8].

In Ouaga und Ouahigouya wird die Schwelle nur in den Monaten Mai, Juni und Juli (nur Ouahigouya) an mehr als 10 Tagen überschritten. Davor und danach im Jahr sinkt die Anzahl der geeigneten Tage deutlich ab. In Ouahigouya erreicht sowohl im November als auch im Februar der Wind an keinem Tag eine Stärke oberhalb von 3 m/s. Die Eignung von Ouahigouya und Ouaga als Standort für unser Windrad ist somit substanziell infrage gestellt, obwohl sich in den Monaten Mai bis Juli teilweise vielversprechende Werte ergeben.

Im Vergleich erscheint Bobo deutlich geeigneter. In keinem Monat gibt es seltener als an 5 Tagen durchschnittliche Windgeschwindigkeiten über 3 m/s. Während 8 Monaten liegt mehr als ein Drittel der Tagesmittel oberhalb der Schwelle.

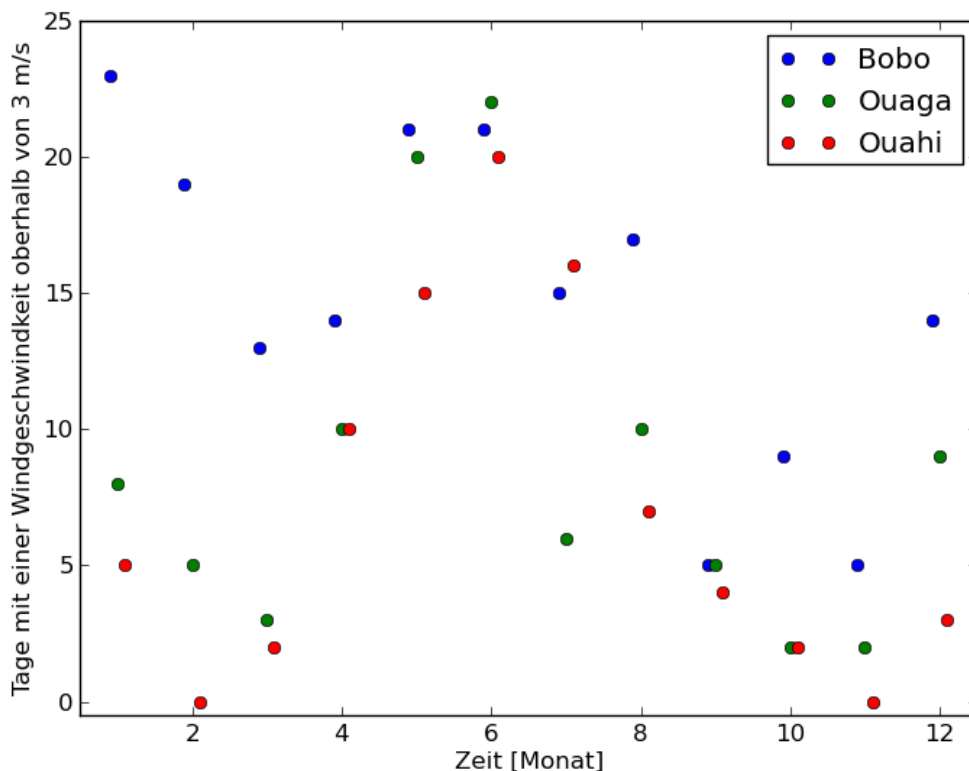


Abbildung 7: Anzahl der Tage, an denen der Wind im Mittel stärker wehte als mit 3 m/s. Man sieht im Jahresverlauf zwei unterschiedlich stark ausgeprägte Peaks zum Jahreswechsel und zur Jahresmitte. In den Zeiträumen Februar bis März sowie September bis Dezember wird in Ouaga und Ouahigouya die Schwelle nur an wenigen Tagen überschritten, zu diesen Momenten ist der sinnvolle Betrieb eines Windrades nicht möglich.

4 Auswertung Messdaten Pathiri

Momentan liegen aus Pathiri Messwerte für den Zeitraum 12. Mai 2014 bis 17. Oktober 2014 vor. Diese werden im Folgenden in verschiedenen Schritten ausgewertet. Als erstes wird die Verteilung der Windgeschwindigkeiten analysiert. Dies geschieht sowohl kumuliert für den gesamten Messzeitraum als auch unter Betrachtung einzelner Zeitabschnitte. Sofern SEWA mittels Windenergie Gebäude beleuchten will, ist natürlich das Windpotential während der Nacht ein wichtiges Entscheidungskriterium. Außerdem werden natürlich die einzelnen Monate betrachtet, um jahreszeitliche Unterschiede feststellen zu können. Anhand der Leistungsrelation für die AWP 3.6 [Gleichung 2] wird anschließend abgeschätzt, wie viel elektrische Energie mit diesem Modell erzeugt werden könnte und abschließend ein Kostenvergleich mit einem entsprechenden Photovoltaiksystem vorgenommen.

4.1 Temperatur in der Loggerbox

Die Maximaltemperatur in der Loggerbox betrug 44,25 °C, die Durchschnittstemperatur lag bei 28,4 °C. Zu jeder Zeit war also gewährleistet, dass die zulässige Höchsttemperatur für den Logger von 50 °C nicht überschritten wurde.

4.2 Verteilung der Windgeschwindigkeiten

Gesamtbetrachtung

Für den gesamten Messzeitraum von Mai bis Oktober 2014 ergibt sich eine mittlere Windgeschwindigkeit von 2,88 m/s, der Median liegt bei 2,68 m/s. Die hohe Standardabweichung von 1,60 m/s deutet bereits auf hohe Schwankungen der Windgeschwindigkeiten hin. Knapp 41 % aller Messwerte liegen über der Cut-In-Geschwindigkeit der Turbine AWP 3.6 von 3 m/s. Etwa ein Fünftel der Werte liegt über einer Windgeschwindigkeit von 4 m/s.

Gesonderte Betrachtung der Abendstunden

In den Abendstunden von 18 bis 24 Uhr weht der Wind insgesamt etwas schwächer. Der Mittelwert liegt bei nur noch 2,43 m/s, der Median bei 2,23 m/s und die Standardabweichung beträgt 1,48 m/s. Über der Cut-In-Geschwindigkeit liegen nur noch 26 % der Messwerte und 12 % über einer Geschwindigkeit von 4 m/s.

Monatsweise Betrachtung

Aufschlussreicher als eine bloße Betrachtung von Mittelwerten sind die Ergebnisse kürzerer Zeitabschnitte. So werden im Folgenden die einzelnen Monate genauer betrachtet. Tabelle 1 zeigt die Zusammenfassung dieser Ergebnisse.

Zeitfenster	Mittelwert [m/s]	Meridian [m/s]	> 3,0 m/s	> 3,5 m/s	> 4,0 m/s	> 4,5 m/s
kumuliert	2,88	2,68	0,409	0,291	0,205	0,141
abends	2,43	2,23	0,260	0,173	0,122	0,087
Mai	3,50	3,37	0,595	0,466	0,356	0,255
Juni	3,63	3,43	0,603	0,486	0,378	0,28
Juli	3,00	2,87	0,462	0,337	0,229	0,15
August	2,58	2,46	0,33	0,204	0,127	0,083
September	2,31	2,16	0,23	0,128	0,078	0,047
Oktober	2,12	2,12	0,187	0,089	0,034	0,012

Tabelle 1: Ergebnisübersicht. In den letzten vier Spalten ist der Anteil der Messwerte angegeben, die die jeweilige Grenzwertgeschwindigkeit überschreiten.

Der in den Daten des meteorologischen Instituts festgestellte starke Abfall der Windgeschwindigkeiten ab Juli bis zum Ende des Jahres ist auch in den Messdaten klar erkennbar. So liegen beispielsweise im Juni noch 60 % aller Messwerte über 3 m/s, im August sind es noch 33 % und im Oktober nur noch knapp 19 %.

In Abbildung 8 ist die mögliche Windausbeute in den einzelnen Monaten veranschaulicht dargestellt.

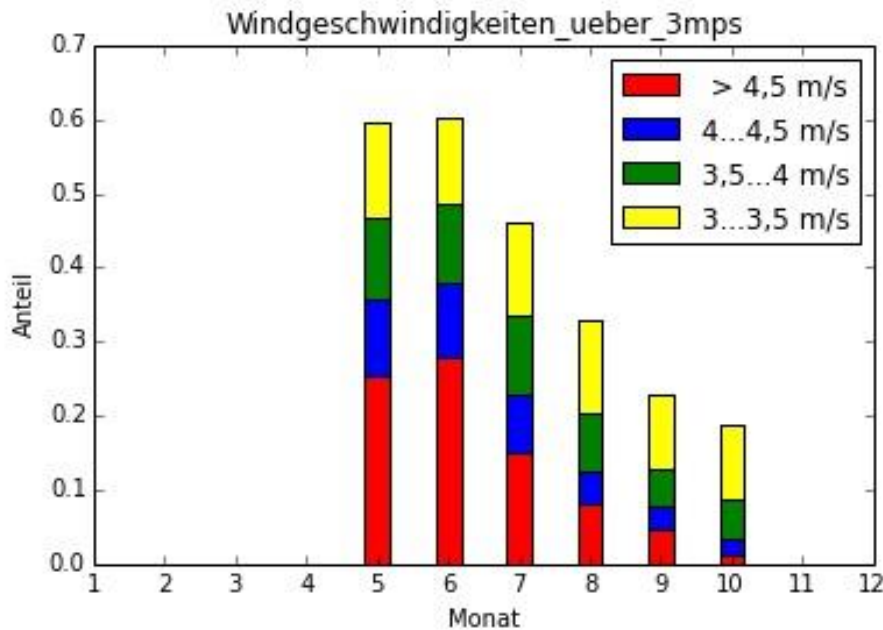


Abbildung 8: Anteil der Messwerte mit Geschwindigkeiten über 3 m/s

Für eine direkte Vergleichbarkeit mit den Daten des Meteorologischen Instituts ist in Abbildung 9 für jeden Monat der Anteil der Tage dargestellt, deren mittlere Windgeschwindigkeit oberhalb von 3 m/s liegt.

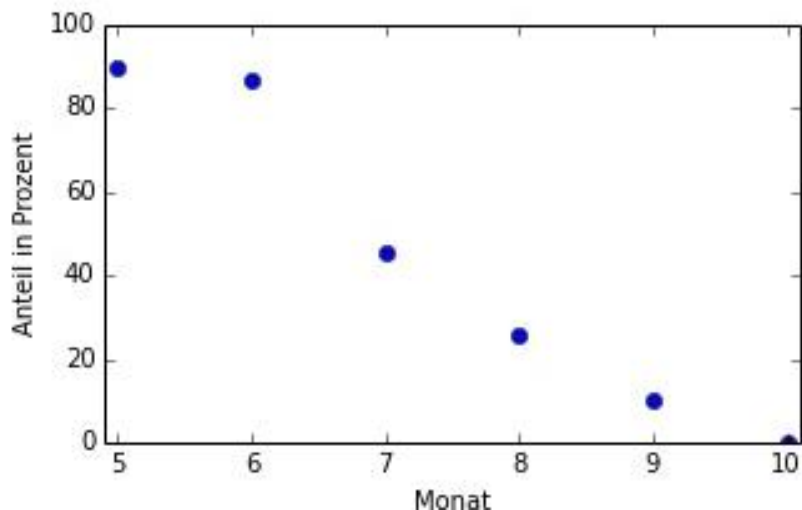


Abbildung 9: Anteil der Tage, deren mittlere Windgeschwindigkeit über 3m/s liegt

Bei einem Vergleich mit Abbildung 7 ist eine große Ähnlichkeit mit dem qualitativen Verlauf der Datenpunkte von Ouahigouya zu erkennen. Die Erwartung, dass sich diese Ähnlichkeit auch in den übrigen Monaten fortsetzen wird, liegt nahe. Vor zu schnellen Schlussfolgerungen sollte man aber die Messergebnisse der nächsten Monate abwarten.

4.3 Abschätzung erzeugbarer Energie

Mit den gemessenen Windgeschwindigkeiten und der Relation (2) kann nun eine Abschätzung auf Basis der Charakteristika der alten Version der Windturbine von African Wind Power vorgenommen werden. Dabei sei noch einmal darauf hingewiesen, dass es sich dabei um eine grobe Minimalabschätzung handelt. Für die neue Windturbine (AWP 3.7), die leistungsstärker sein soll, liegen uns bisher keine Leistungsmesswerte vor.

In Abbildung 10 ist der Verlauf der nach dieser Abschätzung pro Tag erzeugbaren Energiemenge dargestellt.

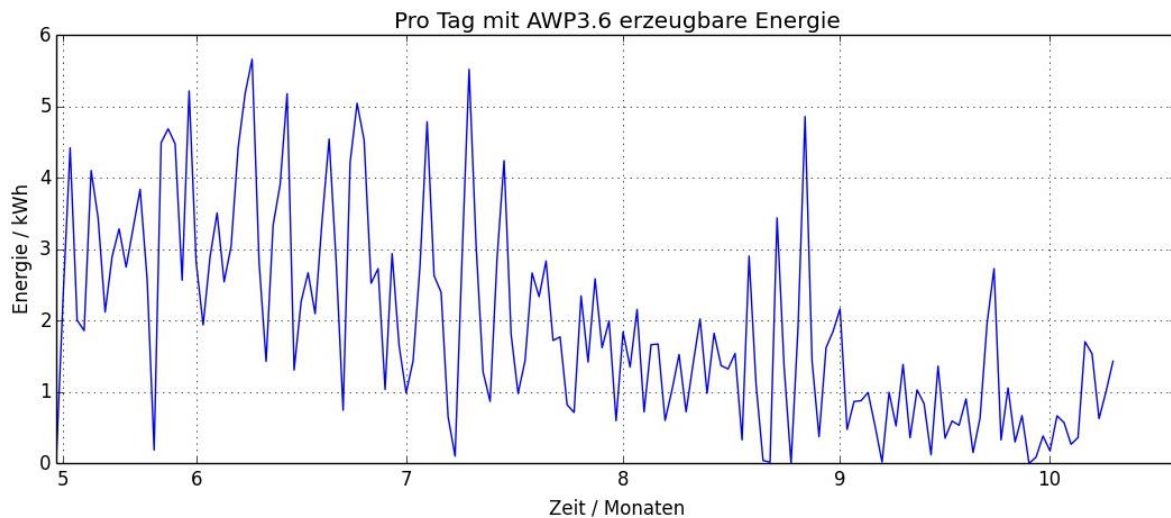


Abbildung 10: Pro Tag erzeugbare Energiemenge. Als Referenz wurde die linearisierte Charakteristik der Turbine AWP3.6 verwendet. Diese Kurve dient daher nur einer groben Abschätzung.

Zum einen ist hier wieder zu erkennen, dass die Energieproduktion ab August tendenziell immer weiter abnimmt. Zum anderen werden aber auch die starken Schwankungen zwischen den einzelnen Tageswerten deutlich. So kommt es beispielsweise im Juli vor, dass an einem Tag nahezu keine Energie produziert werden kann, am nächsten dagegen über 5 kWh. Diese Tatsache muss auch bei der Dimensionierung einer zu installierenden Anlage berücksichtigt werden. So sollte eine Batterie gewählt werden, deren Speicherkapazität ausreicht, um den Ertrag von windreichen Tagen für darauffolgende windarme Tage speichern zu können.

Gemittelt über den gemessenen Zeitraum könnten mit der AWP 3,6 pro Tag knapp 2 kWh elektrische Energie erzeugt werden. Will man dieselbe Energiemenge mittels Photovoltaik vor Ort erzeugen, benötigt man dafür eine Maximalleistung von ca. 500 W_{peak}³. Die Sonneneinstrahlung unterliegt in Westafrika allerdings geringeren Schwankungen als die gemessenen Winddaten. So könnte ein 500Wp-PV-System deutlich besser ausgenutzt werden als das einer 1200W-Windturbine.

³ Abschätzung vorgenommen mit: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?map=africa&lang=en>. Ein fiktives System mit 100Wp Maximalleistung, das mit Inklination = 0° in Ouagadougou nach Süden ausgerichtet ist erzeugt täglich etwa 400Wh. Die jahreszeitlichen Schwankungen gemäß diesem Tool liegen in der Größenordnung von 5%.

4.4 Abschätzung der Kosten

Eine Photovoltaikanlage mit 500 Wp, die im Mittel 2 kWh pro Tag erzeugt und damit die mittleren Erträge der AWP3.6 (!) erbringen würde, kostet panelseitig etwa 3000 €⁴. Die AWP 3.7 kostet 5000 US-Dollar (3700 €) zuzüglich Transportkosten aus Südafrika. Außerdem muss ein Turm errichtet werden, an den relativ hohe statische Anforderungen gestellt werden. Im Vergleich zu bisherigen SEWA Projekten werden durch die zwingende Zentralität des Systems zudem höhere Kosten für Kabel entstehen. Eventuell muss aufgrund der zeitlichen Schwankungen auch die Batterie größer ausgelegt werden, als bei einem vergleichbaren PV-Projekt. Insgesamt sind also für eine Windinstallation am gegebenen Standort deutlich höhere zu Kosten erwarten. Da für die neue Version der Turbine von African Wind Power aber noch keine Power Curve vorliegt, sollte diese Aussage unter Vorbehalt betrachtet werden.

⁴ Ein Panel à 85 Wp kostet bei Microsow ca. 500 €.

5 Zusammenfassung und Ausblick

Die Auswertung der Daten für den Zeitraum von Mai bis Juli 2014 ergab, dass „bezüglich der Windgeschwindigkeiten dem Bau eines Windrades nicht zu widersprechen“⁵ ist. Die für August bis Oktober nun neu hinzugekommenen Daten stellen dieses Ergebnis aber leider in Frage. Die Durchschnittsgeschwindigkeit ist von 3,42 m/s auf 2,88 m/s deutlich gesunken. In den Abendstunden liegt die mittlere Windgeschwindigkeit mit 2,43 m/s noch etwas niedriger. Bei Betrachtung der einzelnen Monate wird der stetige Abfall der möglichen Windausbeute in der zweiten Jahreshälfte deutlich. So würde nach unseren Messdaten ein Windrad mit einer Cut-In-Speed von 3 m/s im Juli zu mehr als 50 % der Zeit still stehen und im September nur noch zu 25 % der Zeit Energie liefern. In den ersten beiden Oktoberwochen betrug die mittlere Windgeschwindigkeit an keinem Tag mehr als 3 m/s.

Der gleiche jahreszeitliche Verlauf tritt auch in den Oberflächenwinddaten des meteorologischen Instituts für den Standort Ouahigouya auf, der ca. 80 km nördlich von Pathiri liegt. Höhere Windgeschwindigkeiten, vor allem auch in der zweiten Jahreshälfte, geben diese Daten für den Standort Bobo-Dioulasso an. Wenn SEWA das Windprojekt weiter verfolgen will, sollte der Fokus auf diese im Süd-Westen Burkina Fasos gelegene Region gelegt werden.

Weiterhin sind folgende Aspekte zu beachten:

Zentralität:

Mit einem Windrad würde man ein zentrales System schaffen, an das mehrere Verbraucher angeschlossen werden. Anstelle die Schule und das Krankenstation mit dem Solarpaneel auf dem jeweiligen Dach zu versorgen, würden beide durch das Windrad am Dorfrand betrieben. In Situationen mit Energiemangel (windarme Woche) können daraus nutzerseitig Konflikte entstehen. So könnte die Geburtsstation der Schule vorwerfen, dass sie tagsüber alle Energie verbraucht habe und nun für nächtliche Geburten kein Licht mehr vorhanden sei.

Da aus Lärmschutz und Verschattungsgründen ein gewisser Abstand zwischen dem Windrad und den Nutzern unabdingbar ist, ergeben sich längere Transportwege. Damit einher geht die Notwendigkeit der Abkehr vom 12 V Gleichstromsystem, da sonst die Verluste zu groß würden. Der Vorteil eines zentralen Systems läge darin, dass eventuell weniger Leistung und Speicherkapazität installiert werden müsste als in einem dezentralen System mit denselben Nutzern. Bei dezentralen Anlagen muss jedes einzelne System zufällig auftretende Spitzen, die wetterseitig oder vom Verbraucher induziert werden, auffangen können. Zumindest das Nutzerverhalten würde sich beim Zusammenschalten mehrerer Verbraucher vermutlich glätten.

Nutzen:

Die hier betrachtete Windanlage würde bezüglich ihrer Leistung deutlich über die Größe bisheriger SEWA Projekte hinausgehen. Unter der Annahme, dass jede Lampe pro Nacht 4 Stunden verwendet wird, könnten im Mittel knapp 45⁶ Lampen benutzt werden. Deswegen gilt es generell zu überlegen, welche Bedürfnisse mit der Energie befriedigt werden sollen.

Wartung:

Die AWP3.7 soll laut Handbuch alle 6 Monate gewartet werden. Dabei fallen beobachtende Aufgaben (Geräusentwicklung, Vibration) sowie handwerkliche Tätigkeiten (Schrauben fest ziehen, einfetten) an. Außerdem besteht die Herausforderung, dass der Turm entweder erklommen oder gelegt werden

⁵ Windprojekt Bericht II, Seite 20

⁶ $\frac{\text{Energie/Tag}}{\text{Leistung} \cdot \text{Benutzungsdauer}} = \frac{2000\text{Wh}}{11\text{W} \cdot 4\text{h}} \approx 45$

muss. Es erscheint äußerst schwierig diese Aufgaben vollständig an die Dorfgemeinschaft zu übertragen, sodass für die Wartung weitere Reisen notwendig würden.

Selbstwert:

Hat die Errichtung eines funktionierenden Windrades unter schwierigen Bedingungen in Burkina vielleicht einen eigenen Wert? Könnte man dadurch zeigen, dass alle Formen Erneuerbarer Energien hier ihren Beitrag zur technischen Entwicklung des Landes leisten könnten?