



BACHELORARBEIT

Herr
Damian Schreiber

Solarbetriebene Frischwasserförderung in Namibia - Implementierung und finanzieller Nutzen

Dresden, 2022

Fakultät Wirtschaftsingenieurwesen

BACHELORARBEIT

Solarbetriebene Frischwasserförderung in Namibia - Implementierung und finanzieller Nutzen

Autor:

Herr Damian Schreiber

Studiengang:

Energie- und Umweltmanagement

Seminargruppe:

EU19

Erstprüfer:

Herr Prof. Dr.-Ing. Hartig

Zweitprüfer:

Herr Mark Wilhelm Riehmer

Einreichung:

Mittweida, 30.11.2022

Verteidigung/Bewertung:

Faculty Industrial Engineering

BACHELOR THESIS

The implementation and financial benefits of solar powered freshwater extraction in Namibia.

author:

Mr. Damian Schreiber

course of studies:

Energy and Environmental Management

seminar group:

EU19

first examiner:

Mr. Prof. Dr.-Ing. Hartig

second examiner:

Mr. Mark Wilhelm Riehmer

submission:

Mittweida, 30.11.2022

defence/ evaluation:

Bibliografische Beschreibung:

Schreiber, Damian:

Solarbetriebene Frischwasserförderung in Namibia - Implementierung und finanzieller Nutzen. - 2022. - XI, 55, IV S.

Mittweida, Hochschule Mittweida, Fakultät Wirtschaftsingenieurwesen,
Bachelorarbeit, 2022

Referat:

Diese Bachelorarbeit behandelt die politischen und wirtschaftlichen Situationen Namibias in den Bereichen Energie, Wasser und Landwirtschaft. Auf Grundlage dessen und anhand zweier Fallbeispiele aus der Praxis werden technische und managementbezogene Umstände zum Erreichen von finanziellen Vorteilen für Betreiber von solarbetriebenen Anlagen zur Frischwasserförderung in der Landwirtschaft des Landes herausgearbeitet.

Inhalt

Inhalt	VI
Abbildungsverzeichnis	VIII
Tabellenverzeichnis	X
Abkürzungsverzeichnis	XI
1	Übersicht	1
1.1	<i>Motivation und Ausblick</i>	1
1.2	<i>Zielsetzung</i>	1
1.3	<i>Kapitelübersicht</i>	2
2	Grundlagen und Rahmenbedingungen	3
2.1	<i>Aktueller Forschungsstand</i>	3
2.2	<i>Genereller Aufbau und Bestandteile einer Solarpumpinstallation</i>	4
2.3	<i>Namibias politische und wirtschaftliche Position in relevanten Bereichen</i>	6
2.3.1	Energie	6
2.3.2	Wasser	10
2.3.3	Landwirtschaft.....	13
3	Implementierung	19
3.1	<i>Methodik</i>	19
3.2	<i>Projekt auf Farm Ekuja</i>	20
3.2.1	Auftrag	20
3.2.2	Pumpe und Dimensionierung der Rohrleitungen	21
3.2.3	Planung und Prozess der Photovoltaikdimensionierung	25
3.2.4	Kosten und Nutzen	26
3.3	<i>Projekt bei Nkurenkuru</i>	29
3.3.1	Rahmenbedingungen und Ziel	29
3.3.2	Regenerative Umgestaltung	32
3.3.3	Energiemanagement.....	41

3.3.4	Kosteneinsparungen durch Solarstrom.....	47
4	Implikationen	51
4.1	<i>Ökonomische Auswirkungen</i>	<i>51</i>
4.2	<i>Umweltrelevante Auswirkungen</i>	<i>52</i>
5	Schlussbetrachtung und Perspektive.....	53
5.1	<i>Ergebnisse</i>	<i>53</i>
5.2	<i>Bewertung der Arbeit.....</i>	<i>54</i>
5.3	<i>Perspektive</i>	<i>54</i>
Literatur		56
Anlagen		59
Anlagen, Teil 1		I
Anlagen, Teil 2.....		III
Selbstständigkeitserklärung		

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Skizze zum Beispiel einer Solarpumpinstallation (Quelle: Grundfos 2021; 5)	4
Abbildung 2: Namibia´s Elektrizitätsnetzwerk (Quelle: Detlof von Oertzen 2018; 9)	7
Abbildung 3: Namibia`s Energiemix aus Eigenproduktion (Quelle: Maduako E. Okorie et al. 2018; 515)	7
Abbildung 4: Eintreffende Direktstrahlung auf die namibische Landfläche (Quelle: Maduako E. Okorie et al. 2018; 518)	9
Abbildung 5: Geschäftsbereiche von NamWater	12
Abbildung 6: Nahrungsinflation im Vergleich zu allen anderen Produkten (Quelle: Namibia Statistics Agency 2022; 20)	16
Abbildung 7: Namibias Handelsbilanz im Landwirtschaftssektor (Quelle: Namibia Statistics Agency 2022; 27)	17
Abbildung 8: Skizze zu den Parametern des Projektes	20
Abbildung 9: Diagramm zur Berechnung des Druckverlustes auf PVC-Wasserleitungen	22
Abbildung 10: Diagramm zu Leistungskurven der SP-Produktgruppe (Quelle: Grundfos Product Center 2022)	23
Abbildung 11: Pumpleistungsdigramm	24
Abbildung 12: Kostenentwicklung von unterschiedlichen Pumpinstallationen	28
Abbildung 13: Schema zur Anordnung der Pumpen	30
Abbildung 14: Angepasste Leistungskurve der NK-Pumpe (Quelle: Grundfos Pumps 2022)	35

Abbildung 15: Schaltbild	40
Abbildung 16: Leitungsinstallation	41
Abbildung 17: Plan-Do-Check-Act Zyklus.....	42
Abbildung 18: Vergleich der Kostenentwicklung	50

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Volumen der namibischen Stauseen (vgl. Namibia Water Corporation Ltd. 2022)	10
Tabelle 2: Dünger- und Pestizidimporte aus Russland (Quelle: Namibia Statistics Agency 2022; 10)	14
Tabelle 3: Preiszusammenstellung aus den wesentlichen Kostenpunkten der Installation	48

Abkürzungsverzeichnis

DNI	Direct Normal Irradiation
SAPP	Southern African Power Pool
NamPower	Namibia Power Corporation (Pty) Ltd
NEI	Namibian Energy Institute
NamWater	Namibia Water Corporation Ltd.
Mm³	Kubikmegameter
SSA	Sub-Sahara Afrika
DC	Direct Current
RSI	Renewable Solar Inverter
MPPT	Maximum Power Point Tracking
EnMS	Energiemanagementsystem
PDCA	Plan-Do-Check-Act
SEU	Significant Energy Usages
EnPI	Energieleistungskennzahl
GDP	Bruttoinlandsprodukt
WR	Wechselrichter
MA	Modulanzahl
SA	Stringanzahl

1 Übersicht

Im einleitenden Kapitel werden die Motivation mit einem kurzen Ausblick und die Aufgabenstellung dieser Bachelorarbeit besprochen. Gleichzeitig erfolgt ein kurzer Überblick zu den einzelnen Kapiteln dieser Arbeit.

1.1 Motivation und Ausblick

Namibia im südlichen Afrika ist charakterisiert durch überwiegend heißes, trockenes Klima und viele durchschnittliche Sonnenstunden pro Jahr. Dies wird deutlich durch eine durchschnittliche Sonneneinstrahlung von 7.8 kWh/m^2 pro Tag an besonders sonnenreichen Orten im Land. Damit steht Namibia weltweit hinter Chile auf Rang zwei hinsichtlich der Quantität an direkter Sonneneinstrahlung (DNI – Direct Normal Irradiation) (vgl. Maduako E. Okorie et al. 2018; 516).

Wenige und zum Teil schwer zugängliche Rohwasserquellen, die hauptsächlich als Grundwasser, als nur sporadisch verfügbare Oberflächengewässer oder als entsalztes Meerwasser bestehen, gehen mit diesem Zustand einher. Gleichzeitig sind die dort lebenden Menschen und der Staat vom Zugang zu ausreichenden Mengen qualitativem Rohwasser für den Betrieb der Landwirtschaft abhängig, welche vor dem Hintergrund steigender Nahrungspreise (vgl. Namibia Statistics Agency (NSA) 08/2022; 12) weiterhin stark an Bedeutung gewinnt.

Genauso wie in Europa spielen die Infrastrukturen zur Verteilung des Stroms und des Rohwassers im Land eine entscheidende Rolle, sind jedoch nur mangelhaft ausgebaut. Hinzu kommen überproportional schnell steigende Strompreise (vgl. Swart, Koos 2022) durch Importüberschüsse und nationales Missmanagement. In der Vergangenheit stieg daher vermehrt die Nachfrage nach dezentralisierten Anlagen für die Förderung von Frischwasser.

Solche Anlagen sind aber immer noch teuer in der Anschaffung und regional variierende natürliche Umstände erschweren die technische Realisation im Einzelnen.

1.2 Zielsetzung

Das Ziel dieser Bachelorarbeit ist es, anhand zweier Fallbeispiele aus der Praxis die technischen Herausforderungen und finanziellen Aufwendungen für den Aufbau einer solarbetriebenen Pumpanlage zu analysieren. Auf Grundlage dieser Analyse wird daraufhin beurteilt, inwiefern die Implementierung dieser regenerativen Form der

Frischwasserförderung in Namibia finanzielle Vorteile erbringt und sich folglich als lohnenswert erweist. Dies geschieht vor dem Hintergrund der gegebenen wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen im Land bezüglich den Bereichen Energie, Wasser und Landwirtschaft.

Dabei wird eine Eingrenzung des Themengebiets auf die Nutzung der regenerativen Betriebsform für die namibische Landwirtschaft vorgenommen. In welcher Weise solare Pumpanlagen die Wasserversorgung für Haushalte oder Industriezweige, wie Bergbau oder Tourismus sicherstellen können, soll hier außer Acht gelassen werden.

Es wird erwartet, dass eine regenerative Betriebsform erhebliche finanzielle Vorteile für den Betreiber einer Solarpumpanlage im Sektor der Landwirtschaft in Namibia erbringen kann. Zudem ist damit zu rechnen, dass eine detaillierte Planung und ein abgestimmtes Energiemanagement für einen Erfolg dieser Implementierung unabdingbar sind.

1.3 Kapitelübersicht

Die Bachelorarbeit besteht aus fünf Kapiteln.

Auf das allgemein einleitende, erste Kapitel folgt das **Kapitel 2**, welches den aktuellen Forschungsstand im Themengebiet erfasst und Grundlagen, sowie das Hintergrundwissen der für die Arbeit relevanten Bereiche Energie, Wasser und Landwirtschaft in Namibia bereitstellt.

Kapitel 3 dient daraufhin der Analyse der Implementierung von solarbetriebenen Pumpstationen mithilfe zweier Fallbeispiele aus der Praxis. Dabei wird der Aufbau und Nutzen eines schon bestehenden solarbetriebenen Projektes untersucht und das zweite Projekt einer regenerativen Umgestaltung unterzogen und mit der aktuell bestehenden konventionellen Umsetzung verglichen.

Hinterher werden im **Kapitel 4** weiterführende Überlegungen zu ökonomischen und umweltrelevanten Auswirkungen solcher Anlagen im Land ausgearbeitet.

Schließlich erfolgt im **Kapitel 5** eine abschließende Zusammenfassung der Resultate der Bachelorarbeit. Hier wird auch bewertet, inwiefern die Arbeit zu einem wissenschaftlichen Ergebnis beitragen konnte und zuletzt werden mögliche Perspektiven für zukünftige Entwicklungen geliefert.

2 Grundlagen und Rahmenbedingungen

Die Literatur behandelt viele Themen der erneuerbaren Energien und umweltrelevante Aspekte im südlichen Afrika, genauer in Namibia. Solche Literatur und die darin analysierten Themen, die für den weiteren Verlauf der Arbeit von Bedeutung sind, sollen in diesem Kapitel beleuchtet werden. Außerdem werden wichtige Begriffe definiert und grundlegende technische Gegebenheiten abgegrenzt, um somit das Elementarwissen für die Bachelorarbeit bereitzustellen.

2.1 Aktueller Forschungsstand

Die in der Literatur behandelten Themen zu der Nutzung von regenerativen Energien in Namibia sind mannigfaltig. So behandelt beispielsweise eine Publikation von Detlof von Oertzen namens „Economic Impacts Of The Deployment Of Renewable Energy Technologies In Namibia“ aus dem Jahr 2018, die Stromgewinnung aus Photovoltaikanlagen, Windkraftanlagen und Biokraftstoff. Außerdem erläutert der Autor wie solche Energiequellen den Zugang zum Strom für die breite Bevölkerung ermöglichen und mehr lokale Jobpotentiale erschlossen werden können. Das habe wiederum Einfluss auf die Gesundheit und Bildung der Menschen, schütze die Umwelt und beeinflusse das Bruttoinlandsprodukt Namibias in positivem Sinne (vgl. Detlof von Oertzen 2018).

In einer anderen Publikation beschäftigt sich derselbe Autor detailliert mit dem Aufbau des namibischen Stromnetzes und wie dieses mithilfe von erneuerbaren Energien und Speichermöglichkeiten dezentralisiert werden kann, um Strompreise zu senken und größere lokale Wertschöpfung zu generieren. Darüber hinaus analysiert er die Energienachfrage der Bevölkerung und führt nachhaltige Möglichkeiten auf, wie die Bevölkerung grüne Energie im Haushalt preiswert nutzen kann. Die Potentiale werden in der Folge auch auf die Industrie und große Unternehmen, wie zum Beispiel die Betreiber der Minen des Landes, übertragen (vgl. Detlof von Oertzen 2015).

Mit dem Bericht „Renewable Energy and African Industrialization“ aus dem International Journal of Mechanical Engineering and Technology in 2018 greifen die Autoren Maduako E. Okorie et al. sogar etwas weiter. Sie betrachten die Missstände in der Politik der südafrikanischen Länder und heben die Landwirtschaft als primären Sektor für den Weg zur Industrialisierung hervor. Besonders dort seien nachhaltige Technologien notwendig, um riesige Potentiale ausschöpfen zu können.

Neben solchen Berichten und Publikationen von eigenständigen Autoren, gibt es zahlreiche, teilweise jährlich erscheinende Reporte der Monopolunternehmen des Landes oder verschiedener Statistikagenturen, wie etwa der Namibia Statistics Agency, über die

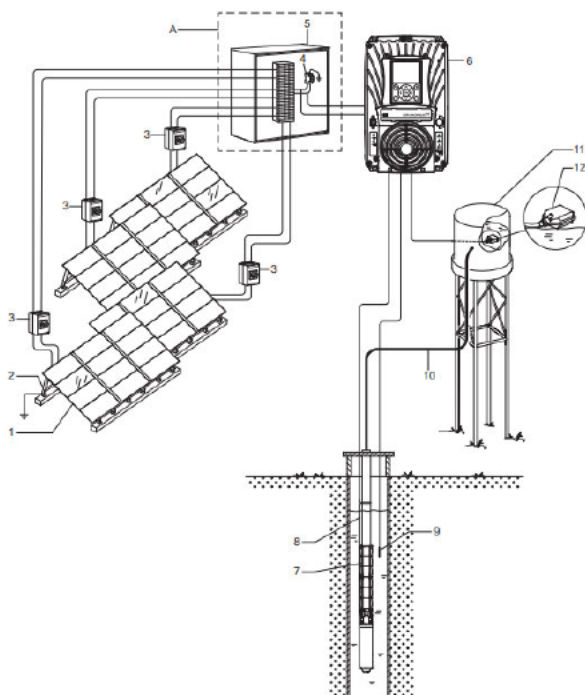
Bereitstellung von Energie und Wasser. Hier finden sich regelmäßig aktualisierte Daten zu relevanten Sektoren. Dazu zählen in diesem Zusammenhang die Untersektoren Energieversorgung, Wasserversorgung und Landwirtschaft, die laut Schubert, Klaus/Martina Klein 2020 den primären (Landwirtschaft als Urproduktion) und sekundären (Energiewirtschaft und Wasserversorgung als produzierendes und verarbeitendes Gewerbe) Wirtschaftssektoren angehören.

Die erwähnte Literatur analysiert zwar in detailliertem und umfangreichem Maße die Erschließung der Potentiale durch regenerative Energien für das Land, die Menschen und die Unternehmen, jedoch nicht welche finanziellen Auswirkungen im Spezifischen das dezentralisierte, solarbetriebene Abpumpen von Nutzwasser aus primären Wasserressourcen für Unternehmen in der Landwirtschaft mit sich bringen könnte. Hier leistet die vorliegende Arbeit ihren Beitrag durch die Untersuchung der entsprechenden Vorteile und Hürden einer Implementierung regenerativ betriebener Pumpenanlagen.

2.2 Genereller Aufbau und Bestandteile einer Solarpumpeninstallation

Dieser Unterabschnitt soll der Präsentation der wesentlichen Bestandteile einer Pumpeninstallation mit Stromversorgung aus Solarkraft dienen, um die technische Basis für die Erläuterungen im Hauptteil zu legen. Anhand folgendem, vereinfachtem Beispiel werden die Hauptbestandteile erläutert.

Abbildung 1: Skizze zum Beispiel einer Solarpumpeninstallation (Quelle: Grundfos 2021; 5)



1. Solarmodul
2. Stützstruktur
3. Leistungsschalter, DC
4. Überspannungsschutz, DC
5. Kombinationsbox
6. Wechselrichter
7. Pumpe
8. Tauchkabel
9. Trockenlaufschutz
10. Auslassrohr
11. Wassertank
12. Füllstandsschalter
- A. Optional

Im Beispiel sind vier in Reihe geschaltete „Strings“ aus Solarmodulen abgebildet, die über eine Stützstruktur entweder an einem Dach oder einem eigens dafür aufgestellten Rahmen befestigt werden können. Da Solarstrom als Gleichstrom fließt, ist jedes Set mit einem DC (Direct Current) Leistungsschutzschalter versehen. In einer optionalen Kombinationsbox werden alle Leitungen zusammengeführt und dahinter wird ein Gleichstrom-Überspannungsschutz verbaut, der die nachfolgenden Bauteile vor Überstrom schützen soll. Empfohlen wird sogar für jedes Modulset einen Überspannungsschutz einzubauen (vgl. Grundfos 2021; 8).

Der möglicherweise wichtigste Bestandteil der Installation ist der Wechselrichter, der den durch die Solarmodule generierten Gleichstrom in den für die Pumpe benötigten Dreiphasenwechselstrom konvertiert. Solch ein Wechselrichter kann der Größe des Systems und der notwendigen Leistung angepasst werden. Der in der Abbildung gezeigte Wechselrichter ist ein sogenannter RSI (Renewable Solar Inverter) der Firma Grundfos mit Modellen für Leistungen zwischen 1.5 und 250 kW und wird für Inselösungen ohne Anschluss an ein Stromnetz verwendet. Dessen Funktionen schließen, neben der Umwandlung von Gleichstrom in Verbindung mit Trockenlaufschutz und Füllstandsschalter, auch Abfragen der Betriebshistorie und Maximum Power Point Tracking (MPPT) ein (vgl. Grundfos 2021; 7). Saleh Elkelani Babaa et al. erklären MPPT in einem Bericht der School of Electrical & Electronic Engineering der Newcastle University als „Algorithmus, um die optimale verfügbare PV-Ausgangsleistung bei verschiedenen Betriebspunkten an die Last zu liefern“ (Saleh Elkelani Babaa et al. 2014; 60). Das heißt, dass der Wechselrichter bei variierenden Sonneneinstrahlungen und Wolkenbedeckungen laufend und flexibel die bestmögliche Ausgangsleistung generiert, um somit möglichst effizient zu arbeiten.

Natürlich gibt es darüber hinaus eine Vielzahl anderer Wechselrichter, welche unter anderem einen parallelen Anschluss an ein öffentliches Stromnetz oder verschiedene Backupgeneratoren ermöglichen.

Der Wechselrichter ist über ein Kabel direkt mit der Pumpe verbunden. Diese kann, wie im Beispiel dargestellt, in einem Bohrloch für Grundwassergewinnung abgetaucht, in einem Oberflächengewässer zum Wasserabpumpen abgesackt oder außerhalb des Wasserkörpers als Druckerhöhungspumpe für oberirdische Wasserbeförderung verbaut sein. Zwar haben Bohrlochpumpen und Druckerhöhungspumpen jeweils einen unterschiedlichen Aufbau, jedoch sind zwei Komponenten immer verbaut. Ein Elektromotor mit Kontrollplatine, der entsprechend der benötigten Pumpkraft die Leistung variieren kann, treibt über einen Schaft das sogenannte Wetend an. Ein Wetend ist fester Bestandteil einer jeden Wasserpumpe und kann über verschiedene Bauweisen realisiert sein. Entweder als eine sich drehende Schnecke, als einzelne übereinanderliegende Kompartimente oder als Laufrad. In jedem Fall sind die Bauteile immer in einer Hülle eingelagert, durch die sie das zu pumpende Wasser mit Druck ins Auslassrohr befördern. Mit dem Wetend wird das Wasser dann durch das Auslassrohr mit erhöhtem Druck aus dem Wasserkörper oder dem Einlassrohr, im Falle der Druckerhöhungspumpen,

herausbefördert. Das Hauptaugenmerk wird in dieser Arbeit auf den Bohrlochpumpen, aber auch auf den Druckerhöhungspumpen als Zweck zur Rohwassergewinnung gelegt. Denn in der abgezielten Anwendung muss Wasser aus den primären Quellen Grundwasser oder Oberflächengewässer abgepumpt werden, anstatt in einem vorhandenen Rohrsystem mit einer Druckerhöhungspumpe den Druck steigern zu müssen.

Ab einer bestimmten Tiefe des Bohrlochs (normalerweise 150-200 Meter) muss außerdem ein Sinusfilter dem Wechselrichter hinzugefügt werden. Bei den resultierenden Kabellängen erzeugt letzterer nämlich derart starke elektrische Störsignale, dass durch die Reibung die Isolierung zu heiß werden oder Überspannungen im Motor der Pumpe entstehen können. Weiterhin sind Bohrlochpumpen standardmäßig mit einem Trockenlaufschutzsensor versehen, sodass der Motor bei einem zu starken Absacken des Wasserpegels im Bohrloch zwischenzeitlich aufhört zu laufen, daher nicht blockiert und keinen Schaden nimmt.

Um auch nachts und bei schlechtem Wetter verlässliche Wasserversorgung bereitstellen zu können, bietet es sich an, einen Wassertank mithilfe eines Auslassrohres mit der Pumpe zu verbinden. Theoretisch ist es alternativ technisch möglich einen Batteriesatz für dasselbe Ziel zur Installation hinzuzufügen, aber Batterien sind derzeit immer noch teuer (Detlof von Oertzen 2015; 63) und der damit verbundene größere technische Aufwand erzeugt höhere Potentiale für Fehler und ist im Umfang für die Anwendung als Frischwasserförderung schlicht überproportional. Wie in der Abbildung 1: Skizze zum Beispiel einer Solarpumpinstallation (Quelle: Grundfos 2021; 5) zu sehen, kann im Tank zuletzt noch ein Füllstandschalter eingebaut werden, der bei niedrigem Wasserstand die Pumpe startet und bei gefülltem Tank die Stromversorgung unterbricht.

2.3 Namibias politische und wirtschaftliche Position in relevanten Bereichen

2.3.1 Energie

Aktuell stammt die Stromversorgung Namibias aus wenigen großen, Stromerzeugenden Kraftwerken, partiell aus eingespeister Energie aus vereinzelt Anlagen für erneuerbare Energie und hauptsächlich Importen aus dem Ausland. Die Energieversorgungsstruktur besteht darüber hinaus aus langen Hochspannungsnetzen, Umspannungswerken und Niederspannungsverteilernetzen, die Wohnhäuser und Unternehmen zentral aus dem Netz versorgen. In der folgenden Abbildung und den darauffolgenden Erläuterungen ist dies und die genannten Umstände verdeutlicht.

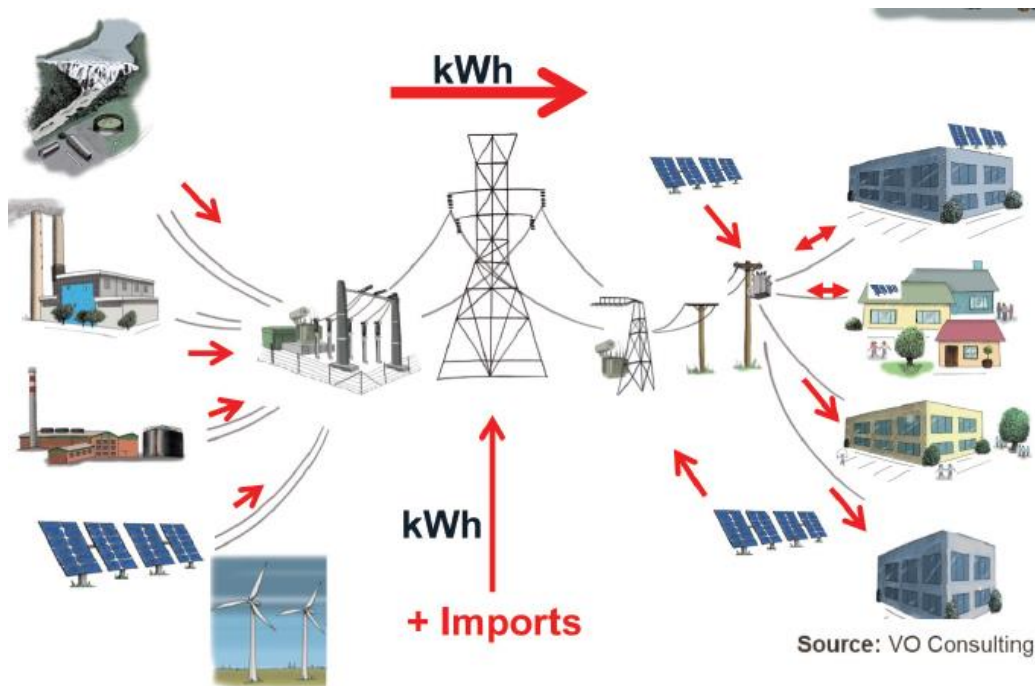


Abbildung 2: Namibia's Elektrizitätsnetzwerk (Quelle: Detlof von Oertzen 2018; 9)

Obwohl in Namibia großes Potential für die Versorgung aus lokalen Energiequellen besteht, werden weiterhin 50 – 60% des Strombedarfs über den Southern African Power Pool (SAPP) importiert. Der SAPP ist die größte multilaterale Energieplattform in Afrika, mit der NamPower (Namibia Power Corporation (Pty) Ltd) als zentrales staatseigenes Unternehmen, mit dem Auftrag der nationalen Energieversorgung, Handel betreibt (vgl. Namibia Power Corporation (Pty) Ltd 2021; 10, 51). Außerdem ist NamPower gleichzeitig als Netzbetreiber zuständig für das gesamte Stromnetz. Der Rest der Kapazität wird hauptsächlich zentral durch drei nationale Kraftwerke bereitgestellt und umfasst eine insgesamt installierte Kapazität von 489.5 MW (vgl. Namibia Power Corporation (Pty) Ltd 2021, S. 11f).

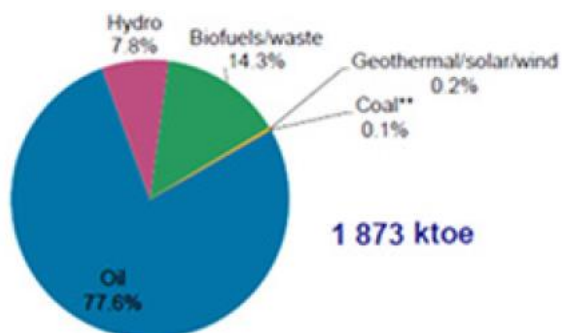


Abbildung 3: Namibia's Energiemix aus Eigenproduktion (Quelle: Maduako E. Okorie, Freddie L. Inambao, Zivayi Chiguvare, Shalonda Alfeus 2018; 515)

Aus der oberen Abbildung zu Namibias Energiemix aus eigener Produktion ist zu entnehmen, dass der Hauptteil der Energie mit 77,6% aus Schweröl stammt. Biokraftstoffe stehen auf Platz zwei mit 14,3% und nur der zweitkleinste Anteil von 0,2% entfällt auf die Zusammenfassung aus Geothermal-, Wind- und Solarenergie.

Eines der drei nationalen Kraftwerke ist die Ruacana Power Station im Norden des Landes mit einer Kapazität von 347 MW. Ganze 7,8% des Energiemixes werden hierdurch ausgemacht. Es ist ein in der Anwendung variables Laufwasserkraftwerk, das dafür ausgelegt ist bei hohem Wasserstand eine Grundlastversorgung bereitzustellen und bei niedrigem Wasserfluss mittlere Lastspitzen auszugleichen. Das ist durch die kinetische Energie des fließenden Gewässers möglich, welche über den Antrieb von Turbinenrädern Generatoren zur Stromerzeugung in Gang setzen. Daher liegt es nahe, dass nur bei ausreichendem Regenfall genügend Energie produziert werden kann (vgl. Namibia Power Corporation (Pty) Ltd 2021; 12).

Nebenbei agiert die Anixas Power Station bei Walvis Bay an der Küste als Kraftwerk in Bereitschaft für Notfallstromerzeugung, sobald beispielsweise der Import über den SAPP Einschränkungen erfährt. In einem solchen Fall kann das mit Diesel oder Schweröl betriebene Kraftwerk eine maximale Kapazität von 22.5 MW erreichen und damit Peak-Nachfragen verlässlich kompensieren (vgl. Namibia Power Corporation (Pty) Ltd 2021; 13).

Als drittes wichtiges Kraftwerk für NamPower besteht die Van Eck Power Station. Das kohlebefeuerte Wärmekraftwerk ist theoretisch für 120 MW ausgelegt, kann aber wegen veralteter Infrastruktur nur noch etwa 94 MW bereitstellen. Dieses Kraftwerk steht auch in Bereitschaft, um variierende Nachfragen besonders bei hohem nationalen Energieverbrauch im Winter decken zu können (vgl. Namibia Power Corporation (Pty) Ltd 2021; 13).

Die einhergehende Problematik mit einem Netz, das derart zentralisiert ausgerichtet ist, äußert sich in folgendem Fakt: Nur 71% der Haushalte in städtischen Gebieten und nur weniger als 20% der Haushalte auf dem Land haben Zugang zum Elektrizitätsnetzwerk. (vgl. Detlof von Oertzen 2018; 21). Diese Werte werden durch das Namibian Energy Institute (NEI) bestätigt (vgl. Maduako E. Okorie et al. 2018; 515). Das liegt trotz insgesamt 11 700 km Hoch- und Mittelspannungslinien und 22 716 km Niederspannungsnetzen (vgl. Namibia Power Corporation (Pty) Ltd 2021; 12) einerseits an der teilweise weiterhin mangelhaft ausgebauten Infrastruktur und andererseits an der Armut auf dem Land, wodurch die Wenigsten sich einen Elektrizitätsanschluss leisten können. Dabei muss beachtet werden, dass der Ausbau des Elektrizitätsnetzwerkes in diesen sehr dünn besiedelten Regionen – pro Quadratkilometer lebten in Namibia im Durchschnitt 3,09 Menschen im Jahr 2020 (Statista 2022) – mit unverhältnismäßig hohen Kosten verbunden ist, weshalb solche Anstrengungen auch in Zukunft sehr unwahrscheinlich sind (vgl. Detlof von Oertzen 2018; 15). In der Folge sinkt die Produktivität der ländlichen Regionen, die Armut wächst und mehr Menschen ziehen in

die Städte. Genau an diesem Punkt bieten sich Aktionen und Projekte zur lokalen Wertschöpfung an, um exakt diese Schwierigkeiten zu bekämpfen.

Auch die stetige Energiepreissteigerung übt darüber hinaus Druck auf die Bevölkerung aus. So zahlten die Kunden von NamPower in den Jahren 2014/2015 N\$ 1.665 pro kWh Energie. Damals wurde bereits mit einem Anstieg von 10% pro Jahr bis 2018/2019 und 6% in den Jahren danach gerechnet (vgl. Detlof von Oertzen 2015; 61) Im Geschäftsjahr 2021/2022 betrug der Preis für jeden Haushalt schon N\$ 2.29 und stieg zum aktuellen Geschäftsjahr um 3.33% auf N\$ 2.366 pro entnommener Kilowattstunde. Dazu kommen für Haushalte und Unternehmen gleichermaßen geltende monatliche Anschlusskosten über N\$ 5.60 pro aus dem Netz gezogenem Amper pro Monat (vgl. Swart, Koos 2022).

Währenddessen bieten durchschnittliche 9,9 Sonnenstunden pro Tag diverse Möglichkeiten für die Implementierung von Solarkraft als Alternative. Als Referenzwert für die Menge an Sonnenstrahlung die die namibische Landfläche erreicht, dient der DNI-Wert. Wie bereits in der Einleitung erwähnt, steht die Abkürzung DNI für Direct Normal Irradiation und kann in das Deutsche übersetzt werden als „Direktstrahlung“. Sie gibt die durchschnittliche Menge eingefallener elektromagnetischer Strahlung in kWh pro Quadratmeter Fläche über die Dauer eines Jahres an (vgl. Maduako E. Okorie et al. 2018; 518) und ist somit ein wichtiger Faktor für die Planung einer Solaranlage.

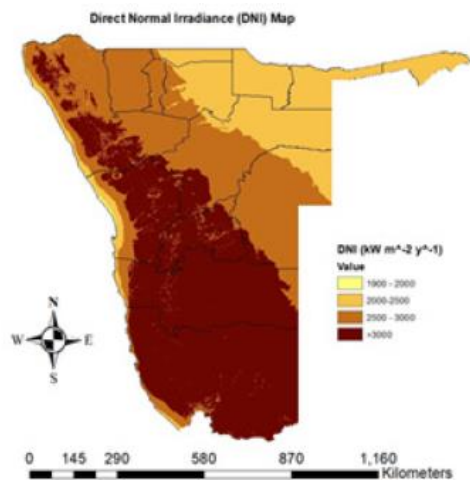


Abbildung 4: Eintreffende Direktstrahlung auf die namibische Landfläche (Quelle: Maduako E. Okorie, Freddie L. Inambao, Zivayi Chiguvare, Shalonda Alfeus 2018; 518)

Auf der Karte zu erkennen ist ein Gradient des gemessenen DNI-Wertes mit verhältnismäßig niedrigen Werten von ca. 1900 – 2000 kWh/m²/a im Nordosten des Landes, bis hin zu über 3000 kWh/m²/a in südlichen und nordwestlichen Teilen des Landes. Werte, die unter 1900 liegen wurden aus der Abbildung ausgeblendet, da sie im Vergleich als weniger geeignet für die Anwendung von Solarkraft angesehen werden (vgl. Maduako E. Okorie, Freddie L. Inambao, Zivayi Chiguvare, Shalonda Alfeus 2018; 518).

2.3.2 Wasser

Die Wasservorkommen begrenzen sich hinsichtlich Oberflächengewässern auf wenige Dämme und Flüsse und sind bezüglich ihrer Kapazität weitgehend von ausreichendem Regenfall und kompetentem Wassermanagement abhängig. In diesem Zusammenhang ist der Begriff „Damm“ mit dem Begriff „Stausee“ gleichzusetzen. Die Namibia Water Corporation Ltd. – kurz NamWater - veröffentlicht eine wöchentliche Zusammenfassung der Wasserstände aller nationalen Dämme. Eine vereinfachte Form dieser Datensammlung ist in der folgenden Tabelle dargestellt.

Bezeichnung	Kapazität in Mm ³	Aktuelles Volumen in Mm ³	Prozentanteil (%) der vollen Kapazität
Summe aus 3 Dämmen (Zentral)	154.513	84.278	54.5
Summe aus 2 Dämmen (Windhoek)	10.344	9.138	88.3
Summe aus 4 Dämmen (Gobabis)	19.256	4.105	21.3
Summe aus 6 Dämmen (Süden)	1286.694	1137.026	88.4
Olushandja Damm	45.641	5.468	12.0
Omaruru Delta Damm	35.203	0.000	0.000
Omatjenne Damm	5.063	0.000	0.000
Summe (Alle)	1556.714	1240.014	79.7

Tabelle 1: Volumen der namibischen Stauseen (vgl. Namibia Water Corporation Ltd. 2022)

Insgesamt hätte das Land also eine Kapazität von 1556.714 Mm³ (Kubikmegameter) Wasser in Stauseen. Im Juli 2022 waren mit 1240.014 Mm³ 79.7 % davon mit Wasser gefüllt. Zurückzuführen ist dieser hohe Prozentsatz auf die letzten Regenzeiten, die durchschnittlich und überdurchschnittlich ausgefallen sind. Normalerweise erhält das Land nämlich einen durchschnittlichen Regenfall von 278 mm pro Jahr (vgl. World Bank Group 2022) und erhielt 2020 289,95 mm neben 278,98 mm im Jahr 2021 (vgl. Trading Economics 2022). Aus der Tabelle zu entnehmen ist darüber hinaus, dass die größte Kapazität von den sechs Dämmen im Süden des Landes bereitgestellt wird. Sie haben mit den zwei Dämmen in der Hauptstadt Windhoek mit ca. 88 % mit Abstand den höchsten Füllstand im Vergleich zu ihrer Kapazität (vgl. Namibia Water Corporation Ltd 2022). Das liegt vor Allem an ungleichmäßig verteilten Regenfällen und unterschiedlichen Entnahmemengen für Wasserversorgung und Bewässerung.

Alle Dämme des Landes werden durch Trockenflüsse gespeist. Diese führen ausschließlich in der Regenzeit, nach starken Regenfällen, Wasser und befüllen somit die stehenden Wasserreserven. Ständig fließende Gewässer, von denen das Land genauso abhängig ist, gibt es dagegen nur wenige. Im Nordosten Namibias trennt der Okavangofluss Angola von Namibia, während der Zambezifluss im Zambezi-Zipfel (früher

Caprivi-Zipfel genannt) die Grenze von Namibia zu Zambia festlegt. Im Nordwesten teilen sich Namibia und Angola den Flusslauf des Kunene als wichtige Wasserressource. Der vierte und letzte Flusslauf, der das ganze Jahr über Wasser führt, ist der Oranje Fluss als Grenze zwischen Südafrika und Namibia im Süden. Aber auch diese fließenden Gewässer sind bezüglich des Wasserstandes, Änderungen vorbehalten. Dies liegt darin begründet, dass Kunene, Zambezi und Oranje von Stauseen in Angola, respektive Südafrika oder im Falle des Okavangos von dessen Einzugsgebiet im zentralen Süden Angolas gespeist werden. Hieran ist demnach zu erkennen wie unabdingbar eine jährliche, ausgiebige Regenzeit über die Grenzen Namibias hinaus für die Wasserversorgung des Landes ist. Durch das Grundwasser und einige Entsalzungsanlagen soll deshalb der Rest der Nachfrage gedeckt werden.

An dieser Stelle bietet sich eine Definition zur Namibia Water Corporation Ltd. an. Die natürliche Ressource Wasser ist neben dem Land und anderen Ressourcen, nach Artikel 100 der namibischen Verfassung, Eigentum der Regierung. Deshalb steht NamWater als komplett staatseigenes Unternehmen in der Pflicht, Wasser in angemessener Menge und Qualität für Unternehmen, staatliche Institutionen, Gemeinden und die Bevölkerung bereitzustellen (vgl. Namibia Water Corporation Ltd. 2020; 5). Mit dem Marktmonopol für Wasser ist das Geschäftsmodell von NamWater so ausgelegt, dass sie das Land in vier dezentrale Einheiten aufteilt, die jeweils von einem Leiter beaufsichtigt werden. Wie aus der folgenden Abbildung des Jahresberichts von NamWater aus dem Jahr 2020 zu entnehmen ist, tragen diese die Bezeichnungen „Geschäftsbereich-Norden“, „-Zentral“, „-Küste“, „-Süden“ (Namibia Water Corporation Ltd. 2020; 42).

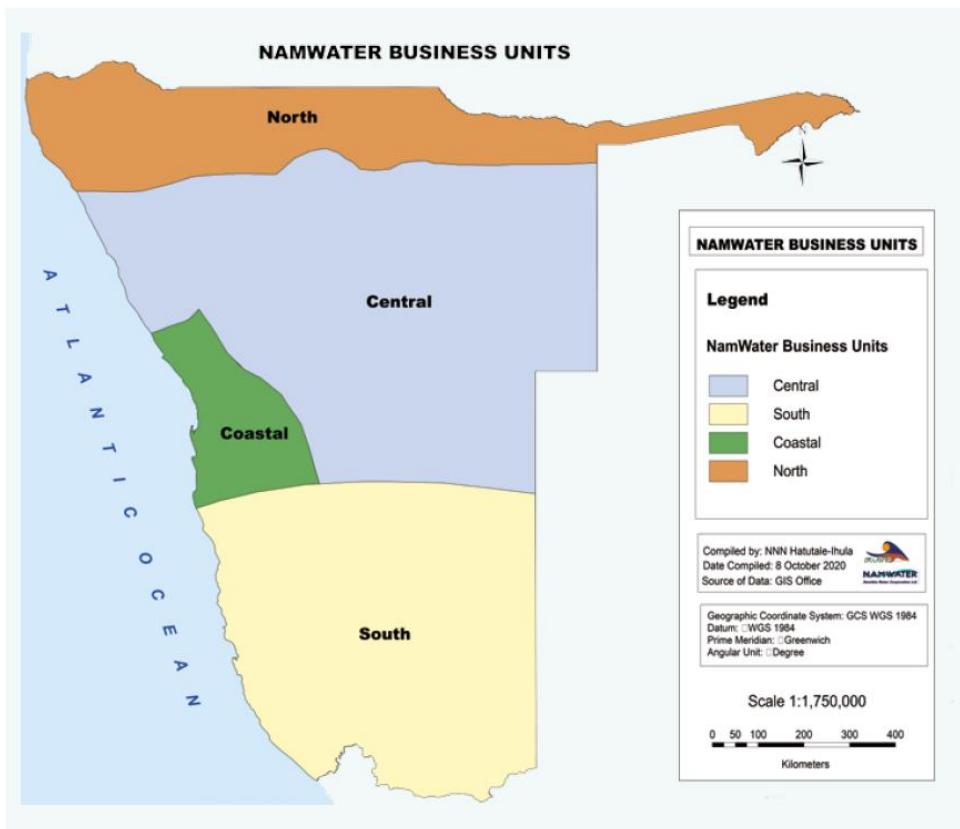


Abbildung 5: Geschäftsbereiche von NamWater

Quellen für die Wasserversorgung im Geschäftsbereich Norden sind hauptsächlich die Grenzflüsse Kunene, Okavango und Zambezi. Das meiste Rohwasser für die Region wird aus dem Kunene entnommen. Dieser Fluss wird vom Caleque Damm in Angola gespeist und die Wasserentnahme daraus ist in bilateralen Nutzungsvereinbarungen mit dem Nachbarland festgelegt. Dementsprechend darf Namibia sechs Kubikmeter Wasser pro Sekunde entnehmen, wovon aber zurzeit nur 3,4 m³/s in Anspruch genommen werden. Ein 161 Kilometer langer Kanal transportiert das Rohwasser aus dem Fluss zu vier Reinigungsanlagen, die daraufhin das Wasser weiter verteilen (vgl. Namibia Water Corporation Ltd. 2020; 44).

Der Geschäftsbereich Küste wird durch ein zusammenschaltetes System aus zahlreichen Bohrlöchern für die Gewinnung von Grundwasser und einer Entsalzungsanlage versorgt. Insgesamt kann die, über umgekehrte Osmose betriebene, Entsalzungsanlage 20 Millionen Kubikmeter pro Jahr bereitstellen. Sie speist große Minen in dem Gebiet und ist inklusive ca. 110 Bohrlöchern für die Bereitstellung der Kapazität von zusammengerechnet etwa 11,6 Millionen m³ verantwortlich. Damit werden vor Allem die Städte und andere individuelle Kunden über große Pipelines mit Wasser beliefert. Teilweise sind diese jedoch über 30 Jahre alt und obwohl NamWater noch wenige Versorgungsunterbrechungen zu verzeichnen hat, ist die Infrastruktur anfällig für Ausfälle (vgl. Namibia Water Corporation Ltd. 2020; 46f).

Im Süden Namibias und dessen Geschäftsbereich gestaltet sich die Situation etwas schwieriger. Insgesamt 94 Bohrlöcher, 64 Reservoirs, 550 Kilometer Pipelines und ein Fluss dienen der riesigen südlichen Region zur Wasserversorgung. Aus diversen Gründen ist es NamWater nicht möglich in weiten Teilen des Geschäftsbereichs für ausreichende Mengen Nutzwasser zu sorgen. Einerseits fließt zeitweise nicht genug Wasser in die sechs großen Dämme nach – der Hardap-Damm, welcher für die Versorgung einer größeren Stadt und einer Vielzahl landwirtschaftlicher Bewässerungsanlagen verantwortlich ist, war im Februar 2020 bspw. nur noch zu 5,9% gefüllt - andererseits sorgen Managementschwächen der Gemeinden für Wasserverluste in den Netzsystemen und für schleppende Rückgewinnung der Einnahmen über Kunden. Das und veraltete Pipelineinfrastruktur aus den 1970ern und 1980ern führt zu einer Beeinträchtigung der Handlungsfähigkeit des staatlichen Unternehmens. Darüber hinaus stehen die Kunden, die auf Wasser aus dem Oranjefluss angewiesen sind unter Druck, weil Wasserniveaus der Dämme in Südafrika wegen Trockenheit, hoher Nachfrage und schlechtem Management sinken und somit die Flusstärke des Oranjes negativ beeinflussen (vgl. Namibia Water Corporation Ltd. 2020; 48f).

Die Hauptstadt Windhoek ist für den Geschäftsbereich Zentral der größte Kunde mit fast 26 Millionen abgenommenen Kubikmetern pro Jahr, was ca. 41% des bereitgestellten Wassers der Region ausmacht. Auch hier bestehen Schwierigkeiten die Nutzwasserversorgung in der Region sicherzustellen, vor Allem wegen geringen Regenfällen und damit zu niedrigen Wasserständen in den versorgenden Dämmen. Aus diesem Grund müssen vielfach Maßnahmen zum Wassersparen implementiert werden. Außerdem führen häufige Stromausfälle zu Arbeitseinschränkungen für NamWater und es besteht auch hier veraltete Infrastruktur und ein Mangel an qualifiziertem technischem Personal, um Reparaturen daran schnell durchführen zu können (vgl. Namibia Water Corporation Ltd. 2020; 50f).

Insgesamt hat NamWater im Geschäftsjahr 2019/2020 135,882,018 Millionen Kubikmeter Wasser an Kunden verkauft. Davon entfielen 85,292,006 Millionen auf Trinkwasser und 50,590,012 auf Wasser für landwirtschaftliche Bewässerung. Damit verkaufte das Unternehmen 9,6% weniger Wasser als im Vorjahr und generierte gleichzeitig aber einen 5,9% höheren Umsatz. Dafür verantwortlich ist eine Zunahme der Wassertarife um 5%. Jedoch decken auch diese zusätzlichen Einnahmen weiterhin nicht die Kosten für notwendige infrastrukturelle Aufbesserungen, weshalb Kunden auch in Zukunft hohen Preissteigerungen ausgesetzt sein werden (vgl. Namibia Water Corporation Ltd. 2020; 38ff).

2.3.3 Landwirtschaft

Energie- und Wasserversorgung stellen wichtige Kernvoraussetzungen für den Betrieb der Landwirtschaft (Vieh, Getreidekulturen, Obst und Nüsse und Gemüse) dar, worauf allein im ersten Quartal des Jahres 2022 4.2% des Bruttoinlandsproduktes (vgl. Namibia

Statistics Agency 2022; 9) mit einem Ertrag von insgesamt N\$564.8 Millionen entfielen (vgl. Namibia Statistics Agency 2022; 4). Die genannten Werte beinhalten nicht die Informationen für den Fischerei- und Forstwirtschaftssektor, welche zwar bedeutende Bestandteile der Einnahmen aus der Landwirtschaft sind, jedoch wegen fehlender kommerzieller Nutzung von Frischwasser hier in der Arbeit nicht näher betrachtet werden.

Allein im ersten Quartal des aktuellen Jahres wurden 1668 Tonnen Getreidekulturen produziert. Den Hauptteil davon machte weißer Mais mit 1116 Tonnen aus und der kleinste Anteil von 100 Tonnen wurde aus dem Hirseanbau gewonnen. Insgesamt ging das Produktionsvolumen des Sektors im Vergleich zu demselben Quartal des Vorjahres um 1282 Tonnen zurück (vgl. Namibia Statistics Agency 2022; 13). Währenddessen stieg überdies die Nahrungsinflation um 5,3% gegenüber 6,1% im gleichen Zeitraum vor einem Jahr, denn auch der namibische Landwirtschaftssektor wird durch den Russland-Ukraine-Konflikt negativ beeinflusst. Erstens steigen daher die Spritpreise, während eine noch bedeutsamere Auswirkung auf die Nahrungspreise der Import von Düngern und Pestiziden aus Russland hat. Welchen Effekt dieser Umstand mit sich bringt, verdeutlicht die folgende Tabelle.

Quarter	Value (million N\$)	Net weight (KG)	Average Price /kg
2021Q1	6.4	1,308,910	4.9
2022Q1	160.0	11,383,750	14.1

Tabelle 2: Dünger- und Pestizidimporte aus Russland (Quelle: Namibia Statistics Agency 2022; 10)

In der linken Spalte sind die ersten Quartale des aktuellen und letzten Jahres eingetragen. Rechts davon ist der komplette Wert der Dünger und Pestizide in Millionen Namibia Dollarn angegeben, wieder rechts davon steht das dazugehörige Gewicht und die letzte Spalte zeigt den durchschnittlichen Preis pro Kilogramm. Im ersten Quartal zahlte das Land also etwa N\$4,9 pro Kilogramm im Vergleich zu N\$14,1 ein Jahr später, obwohl sogar ca. 10 Millionen Kilogramm mehr importiert wurden. Das ist ein immenser Preisanstieg von 288%, der einen beachtlichen Einfluss auf Endverbraucher hat. Denn diese geben in Namibia im Durchschnitt 14.8% ihrer Haushaltsausgaben für den Einkauf von Nahrung aus (vgl. Namibia Statistics Agency 2022; 15)

Dem gegenüber steht die Stagnation oder sogar der anteilige Abfall der Auktionspreise für Vieh, wodurch die in der Viehzucht tätigen Landwirte im Vergleich zu vorherigen Jahren nur geringere Einnahmen erwirtschaften konnten. Dieser Sachverhalt wird deutlich bei genauerer Betrachtung der Preisentwicklungen anhand des „Composite Auction Price Index“ (übers.: „Zusammengesetzter Auktionspreisindex“). Der zusammengesetzte Auktionspreisindex misst die Entwicklungen der Preise von Rindern, Ziegen und Schafen in Prozent im Vergleich zu früheren Quartalen. Während der Index im ersten Quartal des Jahres 2021 noch einen Anstieg von 20.2% verzeichnete, stagnierte derselbige im korrespondierenden Quartal 2022 bei 0.00% (vgl. Namibia Statistics Agency 2022; 15).

Die Preise für Vieh werden, wie die Preise für alle anderen Güter in einer Marktwirtschaft, von Nachfrage und Angebot geregelt. Sinkt das Angebot, so steigt der Preis und andersherum. Eine landesweite Dürre im Jahr 2019 zwang die Farmer ihr Vieh größtenteils zu verkaufen, um Weide zu erhalten und einige wenige Zuchttiere durchzubringen. Durch das kurzzeitige Überangebot sanken die Preise am Markt, nur um in der darauffolgenden Zeit wieder stark anzuwachsen. Ergiebige Regenfälle in den Folgejahren sorgten für starken Graswuchs und deshalb für ein Überangebot an Futter für die Tiere, weshalb die Nachfrage nach Nutztieren bei einem vorherrschenden Unterangebot wieder beträchtlich stieg. Aus diesem Zusammenhang resultierte der auffällige Anstieg des Auktionspreisindex im Jahr 2021. Mit dem dritten Jahr in Folge mit ausreichenden Regenfällen besteht ein hohes Angebot an Nutztieren, was eine Erklärung für die insgesamt Stagnation der Preise darstellt.

Im selben Zuge ist der namibische Landwirtschaftssektor stark vom Export von Lebendvieh und Fleischprodukten abhängig. Wie sehr diese Abhängigkeit ins Gewicht fällt, zeigt der Zuwachs an erwirtschaftetem Umsatz von N\$114.1 Millionen zwischen Anfang 2021 und Anfang 2022. Wird nun das Verhältnis von Export zu Import betrachtet, so ist auch hier in der Handelsbilanz ein Anstieg zu verzeichnen, der sich von N\$338.2 Millionen auf N\$465,9 Millionen in der entsprechenden Zeitspanne äußert (vgl. Namibia Statistics Agency 2022; 36).

Auch Obst und Nüsse aus namibischer Produktion erfahren eine recht hohe Nachfrage, nicht nur im Land selbst. Allein im ersten Quartal des Jahres 2022 exportierte Namibia Güter dieser Kategorie im Wert von N\$145,7 Millionen. Die größten Kunden waren dabei die Niederlande, Großbritannien und die Vereinigten Arabischen Emirate (VAE), welche vor Allem Trauben und Datteln aus dem Land importierten. Ganze N\$106,6 Millionen entfielen ausschließlich auf den Export von Trauben. Der Anbau dieser Früchte ist besonders wasserintensiv und wird daher vorwiegend im Süden Namibias am ganzjährig wasserführenden Oranje betrieben. Tatsächlich sanken auch in dieser Kategorie die Einnahmen im Vergleich zum Vorjahr um ca. N\$21 Millionen (vgl. Namibia Statistics Agency 2022; 30f).

Als letzte Kategorie neben Vieh, Getreidekulturen und Obst und Nüssen spielt auch Gemüse eine nicht vernachlässigbare Rolle, besonders weil der Landwirtschaftssektor hier im Vergleich zu den anderen Kategorien einen starken Umsatzanstieg verzeichnen konnte. Gegenüber N\$4,8 Millionen im ersten Quartal 2021, konnten im korrespondierenden Quartal 2022 N\$12,5 Millionen durch Exporte erwirtschaftet werden (vgl. Namibia Statistics Agency 2022; 35f). Gemüsepflanzen haben wiederum einen hohen Wasserbedarf und werden deshalb vorwiegend im regenreichen Norden oder im Zentrum Namibias angebaut, wo es die ergiebigen Grundwasserspeicher gibt.

Wie bereits zu Beginn des Kapitels erwähnt, sorgt im selben Zeitraum eine beständig hohe Nahrungsinflation für anhaltende Preissteigerungen. Einerseits sank die Inflation

innerhalb eines Jahres um 0,8%, jedoch besteht weiterhin ein hoher Prozentwert von 5,3. Die untenstehende Grafik macht dies deutlich.

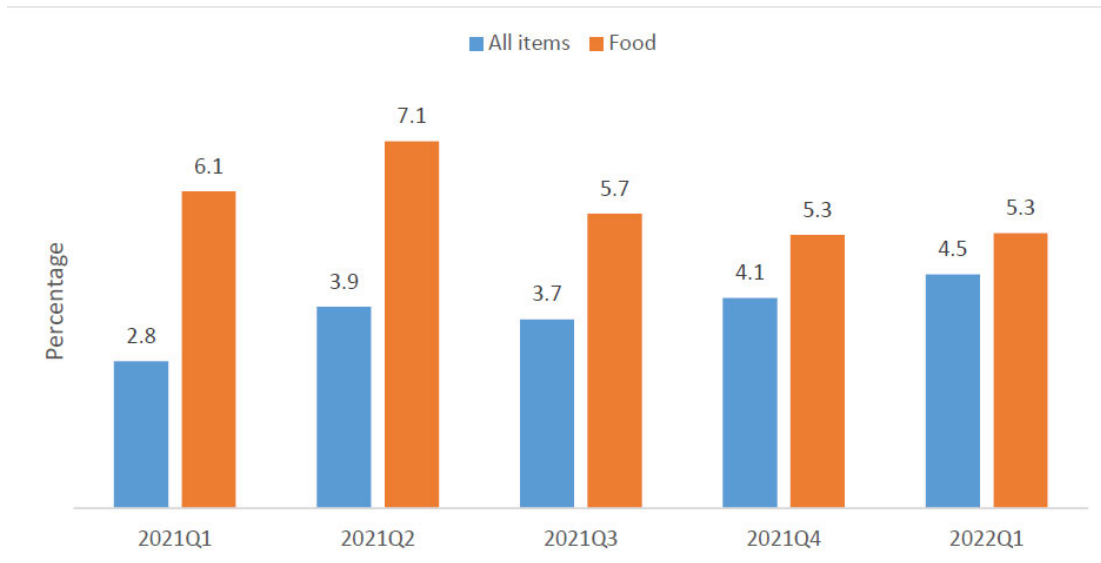


Abbildung 6: Nahrungsinflation im Vergleich zu allen anderen Produkten (Quelle: Namibia Statistics Agency 2022; 20)

Im Balkendiagramm in Abbildung 6: Nahrungsinflation im Vergleich zu allen anderen Produkten (Quelle: Namibia Statistics Agency 2022; 20) sind in orange die Inflationswerte für Nahrung und in blau die Inflationswerte für alle anderen Produkte in Prozent aufgetragen. Dargestellt ist die Entwicklung der Inflationswerte im Zeitraum von Anfang 2021 bis Anfang 2022. Die Differenz zwischen der Nahrungsinflation und der Inflation aller anderen Güter sinkt über den Zeitraum eines Jahres von 3,3% im ersten Quartal 2021 auf 0,9% im ersten Quartal 2022, jedoch liegt das hauptsächlich am Anstieg der Werte für alle anderen Produkte und weniger an einer Minderung der Nahrungsinflation an sich.

Nebenbei weist das bestehende Verhältnis von Importen zu Exporten in der Landwirtschaft eine weitere Baustelle für das südafrikanische Land auf. Die folgende Abbildung stellt diesen Zusammenhang grafisch dar.

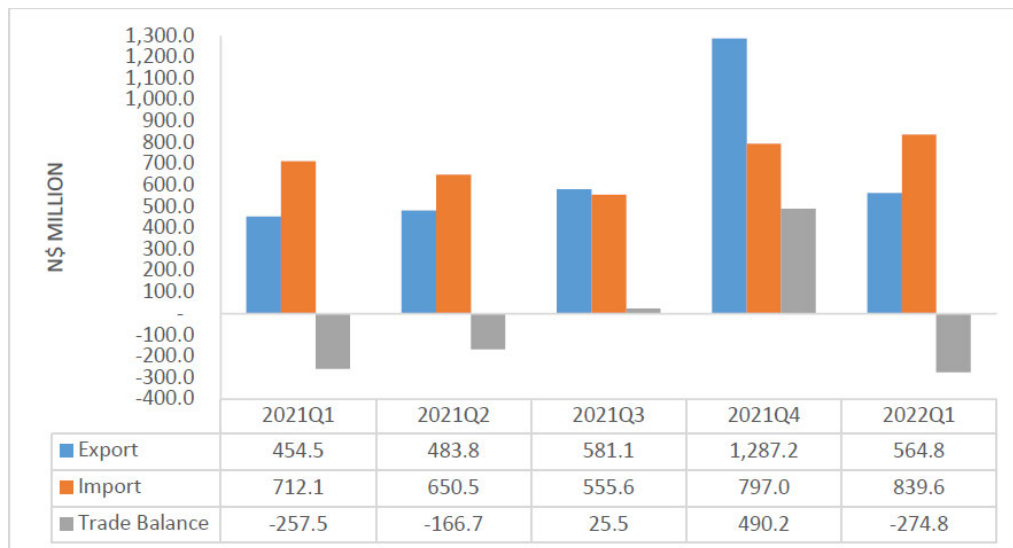


Abbildung 7: Namibias Handelsbilanz im Landwirtschaftssektor (Quelle: Namibia Statistics Agency 2022; 27)

Die obenstehende Grafik stellt in Form eines Balkendiagramms die Handelsbilanz des kompletten Landwirtschaftssektors Namibias dar. Auf der X-Achse sind die Quartale von 2021Q1 bis 2022Q1 abgetragen, während auf der Y-Achse das Import- und Exportvolumen, sowie die resultierende Handelsbilanz des Landwirtschaftssektors Namibias in Millionen N\$ aufgetragen ist. Darunter befindet sich die Legende in Kombination mit einer Tabelle für die Darstellung der Zahlenwerte aus dem Diagramm. Aus der Tabelle ist zu entnehmen, dass das Jahr 2021 bereits mit einem Importüberschuss von N\$257,5 Millionen begann. Zum Ende des Jahres hin verbesserte sich zwar die Bilanz bis auf einen hohen Exportüberschuss, aber sank dann Anfang 2022 auf eine negative Bilanz von N\$274,8 Millionen. Das entspricht einem Zuwachs des Importüberschusses von 6,7% innerhalb eines Jahres. Solch ein Zustand sorgt für ein Ungleichgewicht und einen beträchtlichen Geldfluss ins Ausland. Dieses Geld fehlt dann den Menschen in der lokalen Wertschöpfung und Produkte werden im Inland durch Importkosten und resultierenden Preisdruck teurer.

Als Resultat ist der Einkauf von Nahrung weiterhin ein sehr großer und immer wachsender Kostenfaktor für jeden Namibier, während gleichzeitig die Versorgungssicherheit leidet.

Grundsätzlich ist die Wirtschaft der Länder in Sub-Sahara Afrika (SSA), wozu Namibia zählt, stark von der Landwirtschaft abhängig. Gleichzeitig sorgt vorwiegend die allgemein herrschende Energiearmut, die in Kapitel 2.3.1 behandelt wurde, für Nahrungsengpässe, Mangel an sauberem Trinkwasser und zuletzt für Problematiken in der verlässlichen Bereitstellung von genügend Bewässerungswasser für die Landwirtschaft. Wird genau an dieser Stelle angesetzt und mit Technologien der erneuerbaren Energien eine Alternative geschaffen, dann können auch in der Landwirtschaft größere Potentiale ausgeschöpft werden. Mit der resultierenden Eröffnung von Möglichkeiten für mehr Agrarunternehmen, die das Land und die Wasserreserven effizienter nutzen, kann ein Beitrag zu nachhaltiger

Industrialisierung der Landwirtschaft und der gesamten Ökonomie erbracht werden (vgl. Maduako E. Okorie et al. 2018; 522).

Voraussetzung dafür ist natürlich das Vorhandensein von erneuerbaren Technologien, die sich die Unternehmer auch langfristig leisten können. Im nächsten Kapitel soll genau dieser Aspekt detailliert untersucht werden.

3 Implementierung

Auf die Erläuterung der Methodik für die Herangehensweise im Hauptteil folgt hier eine detaillierte Analyse des Themenkomplexes anhand zweier Fallbeispiele aus der Praxis mit dem Ziel, wirtschaftliche Vor- oder Nachteile für die Betreiber einer Solarpumpanlage aufzudecken.

3.1 Methodik

Zwei Fallbeispiele aus der Praxis sollen der Kernpunkt für die Bearbeitung der Forschungsfrage, ob solare Frischwasserförderung finanzielle Vorteile für dessen Betreiber sicherstellen können, sein. Da in Namibia der Namibiadollar die verwendete Währung ist, werden alle Preise und Kosten auch darin angegeben. Laut dem Umrechnungskurs ist N\$1 aktuell gleichzusetzen mit 0,056 Euro, um im weiteren Verlauf der Arbeit eine Relation zum Wert in Euro herstellen zu können.

Das erste dieser Beispiele ist eine im Mai 2022 errichtete 4kW Solarpumpstation für das Fördern von Trinkwasser für die Rinderzucht eines namibischen Farmers. Anhand der bereits bestehenden und funktionierenden Installation können technische Merkmale ausgemacht und notwendige Parameter mithilfe von Rechnungen, Skizzen und Diagrammen vorgestellt werden. Auf Grundlage dessen erfolgt eine Analyse der wirtschaftlichen Faktoren einschließlich der aufzuwendenden Anfangsinvestitionen. Dem gegenüber werden die dadurch möglichen Ersparnisse auf lange Sicht erarbeitet, sowie eine vereinfachte Ertragsrechnung zur Kostendeckung erstellt.

Im Norden des Landes besteht eine zweite und weitaus größere Installation als Bewässerungsanlage für flächendeckenden Maisanbau zur Nahrungsversorgung von Mensch und Tier auf ca. 200 Hektar Land. Diese soll als zweites Fallbeispiel dienen und als komplett netzstrombetriebene Anlage aufzeigen, mit welchen Umständen dessen Betreiber in der Praxis hinsichtlich technischen Aufwands und Strompreisen konfrontiert ist. Der Pumpaufbau wird daraufhin unter Berücksichtigung der nötigen Investitionen, Anschlüsse und Materialien zu einer solaren Station umgeplant, um einen Vergleich zwischen ausschlaggebenden Faktoren, insbesondere für die kurz- und langfristigen Kosten, aufstellen zu können. Auch das betriebliche Energiemanagement wird dabei von Bedeutung sein, welches näher betrachtet werden soll.

Für die Analyse der Fallbeispiele werden hauptsächlich die Daten und Informationen des in Windhoek stationierten Unternehmens Conserv Engineering Services cc verwendet. Das liegt einerseits daran, dass es sich dabei um ein führendes Unternehmen im Bereich Solarkraft in Namibia handelt und andererseits als zertifizierter Agent für den Vertrieb und

den Einbau von Pumpen der Marke Grundfos Holding A/S im Land tätig ist. Das Unternehmen mit Hauptsitz in Dänemark ist weltweit bekannt für ausgezeichnete Qualität und die Bereitstellung von robusten Pumpsystemen.

Natürlich sollen danach neben den wirtschaftlichen Ausarbeitungen mögliche Auswirkungen auf die Umwelt und Möglichkeiten für die Entwicklung des Wohlstands der Menschen im Land und in den betroffenen Regionen beleuchtet werden, um zum Schluss ein Fazit zu den behandelten Themenkomplexen zu ziehen.

3.2 Projekt auf Farm Ekuja

3.2.1 Auftrag

Der Inhaber der Farm Ekuja in der Nähe des Ortes Hochfeld im zentralen Osten des Landes beauftragte die Firma Conserv Engineering Services cc ein autarkes Pumpensystem zur Grundwasserförderung zu installieren, welches die Wasserversorgung für seine Rinder als Nutztiere verlässlich sicherstellen könne.

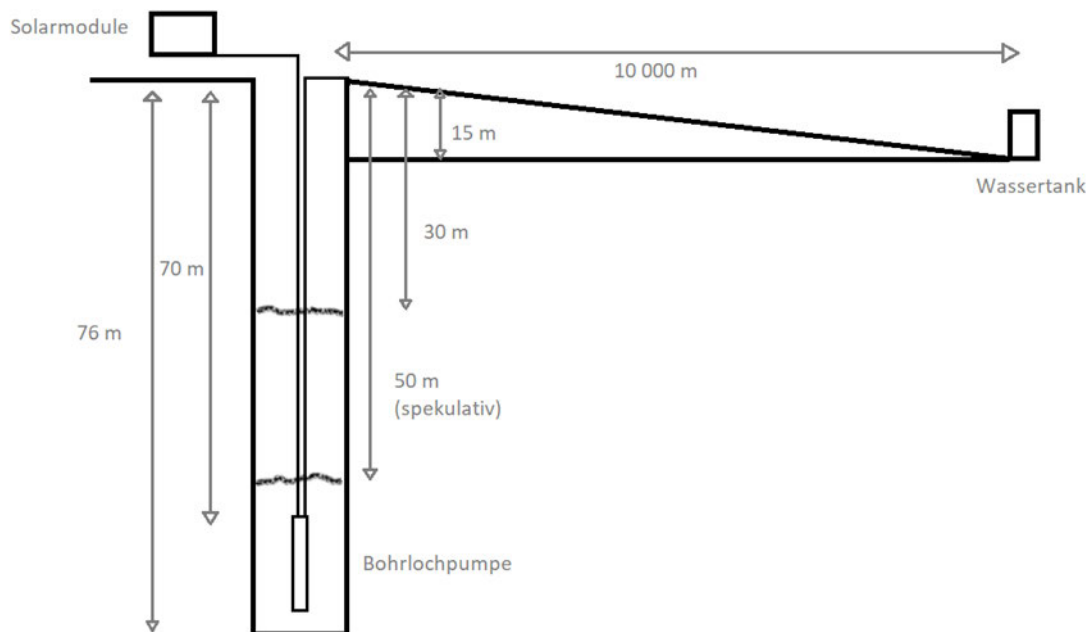


Abbildung 8: Skizze zu den Parametern des Projektes

Der Auftrag bestand darin, eine Distanz von 10000 m zwischen Bohrloch und zu befüllendem Wassertank zu überwinden. Tatsächlich erweist sich die hohe Distanz von 10 km als unumgänglich, da nur an dem Ort auf dem Land des Farmers ein relativ flacher Grundwasserspiegel vorzufinden war. Bei der Lokalisierung der passenden Bohrstelle ist die Tiefe des Grundwasserspiegels nämlich ausschlaggebend, da die Bohrkosten in große Tiefen exponentiell ansteigen. Über die zu überwindende Distanz belief sich der mittlere Höhenabfall verursacht durch das leicht hügelige Terrain auf ca. 15 m.

Das Bohrloch mit einer Tiefe bis zum Grund von 76 m und einem aktuellen Wasserstand von 30 m Tiefe soll laut Vorgaben des Farmers etwa 10 m³/h Volumenstrom liefern. Dazu wird angenommen (da das Bohrloch zuvor nicht getestet wurde), dass bei dem entnommenen Volumenstrom der Grundwasserpegel nicht unter 50 m unter der Oberfläche sinken würde.

3.2.2 Pumpe und Dimensionierung der Rohrleitungen

Da der Farmer Rohrleitungen aus PVC-Material der Klasse 6 – Die Klasse gibt die Dicke der Rohrwände in Millimetern und die Eignung für bis zu sechs Bar Druck an - mit einem Durchmesser von 90 mm für einen niedrigen Preis erwerben konnte, waren diese über die 10 km Distanz bereits zum Schutz vor äußeren Einflüssen unter Grund verlegt. Schon vorgegeben war demnach in der Theorie auch der Druck von 6 Bar, der auf den Leitungen nicht überschritten werden durfte, weil es sonst zu Rohrbrüchen kommen würde. Tatsächlich sorgen unebenes Terrain und harter Boden aber vor Ort für Schwierigkeiten, besonders in Kombination mit der kostengünstigen Variante einzelne Leitungsstücke mit anderen nicht zu verkleben, sondern nur zusammenzustecken. Denn an diesen Verbindungsstellen können die einzelnen Leitungsstücke leicht auseinanderrutschen und demzufolge sinkt der zulässige Druck auf zwei Bar herab. Dagegen hat die Wahl der Rohre mit 90 mm Durchmesser neben dem niedrigen Preis für den Auftraggeber auch einen Vorteil. Hierbei ist nämlich der Druckverlust auf den Transportrohren zu beachten und Faktoren wie Rohrlängendurchmesser, Rohrlänge, Fließgeschwindigkeit und Volumenstrom sind dabei von Bedeutung. Während große Rohrlängen und hohe Fließgeschwindigkeiten für erhöhten Druckverlust sorgen, wird dieser verringert durch große Rohrlängendurchmesser. Erfolgt nun eine Dividierung des Volumenstroms von 10 m³/h durch die Rohrquerschnittsfläche des Rohres mit dem 90 mm (Radius 45 mm) Querschnitt, kann eine Fließgeschwindigkeit w errechnet werden. Die Rohrquerschnittsfläche A lässt sich wie folgt berechnen:

$$A = \pi * (r)^2 \quad (1.1)$$

$$A = \pi * (45 \text{ mm})^2 = 6361,7 \text{ mm}^2 = \underline{0,0064 \text{ m}^2} \quad (1.1)$$

Nach Umwandlungen ergibt dies eine sehr niedrige Fließgeschwindigkeit von 0,44 m/s und trägt damit zu einem möglichst kleinen Druckverlust bei. Das ist an folgender Formel zum Druckverlust Δp nachzuvollziehen (Recknagel, H.; Schramek, E. R.; Sprenger, E. 1997; 206)

$$\Delta p = \lambda * \frac{1}{d} * \frac{\rho}{2} * w^2 \text{ (Pascal)} \quad (2.1)$$

l = Rohrlänge in m

ρ = Dichte in kg/m³

d = Rohrlängendurchmesser in m

λ = Rohrreibungszahl

Als nächsten Schritt war es daraufhin notwendig unter gegebenen Umständen die totale Förderhöhe zu ermitteln, um herauszufinden auf welcher Tiefe die Pumpe installiert werden muss. Wie in der untenstehenden Abbildung oben links markiert, wird der Druckabfall in Metern vertikale Höhe pro Meter Leitung (H/m) gemessen, um direkt auf die totale Förderhöhe schließen zu können. Würde der Wert in eine Einheit des Drucks umgerechnet werden, würden 10 m vertikale Höhe, einem Bar entsprechen.

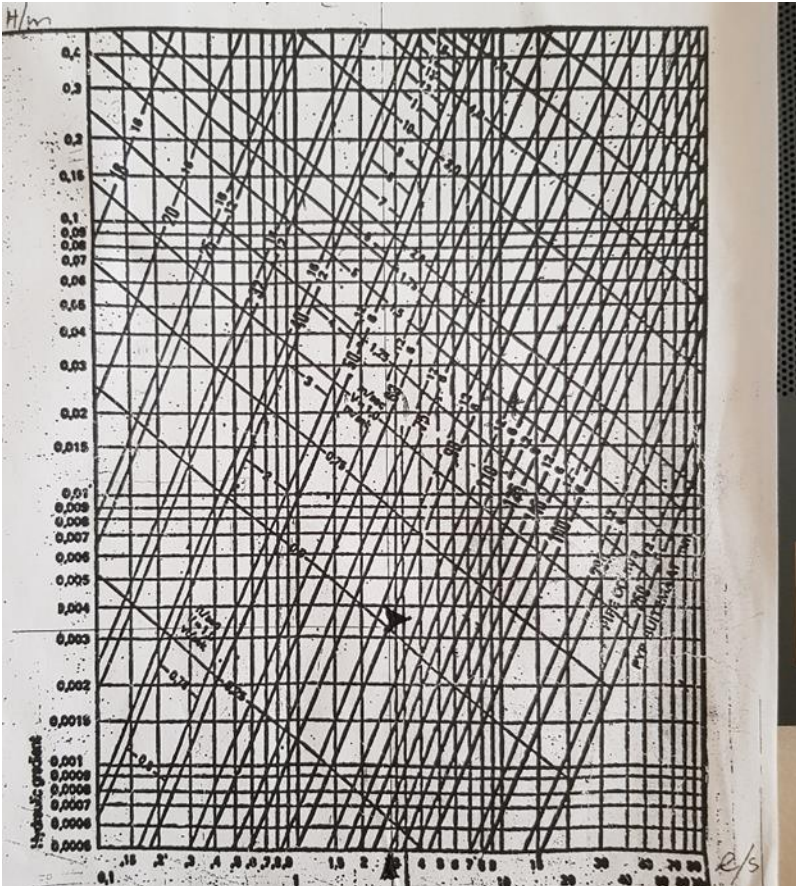


Abbildung 9: Diagramm zur Berechnung des Druckverlustes auf PVC-Wasserleitungen

Die diagonalen Linien in Abbildung 9: Diagramm zur Berechnung des Druckverlustes auf PVC-Wasserleitungen stellen die verschiedenen Rohrdurchmesser in Millimetern mit entweder Klasse 12 oder Klasse 6 Rohrdicke dar. Auf der Y-Achse ist der Druckverlust pro Meter Rohrleitung und auf der X-Achse der Volumenstrom in Metern pro Sekunde angegeben. Daher mussten zuerst die vorgegebenen 10 Kubikmeter pro Stunde in Liter pro Sekunde umgerechnet werden.

$$x_1 \frac{m^3}{h} * 1000 = x_2 \frac{l}{h} \quad (3.1)$$

$$10 \frac{m^3}{h} * 1000 = 10000 \frac{l}{h} \quad (3.1)$$

$$x_1 \frac{l}{h} \div 3600 = x_2 \frac{l}{s} \quad (3.2)$$

$$10000 \frac{l}{h} \div 3600 = 2,8 \frac{l}{s} \quad (3.2)$$

Nun konnte also bloß die Linie von 2.8 l/s mit der diagonalen des Rohrdurchmessers 90 mm gekreuzt werden lassen und das ergab auf der Y-Achse einen Druckverlust von ca. 0.0032 m vertikale Höhe pro Meter Leitung. Multipliziert mit der gesamten Rohrlänge von 10 km berechneten sich 32 m Druckverlust in der vertikalen Höhe. Da der mittlere Höhenabfall bei 15 m lag, musste das von den 32 m Reibungsverlust abgezogen werden und dadurch entstanden 17 m Höhe als Zwischenergebnis. Mit der Spekulation des Pumpwasserstands auf 50 m dazuaddiert, entstand eine totale Förderhöhe von 67 m, weshalb die Pumpe mit Sicherheitsmarge auf 70 m Tiefe eingebaut wurde. Diese Berechnung ist essentiell für die Wahl der passenden Pumpe für gegebene Umstände und soll im nächsten Absatz nachvollzogen werden.

Das erste Kriterium stellt die Anwendung für die Pumpe dar. Da es sich um eine Insellösung mit Versorgung aus Solarstrom für das Abpumpen von Grundwasser handelt, muss ein tauchfähiges Modell für Solaranwendungen gewählt werden und daher trifft die Produktgruppe der sogenannten SP Grundfosumpen darauf zu. Werden daraufhin die Parameter wie die 10 m³/h Volumenstrom und 70 m Förderhöhe beachtet, sind mithilfe des folgenden Diagramms wenige infrage kommende SP-Modelle eingrenzbar.

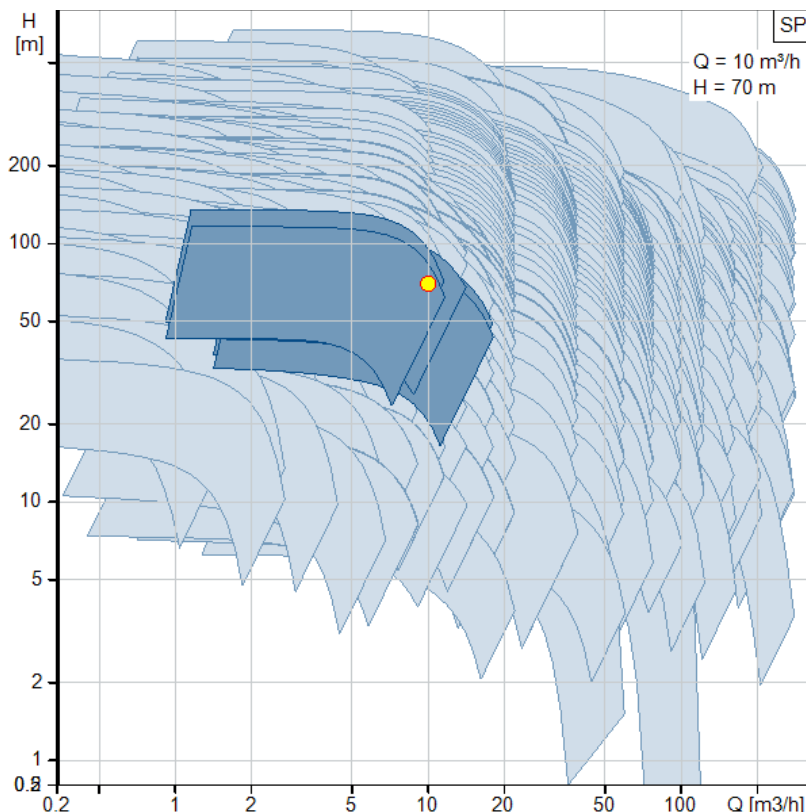


Abbildung 10: Diagramm zu Leistungskurven der SP-Produktgruppe (Quelle: Grundfos Product Center 2022)

Die Motoren der Pumpen können jeweils in einem bestimmten Leistungsspektrum abhängig der eingestellten Frequenz und Umdrehungen arbeiten, weshalb diese im

Diagramm auch so dargestellt sind. Hervorgehoben in dunklerem blau sind die Spektren der für die Parameter anwendbaren Pumpmodelle. Insgesamt kommen also SP-Pumpen der Typen SP 9, SP 11 und SP 14 mit 4 kW Leistung infrage, die zwar in der Dimension ihrer Leistungsspektren hinsichtlich möglicher Förderhöhe und Volumenstrom etwas variieren, aber für die vorliegenden Umstände anwendbar sind und in der Anschaffung ähnliche Preisniveaus tragen. (vgl. Grundfos Product Center 2022). In der Praxis wird nurnoch anhand der vorherrschenden Liefermöglichkeiten am Standort das am schnellsten verfügbare Modell gewählt, weshalb die Wahl für die Installation auf eine SP 9-18 mit 4 kW Leistung fiel.

Innerhalb des erwähnten Leistungsspektrums können die Parameter dann für die gezielte Anwendung der Pumpe noch im Betrieb angepasst werden. Eine solche Anpassung musste vorgenommen werden. Lief die Pumpe nämlich auf 100% der möglichen Umdrehungen und Frequenz, wurden die 2 Bar Maximaldruck in den Leitungen überschritten und es kam zu Rohrbrüchen. Als Lösung wurde die Frequenz des Motors der Pumpe am RSI auf lediglich 90% des maximalen Wertes gedrosselt und daraufhin lief die Pumpe auf nur 45 Hz anstatt 50 Hz. Im folgenden Diagramm des Onlinedimensionierungstools von der Firma Grundfos ist dies nochmal veranschaulicht (vgl. Grundfos 2022).

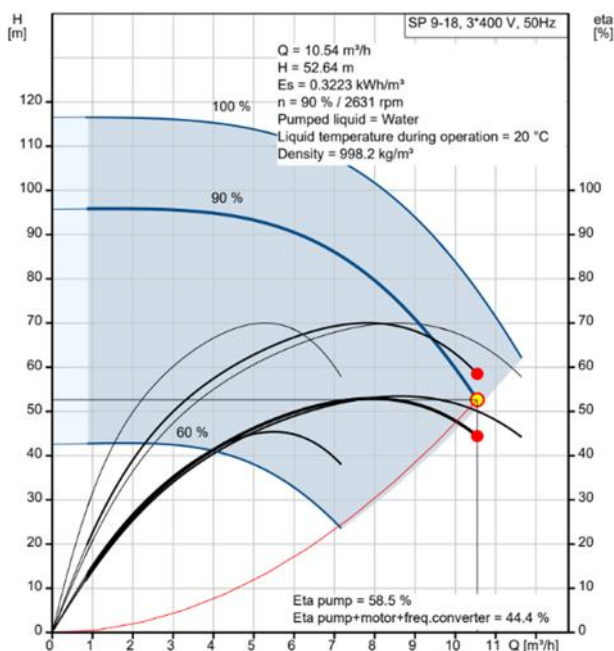


Abbildung 11: Pumpleistungsdigramm

Auf der linken Y-Achse ist die Förderhöhe in Metern angegeben und auf der X-Achse der Volumenstrom in Kubikmetern pro Stunde. Mit 90% der möglichen Frequenz können also 10.54 m³/h auf 52.64 m gepumpt werden, während gleichzeitig der Maximaldruck von 2 Bar eingehalten wird.

3.2.3 Planung und Prozess der Photovoltaikdimensionierung

Zu Beginn der Ermittlung der nötigen Solarstromversorgung war es nötig die vorgegebenen und zuvor erarbeiteten Parameter zu beachten. Diese gaben einen Zielvolumenstrom von etwa $10\text{m}^3/\text{h}$ vor, der mit einer 4kW SP 9-18 Pumpe erreicht werden kann. Conserv benutzt aktuell nur Solarplatten des Typs CS3W von der Firma Canadian Solar mit einem Leistungspeak von 460 Wp (vgl. Canadian Solar Inc. 2020). Es war also zuerst zu berechnen wie viele Solarplatten für das Erreichen der Minimalleistung der Pumpe notwendig sind und zu bestimmen welche Größe eines RSI-Wechselrichters für die Umwandlung des Gleichstroms in Dreiphasenstrom für den Betrieb der Pumpe notwendig ist. Wichtig ist es hierbei mit der elektrischen Leistung $4,5\text{ kW}$ (P1 Kurve) (vgl. Grundfos 2022) zu rechnen, damit die kleinere 4 kW mechanische Leistung (P2 Kurve), welche die Pumpe zieht, erreicht werden kann. Anhand der elektrischen Leistung von $4,5\text{ kW}$ ist auch der passende RSI zu wählen. Diese gibt es unter Anderem in dem Leistungsbereich als Modelle mit $4,0\text{ kW}$ oder $5,5\text{ kW}$ Leistung (vgl. Grundfos 2021; 12). $4,0\text{ kW}$ sind nicht ausreichend, weshalb ein Wechselrichter mit $5,5\text{ kW}$ Leistung eingebaut wird. Was die Anzahl der benötigten Solarplatten angeht, muss die elektrische Leistung P_{el} mit der Peakleistung W_p eines einzelnen Moduls dividiert werden.

$$P_{el} = x\text{ kW} * 1000 = 1000x\text{ W} \quad (4.1)$$

$$P_{el} = 4,5\text{ kW} * 1000 = 4500\text{ W} \quad (4.1)$$

$$\text{Modulanzahl} = \frac{\text{Gesamtleistung}}{\text{Modulleistung}} \quad (4.2)$$

$$\frac{4500\text{ W}}{460\text{ Wp}} = \underline{9.78 \text{ (aufgerundet 10 Stück)}} \quad (4.2)$$

Zum Erreichen der Minimalleistung für den Betrieb der Pumpe wären also 10 Solarmodule nötig. Daran anknüpfend muss aber auf den am Wechselrichter akzeptierten Spannungsbereich geachtet werden, für den auch genügend Solarplatten angeschlossen sein müssen, um in diesem Bereich zu liegen. Der RSI benötigt eine Minimalspannung von 400 V MPP und kann maximal mit einer Eingangsspannung von 800 V umgehen (vgl. Grundfos Holding A/S). Es ist also vorerst zu überprüfen, ob mit zehn Modulen die vorgegebene Minimalspannung erreicht werden kann. Im Folgenden ist die zugrundeliegende Berechnung dargelegt.

Die Solarmodule haben jeweils eine Leerlaufspannung von ca. 49 V_{OC} . Diese Spannung muss in die MPP-Spannung des Betriebs umgewandelt werden, daher die Spannung, die die einzelnen Module unter realen Bedingungen erzeugen können.

$$U_{OC} * \text{Modulanzahl} = U_{OC \text{ Gesamt}} \quad (5.1)$$

$$49\text{ V}_{OC} * 10\text{ Module} = 495\text{ V}_{OC} \quad (5.1)$$

Die Umrechnung der Leerlaufspannung V_{OC} in die optimale Betriebsspannung V_{mp} erfolgt mit der Formel $U_{mp} = U_{OC} * 0,78$ (5.2).

$$495 V_{OC} * 0,78 = 386,1 V_{mp} \text{ (pro Modul ca. } 38,6 V_{mp}) \quad (5.2)$$

Dazu müssen wegen dem heißen namibischen Klima etwa 15-20% Verlust durch Temperatur einberechnet werden. Tatsächlich sind vom RSI schon 10% Verlust einkalkuliert, welche aber für namibische Verhältnisse zu knapp geschätzt sind.

$$U_{mp} * 0,8 = U \quad (5.3)$$

$$386,1 V_{mp} * 0,8 = \underline{308,88 V} \quad (5.3)$$

Mit 308,88 V liegt die Spannung unter realen Bedingungen merklich unter dem Minimalwert von 400 V. Daraus ist zu schließen, dass mehr Module notwendig sind und anhand einer Schätzung und Erhöhung von 10 auf 14 Module, kann der Rechenvorgang wiederholt werden. Ein zweiter Durchgang mit 14 Modulen liefert 432,43 V, nach Abzügen, als Ergebnis. Zwar liegen die errechneten 432,43 V über der Grenze des Wechselrichters von 400 V, jedoch sind 32,43 V ein sehr geringer Puffer. Durch starke Winde auf dem Land bildet sich schnell ein Staubbelaag auf den Modulen, während Wolken besonders in der Regenzeit für eine zusätzliche Absenkung der erzeugten Spannung sorgen. In solchen Fällen würde die Spannung zu tief sinken und der RSI sich regelmäßig ausschalten.

Als Lösung wurde daher lediglich ein Modul zur Installation hinzugefügt. Dieselbe Berechnung wie zuvor erfolgte dann in einem dritten Durchgang mit 15 Platten, wodurch sich eine Betriebsspannung von 463,32 V mit einem Puffer von 63,32 V ergab. Eine solche Marge ist auch bei gelegentlichen Abschirmungen vor der Sonne ausreichend, um den Wechselrichter in Betrieb zu halten. Damit summiert sich die gesamt installierte Peakleistung außerdem auf 6900 kW.

3.2.4 Kosten und Nutzen

Nachdem die technischen Schwerpunkte der Anlage erläutert wurden, sind nun die finanziellen Aspekte dieser Installation zu berücksichtigen. Für eine Solarpumpanlage mit den erwähnten Spezifikationen zahlt der Kunde etwa N\$160 000, exklusive der Rohrleitung (vgl. Conserv Engineering Services cc 2022). Diese wurde im Fallbeispiel separat gezahlt, muss aber auch hinzugerechnet werden. Da die Leitung aus einzelnen sechs Meter Stücken zusammengesetzt ist, die jeweils etwa N\$500 kosten, berechnet sich der Gesamtpreis allein dafür auf N\$833 300. Die größten Kostenpunkte stellen dabei natürlich in erster Linie die Rohrleitung wegen der sehr langen Distanz, der RSI Wechselrichter, die Pumpe und die fünfzehn Solarmodule dar. Alle anderen Komponenten für die entgeltige Installation wie Kabel, Schalter, Verbindungsstücke, Klammern und Stützgestell für die Montierung der Module nehmen dagegen mit 2,4% des

Gesamtpreises, relativ geringe Kosten in Anspruch und können daher in der Rechnung vernachlässigt werden.

Da die Anlage als Inselanlage komplett solarbetrieben ist, entstehen für den Kunden keine laufenden Kosten. Das heißt, dass die N\$993 300 vorerst die einzigen zu investierenden Kosten sind. Im Durchschnitt hält eine Solarpumpe der Bezeichnung SP, wie sie im Fallbeispiel verwendet wird, 10 Jahre. Nach diesem Zeitraum müsste in eine neue Pumpe investiert werden, die unter Berücksichtigung der aktuellen Inflation von ca. 6% (vgl. Detlof von Oertzen 2015; 61) im Jahr 2032 etwa N\$67 000 kosten würde. In Addition müsste der Wechselrichter wohl nach 15 Jahren ersetzt werden und würde dann N\$75 000 kosten. Die größte Lebensdauer wird für die Solarzellen angenommen. Sie liegt bei etwa 25 Jahren, weshalb neue Solarzellen dann zusammengerechnet N\$187 000 kosten würden. Kostenpunkte, die aus kleineren Reparaturen in der Zwischenzeit anfallen würden, sollen zur Vereinfachung nicht berücksichtigt werden.

Dem gegenüber soll nun die Annahme gestellt werden, dass der Farmer anstatt einer Solarinstallation, eine Pumpstation mit Netzanschluss installiert hätte. Die Kosten der Rohrleitung bleiben dieselben, da das Bohrloch immer noch an dem Ort mit dem besten Grundwasserzugang angelegt sein muss. Was sich aber ändert, sind die Kosten für die Pumpstation selbst. Ohne Solarplatten, Stützgestell und Wechselrichter begrenzen sich die Anfangsinvestitionen neben der Rohrleitung folglich ausschließlich auf eine Pumpe, dessen Befestigung im Bohrloch und das Dreiphasenkabel zur Stromversorgung. Insgesamt belaufen sich die Kosten für diese Komponenten auf etwa N\$45 000, exklusive der Transportleitung. Auch in diesem Fall müsste wieder die Pumpe nach 10 Jahren mit einem geschätzten Preis von N\$67 000 ersetzt werden. Im Gegensatz zur Installation, die mit Solarkraft betrieben wird und dadurch keine laufenden Kosten entstehen, müssen nun monatliche Stromkosten einberechnet werden.

Mit einer Laufzeit von etwa 8 Stunden pro Tag und 240 Stunden pro Monat ist anzunehmen, dass die Pumpe dieselbe Wassermenge wie die Pumpe in der Solarinstallation fördern kann. Multipliziert mit dem aktuellen Strompreis pro Kilowattstunde von N\$2,366 ergibt dies N\$567,84. Dazu kommen die Anschlusskosten über N\$5,60 pro Amper pro Monat, was sich mit den ca. 16 Amper der Pumpe zu N\$89,6 errechnet. Insgesamt würde der Inhaber der netzbetriebenen Pumpe also zu Beginn eine kleinere Investition tätigen müssen, im ersten Jahr aber schon N\$657 pro Monat an laufenden Kosten bezahlen. Es wird darüberhinaus angenommen, dass die Strompreise in den darauffolgenden Jahren entsprechend der Inflation mit ca. 6% steigen werden. Wann sich daher die vermeintlich höheren N\$115 000 als Investition rentieren, zeigt folgendes Diagramm.

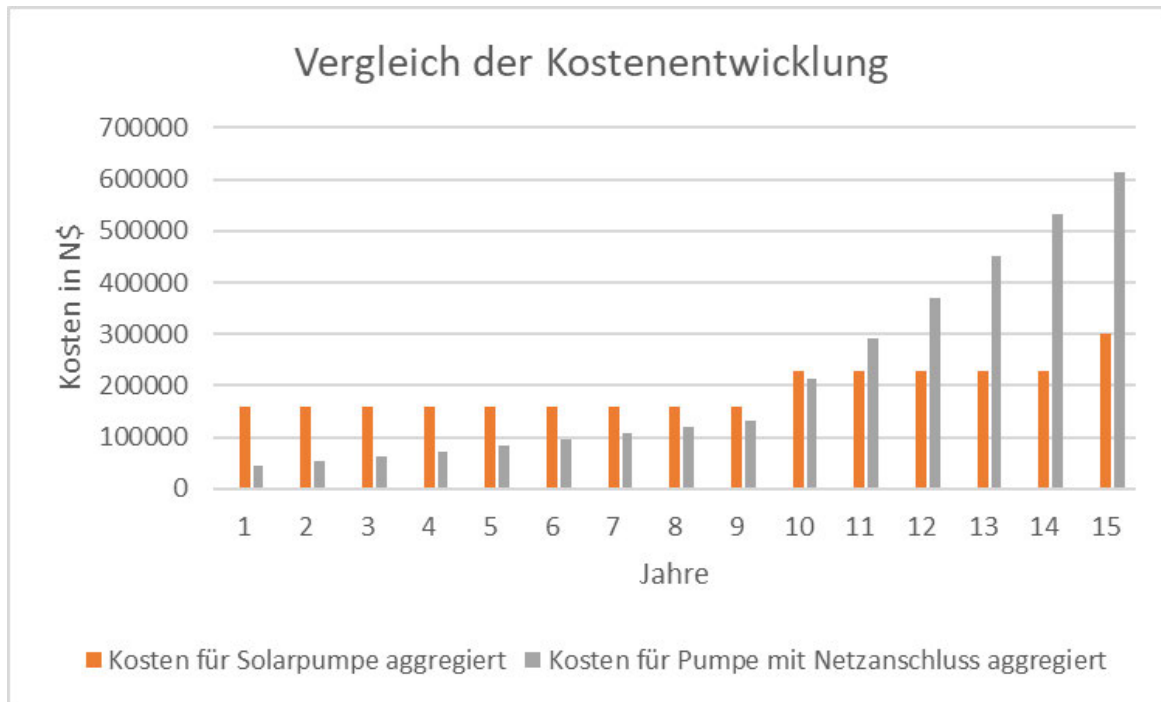


Abbildung 12: Kostenentwicklung von unterschiedlichen Pumpinstallationen

Wie zu erkennen ist, lohnt sich die Installation einer teureren Solarlösung, unter Berücksichtigung des Erwerbs von Ersatzgeräten nach 10 und 15 Jahren und den gegebenen Preisentwicklungen, für den Inhaber spätestens ab dem elften Jahr. Ab dem fünfzehnten Jahr nach der Installation verdoppeln sich sogar bereits die Kosten der Pumpe mit Netzanschluss gegenüber der Solarpumpe. Es ist zudem davon auszugehen, dass die Inflation innerhalb der ersten 10 Jahre über die 6% hinaus ansteigen wird und der Break-even Punkt, ab dem finanzielle Einsparungen möglich sind, schon früher erreicht werden kann.

Besonders weil die Kosten für die Transportleitung im Vergleich zu allen anderen Bestandteilen sehr hoch sind, wirft sich eine essentielle Frage auf. Wie viel Vieh kann der Farmer mit dem gepumpten Wasser versorgen und ab wann erreicht er nach einer so großen Investition über den Betrieb der Landwirtschaft und mit Hinsicht auf die im Grundlagenteil vorgestellten Preise für Lebewiehe, die Gewinnzone? Anhand einem vereinfachten Rechnungsbeispiel soll dies veranschaulicht werden.

Mit den durchschnittlichen 9,9 Sonnenstunden pro Tag kann angenommen werden, dass die Pumpe über ca. sechs Mittagsstunden volle $10 \text{ m}^3/\text{h}$ fördert und die restlichen vier wegen niedrigem Sonnenstand unter voller Leistung gepumpt wird. Lange bewölkte Phasen sorgen auch für eine Senkung der durchschnittlichen Pumpleistung, weshalb ein täglich gepumpter Durchschnitt von ca. 70 m^3 realistisch ist. Da ein ausgewachsenes Rind durchschnittlich etwa $0,04 \text{ Kubikmeter}$ Wasser am Tag trinkt, könnten die 70 m^3 theoretischerweise 1750 Rinder mit Wasser versorgen. Natürlich muss eine Sicherheitsmarge berücksichtigt werden, die mit dem installierten Wassertank möglich ist

und das Auftreten von Wasserknappheit vorbeugt. Damit senkt sich die Zahl der Rinder auf 1200 Tiere und stellt trotzdem noch eine riesige Menge dar.

Wenn der Farmer nun im Durchschnitt N\$33.86 pro kg (vgl. Namibia Statistics Agency 2022; 17) auf der Auktion für Lebendvieh bekommt und gut genährte Rinder verschiedener Typen mit einem Gewicht um die 400 kg verkauft, kann er N\$13 500 pro Rind erwirtschaften. Unter Ausschluss aller weiteren laufenden Kosten, müssten lediglich 74 solcher Rinder auktioniert werden, um die Anfangsinvestition zu decken.

3.3 Projekt bei Nkurenkuru

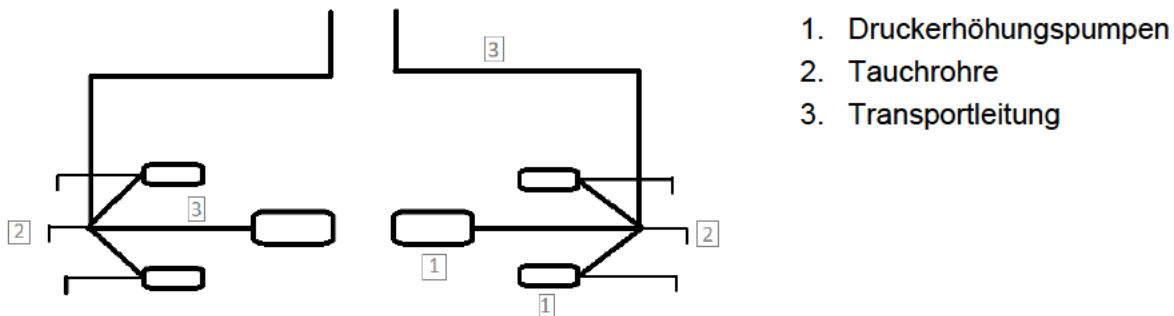
3.3.1 Rahmenbedingungen und Ziel

Im Norden des Landes, am Okavangofluss gelegen, sind große Maisanbauten weit verbreitet. Teilweise werden viele hunderte Hektar an Anbaufläche dafür genutzt und das hauptsächlich wegen dem verlässlichen Wasserangebot durch den, das ganze Jahr über wasserführenden, Grenzfluss zu Angola. Eine dieser Anbauten ist der von der Regierung in Auftrag gegebene ca. 200 Hektar große Maisanbau in der Nähe der Stadt Nkurenkuru in Musese. Dieser hat eine wichtige Stellung für die Bereitstellung des Grundnahrungsmittels Mais für die Bevölkerung in der Region inne, aber liefert auch beträchtliche Mengen an Tierfutter an das restliche Land.

Nach langen Jahren der Ineffizienz unter Leitung des Staates, übernahm der jetzige Manager im Auftrag des Staates die Verantwortung für den Anbau im Jahr 2021. Seitdem erntete er mit der Hilfe von etwa 30 Mitarbeitern etwa 3500 Tonnen Mais. Der Betrieb stellt dadurch wichtige Arbeitsplätze für die Menschen vor Ort bereit und sorgt damit für eine wichtige lokale Wertschöpfungsquelle, die ansonsten weitgehend von Armut und Perspektivlosigkeit gezeichnet ist.

Um diese massiven Mengen an Mais generieren zu können, sind ähnlich immense Mengen Wasser für die Bewässerung notwendig. Über zwei PVC-Rohrleitungen mit jeweils 500 mm Durchmesser führen die Pumpen auf dem Fluss mit 4,5 Bar Druck ca. 3000 m² Wasser pro Stunde zu den Feldern. Wenn die Anbaufläche dadurch genügend Bewässerung erhalten soll, dann muss pro Tag mindestens 8 Stunden lang Wasser gefördert werden. Das heißt, dass die Pumpen am Tag nicht weniger als 24 000 m³ und im Monat hochgerechnet 720 000 m³ aus dem Fluss entnehmen. Die Transportleitungen überwinden dann zwischen dem Fluss und den Feldern etwa 700 m Distanz und ca. 15 Höhenmeter, bevor sie in zehn kleinere Rohre aufgeteilt werden. Diese versorgen jeweils ein Beregnungssystem, das sich über einen mittleren Drehpunkt und Rädern am anderen Ende über einer Fläche von 20 Hektar um die eigene Achse dreht und die Maispflanzen von oben gleichmäßig besprüht.

Aktuell sind am Standort sechs Druckerhöhungspumpen installiert mit dem primären Ziel, Wasser aus dem Flusslauf abzupumpen. Das Schema in Abbildung 13 verdeutlicht den Aufbau vor Ort.



1. Druckerhöhungspumpen
2. Tauchrohre
3. Transportleitung

Abbildung 13: Schema zur Anordnung der Pumpen

Die gesamte Konstruktion ist auf einer Schwiminsel installiert, die über einen Steg begehbar und mit Befestigungen am Ufer fixiert ist. Zwei der Pumpen sind mit 330 kW Anschlussleistung und 622 bzw. 358 Amper, abhängig von Stern- oder Dreieckschaltung, größere Modelle als die restlichen vier mit 75 kW und 137 bzw. 78,9 Amper. Jede der Pumpen besitzt einerseits ein eigenes Tauchrohr, welches mit etwa 5 m Länge in den Fluss eintaucht und andererseits eine Verbindung zur Transportleitung, die jeweils drei der Pumpen auf jeder Seite zu einem Haupttransportrohr zusammenführt. Über Wasserhähne können die Verbindungen zur Hauptleitung unterbrochen werden, um gegebenenfalls einzelne Pumpen abzukoppeln und reparieren oder säubern zu können. Daraus ergibt sich der entscheidende Vorteil, dass zu jedem Zeitpunkt sogar mehrere Pumpen aus dem System ausgekoppelt werden können ohne die anhaltende, verlässliche Bereitstellung von genügend Bewässerungswasser zu beeinträchtigen. Gleichzeitig sorgen die Tauchrohre für einen erhöhten Wartungsaufwand, da der Okavangofluss nicht etwa ein überwachter Wasserkanal ist, sondern als natürlicher Lebensraum für eine Vielzahl an Flora und Fauna dient. Dadurch sammeln sich schnell im Fluss treibende Stöcke, Blätter und Gräser an den Sieben zum Schutz der Laufräder der Pumpen an den unteren Enden der Tauchrohre an und verstopfen diese. In solchen Fällen müssen die Rohre also regelmäßig per Hand abmontiert und gereinigt werden.

Hinsichtlich des Betriebs funktionieren alle Pumpen nach dem bekannten Muster, welches im Kern dem der Funktion und des Aufbaus der in das Wasser absenkbar Bohrlochpumpen entspricht. Ein Elektromotor treibt über einen Metallschaft ein Laufrad an, das wiederum durch Erzeugung eines Unterdrucks im Tauchrohr das Wasser aus dem Fluss nach oben zieht und mithilfe der Schaufeln des eingekapselten Laufrads und großer Umdrehungen einen Wasserdruck in der Transportleitung erzeugt. Hiermit kann das Wasser auch über lange Strecken zu den Feldern zur Bewässerung befördert werden.

Momentan besteht ein Anschluss zum öffentlichen Stromversorgungsnetz, welches einige Nachteile mit sich bringt. Der Pumpbetrieb ist damit den Versorgungslücken, die vor Allem aufgrund von Stromausfällen häufiger auftreten, ausgesetzt und stellt Risiken für die verlässliche Bewässerung der Felder dar. Auch da wegen der relativen Nähe zum Wasserkörper und den immensen Mengen an benötigtem Wasser kein Wassertank installiert ist, gibt es keinen Puffer für die planmäßige Bewässerung. Darüberhinaus haben die großen Pumpen ohnehin schon einen hohen Stromverbrauch, der durch beträchtliche Anschlusskosten und den teilweisen Betrieb in Peakzeiten massive Stromkosten verursacht. Eine kleine rechnerische Annäherung soll dieses Problem veranschaulichen.

Wie bereits erwähnt, arbeiten zwei der Pumpen mit 330 kW (x_1) und vier mit 75 kW (x_2). Laufen sämtliche Pumpen über die gesamten acht Stunden am Tag, ergibt sich folgender Energieverbrauch pro Tag.

$$2 * x_1 kW + 4 * x_2 kW = x_{total} kW \quad (6.1)$$

$$2 * 330 kW + 4 * 75 kW = 960 kW \quad (6.1)$$

$$x_{total} kW * 8 h = x_{total2} kWh \quad (6.2)$$

$$960 kW * 8 h = \underline{7680 kWh} \quad (6.2)$$

Im April 2022 zahlte der Betreiber der Anlage noch N\$2.11 pro kWh für den Betrieb zu Peakzeiten und N\$1.31 pro kWh zu Nicht-Peakzeiten beim örtlichen Stromversorger NORED Electricity Pty (Ltd). Demnach errechnen sich für einen ausschließlichen Betrieb zu Peakzeiten N\$16 205 gegenüber N\$8 448 zu Nicht-Peakzeiten am Tag. Pro Monat sind das ganze N\$486 150 oder N\$253 440. Hinzu kommen die Basisanschlusskosten, die mit den sehr großen Anlaufströmen auch nicht zu vernachlässigen und monatlich zu entrichten sind. Da der Stromversorger in N\$ pro kVA abrechnet, also in der Einheit der Scheinleistung, die sich aus der Wattleistung und dem Leistungsfaktor erschließt, müssen zuerst die Ampere in die Scheinleistung umgewandelt werden. Die Scheinleistung beschreibt die tatsächlich aus dem Netz entnommene Leistung vor jeglichen Verlusten während des Betriebs der Motoren. Dazu ist folgende Formel zu verwenden:

$$S(kVA) = \sqrt{3} * I(A) * \frac{U(V)}{1000} \quad (7.1)$$

$$2 * x_1 A + 4 * x_2 A = x_{total} A \quad (7.2)$$

$$2 * 358 A + 4 * 78,9 A = 1031,6 A \quad (7.2)$$

$$\sqrt{3} * 1031,6 A * \frac{400 V}{1000} = \underline{714,71 kVA} \quad (7.1)$$

Dies entspricht nicht ganz den angegebenen 630 kVA auf der Rechnung des Stromversorgers (siehe Anlagen, Teil 2; Bild 4) und ist aber darauf zurückzuführen, dass in der Praxis eine Pumpe zur Reparatur ausgebaut und deshalb nicht aktiv war.

In Wirklichkeit bezahlte der Kunde etwa N\$33 000 für Stromverbrauch in Peakzeiten, N\$54 000 in der Standardzeit und N\$94 000 in Nicht-Peakzeiten neben den Anschlusskosten von N\$162 540, die sich aus dem Preis pro kVA N\$258 und den auf der Rechnung eingetragenen 630 kVA errechnen. Diese Werte ergaben sich, da das Unternehmen unter die Kategorie „General Demand Tou kVA“ des Tarifplans des Stromversorgers fällt und deshalb die entsprechenden Tarife gelten (vgl. NORED Electricity Pty (Ltd) 2022). Nach Addition aller anderen Abgaben, Kosten und Steuern, betrug die Stromrechnung für den Monat April 2022 auf N\$401 667 (siehe Anlagen, Teil 2; Bild 4). Solch hohe laufende Kosten sind einerseits mit der Implementierung einer Solarlösung und andererseits mit besserem Energiemanagement, welches später in diesem Kapitel noch näher behandelt werden soll, senkbar.

Deswegen besteht das Ziel des Kapitels 3.3 in der Aufstellung einer rentablen, solaren Umgestaltung der vorliegenden Intallation für den bestmöglichen Ausgang des Betreibers hinsichtlich finanziellen Aufwendungen, Wartungsaufwand und betrieblichem Energiemanagement. Dabei soll auch die Frage geklärt werden, ob eine parallele Verbindung zum Versorgungsnetz als Rücksicherung für etwaige Phasen mit langer Bewölkung, besonders in den Monaten der Regenzeit, eingeplant werden muss oder nicht.

3.3.2 Regenerative Umgestaltung

Für die regenerative Umgestaltung des vorliegenden Fallbeispiels sind, wie bei dem vorangegangenen Beispiel aus der Praxis, unterschiedliche Kategorien des Aufbaus zu betrachten und für die Versorgung aus Solarkraft abzuändern. Dazu zählen die Rohrleitungssysteme, aber natürlich auch die Stromanschlüsse und die benötigten Komponenten wie angepasste Pumpen, Wechselrichter und ein verbessertes Wasserabpumpverfahren.

Als erstes sollen alle zu beachtenden Parameter noch einmal in Erinnerung gerufen werden. Um die gesamten 200 Hektar Maisanbau mit ausreichend Wasser zu versorgen, müssen die Wasserpumpen 3000 m³/h bei einem Leitungsdruck von 4,5 Bar fördern können. Pro Tag muss dieser Betrieb mindestens 8 Stunden lang durchgängig aufrechterhalten werden. Vom Fließgewässer bis zu den Feldern sind darüber hinaus eine Distanz von ca. 700 m und um die 15 Höhenmeter zu überwinden. Außerdem besteht die Problematik, dass die Filter an den Unterseiten der Tauchrohre durch verschiedenes natürliches Treibgut regelmäßig verstopfen, wodurch ein großer Wartungsaufwand entsteht.

Für die Lösung dieses Problems, hat der Betreiber bereits den ersten Schritt getan und einige Meter neben dem Flusslauf einen Brunnen mit etwa 3 m Durchmesser errichtet, dessen Tiefe bis unter das niedrigste Wasserstands-niveau des Flusses reicht und dadurch ein stehendes Grundwasserreservoir mit Füllstand entsprechend dem Flusslauf darstellt. Aus dem Reservoir können nun ohne Verstopfungsschwierigkeiten genügend Wassermassen abgepumpt werden.

Deshalb ändert sich auch die totale Förderhöhe trotz dem neuen Abpumpverfahren nicht beträchtlich. Da der Fluss das ganze Jahr über Wasser führt und dessen Niveau nur um wenige Meter variiert, reicht es die Enden der Tauchrohre der Pumpen lediglich zwei Meter unter dem niedrigsten Wasserniveau, welches jedes Jahr im Oktober/November erreicht wird (vgl. Okavango Research Institute 2022), zu installieren. Das heißt, dass zu den 15 Metern, die in der Höhe von den Wasserleitungen überwunden werden müssen, können zwei Meter dazuaddiert werden, weshalb ca. 17 Meter den gesamten Höhenunterschied ausmachen. Das obere Ende der Wände des Brunnens liegt dann ungefähr 3 m über der Wasseroberfläche, weshalb zwischen den Enden der Tauchrohre und Installationshöhe der Pumpen etwa 5 m von den Rohren senkrecht zu überwinden sind.

Daraufhin lässt sich wie im vorherigen Fallbeispiel die totale Förderhöhe für die Pumpen unter Berücksichtigung der Reibungsverluste in den Transportrohren ermitteln. Der Volumenstrom und die Wassermenge bleiben gleich, weshalb die vorhandenen zwei 500 mm Rohre weiter in Benutzung bleiben können. Es wiederholt sich die Rechnung aus Kapitel 3.2.2 unter Verwendung von Formel (2.1), statt des Diagramms in Abbildung 9 (Diagramm zur Berechnung des Druckverlustes auf PVC-Wasserleitungen), welches für derart hohe Werte nicht ausgelegt ist.

$$\Delta p = \lambda * \frac{1}{d} * \frac{\rho}{2} * w^2 \text{ (Pascal)} \quad (2.1)$$

Dafür muss vorerst der Volumenstrom in eine passende Einheit umgewandelt und die Fließgeschwindigkeit w errechnet werden. Da zwei Transportrohre in Verwendung sind, kann der Gesamtvolumenstrom halbiert werden.

$$3000 \frac{m^3}{h} \div 2 = 1500 \frac{m^3}{h}$$

In jedem Rohr besteht dann ein umgerechneter Volumenstrom von $0,42 \text{ m}^3/\text{s}$.

Die Fließgeschwindigkeit w ergibt sich wiederum, wie in Kapitel 3.2.2 bereits erwähnt, aus nachstehender Rechnung mit dem zuvor ausgearbeiteten Volumenstrom pro Rohr und dem Innenradius der Rohre von 250 mm ($250 \text{ mm} = 0,25 \text{ m}$).

$$w = \frac{Q}{A} \quad (8.1)$$

Mit Volumenstrom Q und Rohrquerschnittsfläche A .

$$A = \pi * (0,25 \text{ m})^2 = \underline{0,196 \text{ m}^2} \quad (1.1)$$

$$w = \frac{0,42 \text{ m}^3/\text{s}}{0,196 \text{ m}^2} = \underline{2,12 \text{ m/s}} \quad (8.1)$$

$$\lambda = 0,0032 + 0,221 * Re^{-0,237} \quad (8.2 - \text{entnommen aus Sulzer Pumps 2010})$$

$$Re = \frac{w*d}{\nu} \quad (8.3 - \text{entnommen aus Recknagel, H. et al. 1997; 197})$$

Re = Reynoldszahl

ν = kinematische Zähigkeit

Die kinematische Zähigkeit von Wasser entspricht 1 mm²/s und umgerechnet 1*10⁻⁶ m²/s. Die Reynoldszahl Re ist dann nach Einsetzen der Werte in die Formel (8.3) 1,06*10⁶. Mithilfe Re kann dann die Rohrreibungszahl λ ermittelt werden. Durch Einsetzen in die Formel (8.2) ergibt sich für die Rohrreibungszahl λ ein Wert von 0,011, der wiederum in Formel (2.1) zur Berechnung des Druckverlusts Δp eingesetzt werden kann (die Dichte von Wasser beträgt 997 kg/m³).

$$\Delta p = 0,011 * \frac{700 \text{ m}}{0,5 \text{ m}} * \frac{997 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}}{2} * (2,12 \frac{\text{m}}{\text{s}})^2 \quad (2.1)$$

$$\Delta p = 35911 \text{ Pascal} = \underline{0,36 \text{ Bar}}$$

Wie schon in Kapitel 3.2.2 genannt, können 1 Bar Druck für die Berechnung der totalen Förderhöhe in Metern jeweils in 10 Meter umgewandelt werden. Folglich werden die 0,36 Bar also zu 3,6 Metern. Addiert zu den zuvor erarbeiteten 17 Metern Höhenunterschied, ergibt sich eine für die Auswahl der neuen, passenden Pumpen ausschlaggebende totale Förderhöhe von 20-21 Metern.

Ein großes Kostenproblem stellen die hohen Anlaufströme der sechs bestehenden Pumpen dar. Selbst mit einem Herabsetzen des Anlaufstromes mithilfe der Sternschaltung werden weiterhin 1031,6 A auf einmal aus dem Netz gezogen. Daher müsste das Ersetzen der wenigen großen Pumpen mit mehreren kleineren Pumpen, die jeweils geringere Anlaufströme benötigen, in der Theorie diese Zahl senken können. Möglich wären z.B. 10 Pumpen, die jeweils ca. 350 m³/h fördern können, sodass in der Summe 3500 m³/h gepumpt werden könnten mit einem Puffer von 500 m³, um den temporären Ausfall einer der Pumpen zu kompensieren.

Unter Verwendung der genannten Vorgaben, kann ein Modell des Grundfosproduktsortiments eingegrenzt werden. Dies ist eine NK 150-315.2/334 mit einer passenden Netzfrequenz von 50 Hz, einer Motorbemessungsleistung von 55 kW, einem Bemessungsstrom über 96/56 A und einem maximalen Betriebsdruck von 10 Bar (vgl.

Grundfos Pumps 2022). Das folgende Diagramm beschreibt die dazugehörige Leistungskurve der Pumpe mit dem für die Anwendung optimalen Arbeitspunkt.

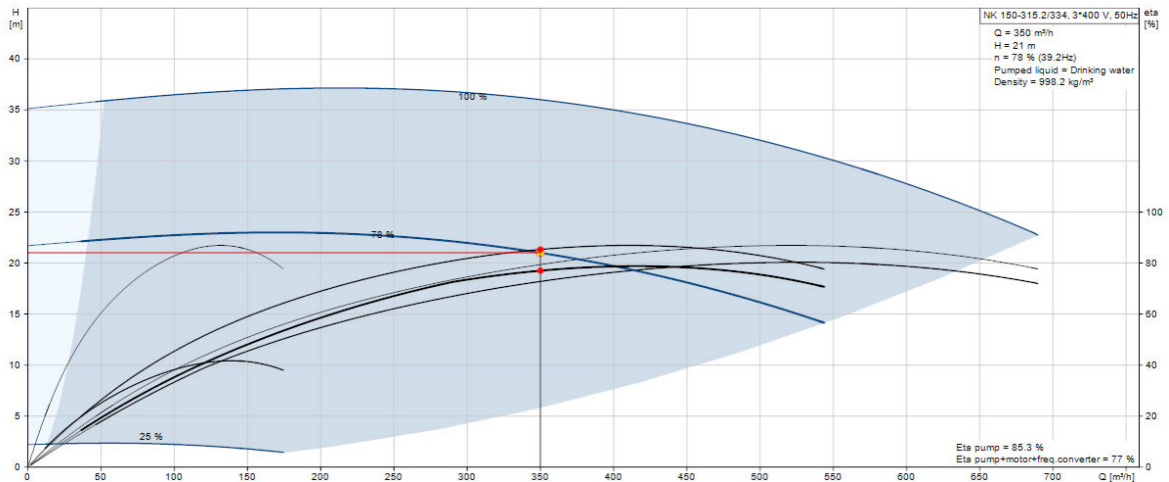


Abbildung 14: Angepasste Leistungskurve der NK-Pumpe (Quelle: Grundfos Pumps 2022)

Auf der linken y-Achse ist die totale Förderhöhe in Metern dargestellt, während die Rechte den Wirkungsgrad η der Pumpe in Prozent bemisst. An der x-Achse kann der Volumenstrom Q abgelesen werden. Innerhalb des blauen Bereichs befindet sich das gesamte Leistungsspektrum des Modells mit einer unteren Grenze für den Betrieb bei 25% des möglichen Wirkungsgrades. Da die berechnete totale Förderhöhe bei 21 m liegt und $350 \text{ m}^3/\text{h}$ gepumpt werden müssen, ist aus dem Diagramm zu entnehmen, dass der optimale Arbeitspunkt für die Anwendung bei 78% des Wirkungsgrades liegt.

Zwar steht die Bemessungsleistung bei 55 kW (Die Bemessungsleistung ist die vom Hersteller angegebene, maximale elektrische Leistung, die vom Motor aufgenommen werden kann), jedoch werden wegen dem heruntergesetzten Wirkungsgrad auch nur 25,95 kW elektrische Leistung (P1 Kurve) und 23,42 kW mechanische Leistung (P2 Kurve) tatsächlich unter Last benötigt (vgl. Grundfos Pumps 2022). Wird diese Leistung nun wegen dem Benutzen von 10 solcher Pumpen mit selbigem Wert multipliziert, ergibt sich eine Gesamtleistung von 259,5 kW, die von den installierten Solarmodulen produziert werden müssten. Darüberhinaus besteht weiterhin die Frage, ob der Anlaufstrom mithilfe der neuen Pumpen herabgesetzt werden konnte. Wenn ein einzelner Motor startet, zieht dieser 56 A in der Sternschaltung.

$$10 * 56 \text{ A} = \underline{560 \text{ A}}$$

Gegenüber den vorherigen 1031,6 A, die von den sechs alten Pumpen beim Aufstarten auf einmal aus dem Netz gezogen worden wären, hat sich der benötigte Anlaufstrom mit zehn Pumpen fast halbiert.

Nachdem nun die Rohr- und Pumpendimensionierung abgeschlossen ist, soll auf der Grundlage der Ergebnisse geklärt werden, wie die benötigte Leistung und Energie durch eine angepasste Solarinstallation aufgebracht werden kann. Dabei wird eine ähnliche

Herangehensweise wie zur Planung und Dimensionierung der Stromversorgung für das Projekt auf Ekuja verwendet.

Vorgegeben sind also folgende Parameter. Zehn Wasserpumpen des Typs NK 150-315.2/334 ziehen jeweils 25,95 kW und daher insgesamt 259,5 kW elektrische Leistung. Auch hier soll die Rechnung mit den Solarmodulen von Canadian Solar, die über einen Leistungspeak von 460 W verfügen durchgeführt werden. Ziel der Rechnung ist es in erster Linie, die für den Betrieb der Motoren der Pumpen notwendige Anzahl Solarmodule zu bestimmen. Außerdem soll geklärt werden, welche und wie viele Wechselrichter zur Installation hinzugefügt werden müssen, um sicherzustellen, dass der Gleichstrom der Solarmodule in Dreiphasenstrom umgewandelt wird und einen verlässlichen, ununterbrochenen Pumpbetrieb beibehalten kann.

Hierzu erfolgt die Division der elektrischen Gesamtleistung P_{el} durch die Leistung der einzelnen Module. Dabei wird die elektrische Leistung P_{el} (P1 Kurve), durch Einsetzen in Formel (4.1) zunächst umgewandelt und dann in Formel (4.2) eingesetzt.

$$P_{el} = 259,5 \text{ kW} * 1000 = 259500 \text{ W} \quad (4.1)$$

$$\frac{259500 \text{ W}}{460 \text{ W}} = \underline{564,13} \text{ (aufgerundet 565 Stück)} \quad (4.2)$$

565 Module wären also insgesamt theoretischerweise für das Aufbringen der benötigten Leistung notwendig. Nun muss aber nochmals darauf geachtet werden, dass der vom RSI akzeptierte Spannungsbereich eingehalten wird. Da jede Pumpe einen eigenen Wechselrichter zugeteilt bekommt, errechnet sich die Lösung anhand der Einzelleistungen der Motoren, anstatt aus dem Gesamten.

$$\frac{\text{Gesamt-MA}}{\text{Anzahl der Pumpen mit WR}} = \text{MA pro Pumpe mit WR} \quad (9.1)$$

$$\frac{564,13}{10} = 56,41 \text{ (aufgerundet 57 Module)} \quad (9.1)$$

$$\text{MA pro Pumpe mit WR} * P_{Modul} = P_{el} \text{ pro Pumpe mit WR} \quad (9.2)$$

$$57 \text{ Module} * 460 \text{ W}_p = \underline{26\ 220 \text{ W}_p} \quad (9.2)$$

26 220 W_p der gesamten Leistung entfallen also auf eine Pumpe mit Wechselrichter.

In Kapitel 3.2.3 wurde der Bereich für den RSI entsprechend des Datenblatts mit einer Untergrenze von 400V und einer Obergrenze von 800V definiert. Unter realen Bedingungen müssen diese Grenzen eingehalten werden, weshalb die Leerlaufspannung der einzelnen Module von $49 V_{OC}$ in die sogenannte MPP-Spannung umgerechnet wird.

$$49,5 V_{OC} * 57 \text{ Module} = 2821 V_{OC \text{ Gesamt}} \quad (5.1)$$

Mit der Formel (5.2) aus Kapitel 3.2.3 ist die Umwandlung in die optimale Betriebsspannung V_{mp} möglich.

$$V_{mp} = 2821 V_{OC \text{ Gesamt}} * 0,78 = 2200,77 V_{mp} \quad (5.2)$$

Es werden daraufhin wieder anhand von Formel (5.3) wieder ca. 20% Verlust, aufgrund des heißen namibischen Klimas, einberechnet.

$$2200,77 V_{mp} * 0,8 = \underline{1760,62 V} \quad (5.3)$$

Von dem errechneten Wert wäre auszugehen, wenn alle Module in Reihe geschaltet wären. Das heißt in dem Fall, dass die positiven Kontakte jedes Moduls mit dem negativen Kontakt des Folgemoduls verknüpft wurden. Sind mehrere Platten so verbunden, ist die Rede von einem „String“. Nun liegen 1742,83 V aber sehr weit über den erlaubten 800V am RSI, weshalb eine Parallelschaltung angewendet werden muss, um mit der erzeugten Spannung unter 800V zu gelangen. In der Parallelschaltung können mehrere Strings untereinander mit gleichen Polen verknüpft und somit die Gesamtspannung herabgesetzt werden, während dabei die Peakleistung dieselbe bleibt. Die folgende Rechnung soll den Vorteil der Parallelschaltung verdeutlichen.

$$P_{Modul} * MA_{pro \ String} * SA = P_{el \ pro \ Pumpe \ mit \ WR} \quad (10.1)$$

$$460 W_p * 19 \text{ Module} * 3 \text{ Strings} = \underline{26 \ 220 W_p} \quad (10.1)$$

Die 57 Module werden also in drei Strings von jeweils 19 Modulen aufgeteilt. Demnach bleibt die Leistung P_{el} pro Pumpe mit WR entsprechend Formel 9.2 dieselbe und es ergibt sich für die Spannung folgende neue Berechnung.

$$49,5 V_{OC} * 19 \text{ Module} = 940,5 V_{OC \text{ Gesamt}} \quad (5.1)$$

$$940,5 V_{OC \text{ Gesamt}} * 0,78 = 733,59 V_{mp} \quad (5.2)$$

$$733,59 V_{mp} * 0,8 = \underline{586,9 V} \quad (5.3)$$

Der errechnete Wert liegt daher in dem vorgegebenen Spannungsbereich und durch Aufrundung der zuvor erhaltenen 565 auf 570 Module ergibt sich für die gesamte Anlage eine Leistung von 262,2 kW gegenüber der initialen 259,5 kW.

Aus dem Datenblatt der zuvor schon angewendeten RSI-Wechselrichter für Solarlösungen ist zu entnehmen, dass diese Art der Wechselrichter unter Anderem mit Pumpen des Typs NK kompatibel sind und an das öffentliche Stromnetz angeschlossen werden können, um Solarstrom, sowie Netzstrom verwenden zu können (vgl. Grundfos 2021; 3). Außerdem sind sie hinsichtlich der Größe höchstens für Anwendungen bis 37 kW zu gebrauchen (vgl. Grundfos 2021; 12). Demnach wird es nötig sein, pro Motor einen Wechselrichter mit mindestens 26 kW Leistung zu installieren. Da es in diesem Bereich nur Modelle mit entweder 22 kW oder 30 kW maximaler Leistung gibt, kommt für die Anwendung nur der größere 30 kW Wechselrichter in Frage.

Anschließend ist zudem die Bestimmung der passenden Kabeldicke für das Leitungskabel zwischen Solarpanelen und den RSI vorzunehmen. Sinnvoll ist es, ein einzelnes Kabel zu verlegen, das dann in zehn kurze Kabel zu den jeweiligen RSI aufgeteilt wird. Dafür wird zuerst die von der Leitung zu übertragende Stromstärke und die zu überwindende Distanz berechnet.

$$I = \frac{P_{el}}{U} \quad (11.1)$$

$$\frac{262200 \text{ Wp}}{940,5 \text{ V}} = 278,79 \text{ A} \quad (11.1)$$

$$I * \eta = I_{real} \quad (11.2)$$

$$278,79 \text{ A} * 0,792 = \underline{220,8 \text{ A}} \quad (11.2)$$

Wegen des relativ flachen Terrains am Flussufer können die Solarmodule fast direkt neben dem Brunnen errichtet und die Kabellängen relativ kurz ausgelegt werden. Unter Berücksichtigung der Höhe der Module von zwei Metern über dem Boden, worin die Kabel verlegt sein werden und ca. maximal 18 Metern Entfernung zu den RSI, reichen 20 Meter für die Länge der Gleichstromkabel. Für die Berechnung des Kabelquerschnitts wird folgende Formel verwendet:

$$A = \frac{2 * l * I * R}{U * U_a} \quad (12.1)$$

A = Kabelquerschnitt

l = Kabellänge in m

I = Stromstärke in A

R = Leitungswiderstand in Ohm pro mm^2 pro m ($0,0175 \frac{\Omega}{\text{mm}^2}$ für Kupfer)

U = Nennspannung

U_a = Zulässiger Spannungsabfall des Kabels in % (3%)

$$\frac{2 * 20 \text{ m} * 220,8 \text{ A} * 0,0175 \frac{\Omega}{\text{mm}^2}}{940,5 * 3\%} = \underline{5,48 \text{ mm}^2} \quad (12.1)$$

Da es keine genormten Kabelquerschnitte mit $5,48 \text{ mm}^2$ gibt, wird der nächstgrößte, handelsübliche Querschnitt von 6 mm^2 verwendet.

Zusammenfassend besteht die Anlage also aus 570 Modulen mit einer $262,2 \text{ kW}$ Gesamtleistung. Dazu werden, verbunden über ein 6 mm^2 Leitungskabel, 10 Wechselrichter mit jeweils 30 kW mit 10 NK 150-315.2/334 Pumpen installiert. Diese können insgesamt $3500 \text{ m}^3/\text{h}$ Wasser über eine berechnete totale Förderhöhe von 21 m fördern und mit 560 A den totalen Anlaufstrom im Vergleich zur alten Pumpinstallation beträchtlich senken. Das ist wichtig, da ein Anschluss an das öffentliche Stromnetz als Rücksicherung weiterhin besteht. Jeder installierte String von Modulen wird mit einem DC Leistungsschalter ausgestattet und diese Einzelleitungen werden in einer Kombinationsbox wie in Abbildung 1: Skizze zum Beispiel einer Solarpumpinstallation

(Quelle: Grundfos 2021; 5), zusammengeführt. Vor den RSI soll dann eine Verteilerbox eingesetzt werden, die einen DC Überspannungsschutz pro Leitung an die Wechselrichter und einen Schalter für das Umstellen zwischen Netz- und Solarstrom integriert hat.

Das Wasser aus dem Okavangofluss wird mithilfe einer besonderen, eigens für die Anwendung angelegten Brunnenvorrichtung direkt neben dem Flusslauf über zwei Meter unter der Wasseroberfläche endenden Tauchrohren entnommen. Für jede Pumpe soll dabei ein eigenes ca. 5-6 m langes Tauchrohr mit 250 mm Durchmesser installiert sein, welches die Pumpen jeweils unterhalb eines vor Regenwasser geschützten Unterstands direkt neben der Brunnenvorrichtung speist. Die Transportleitungen für dieses Wasser über ca. 700 m Distanz zwischen Fluss und Anbaufläche bestehen dann aus zwei PVC-Rohren mit jeweils 500 mm Innendurchmesser. In den zwei folgenden Darstellungen wird der gesamte Aufbau veranschaulicht.

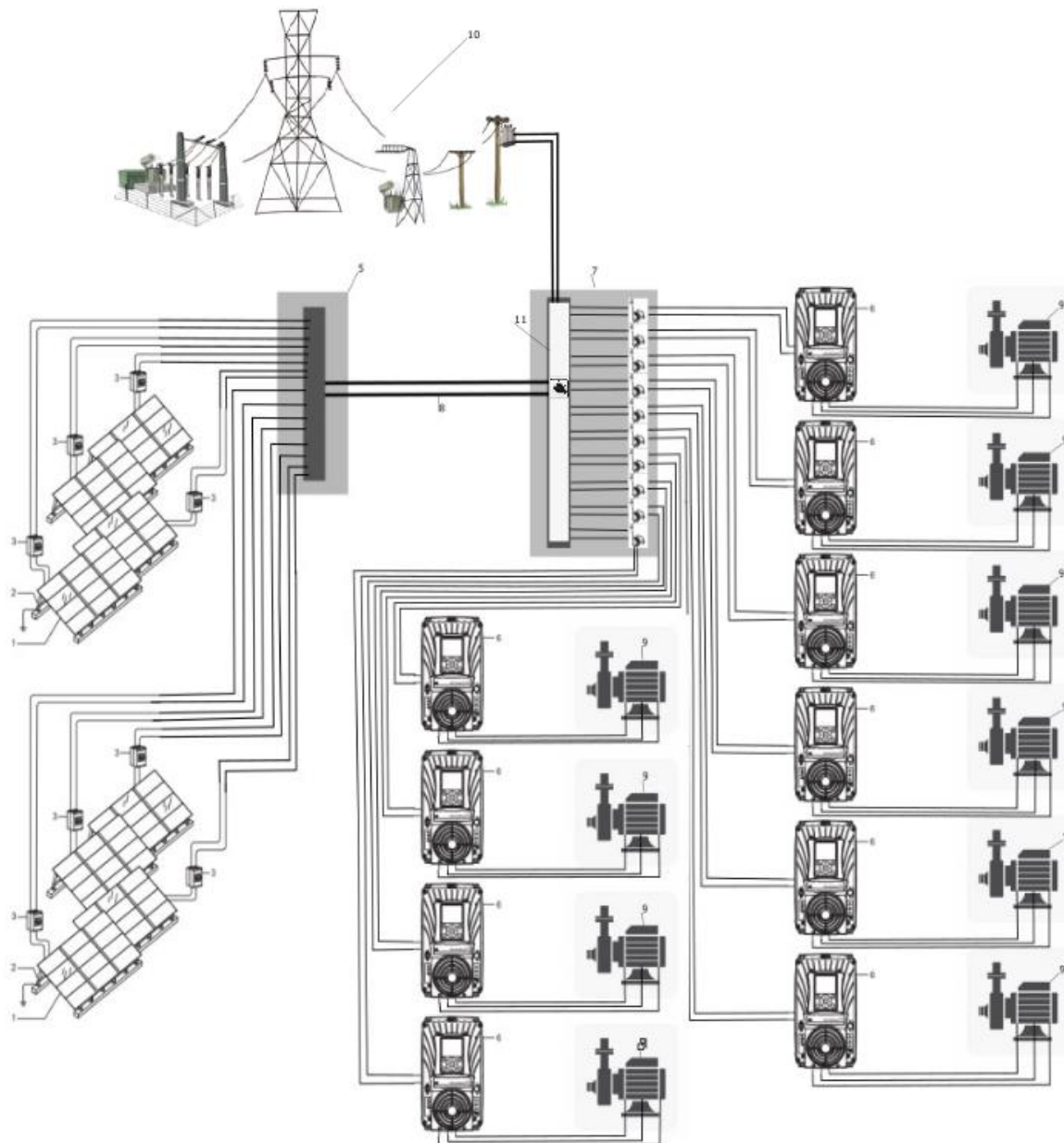


Abbildung 15: Schaltbild

1. Solarstrings aus jeweils 19 in Reihe geschalteten Platten (*30)
2. Stützstruktur
3. Leistungsschalter, DC (*30)
4. Überspannungsschalter, DC
5. Kombinationsbox
6. RSI
7. Verteilerbox
8. 20 Meter Verbindungskabel
9. NK 150-315.2/334 Wasserpumpe
10. Nationales Stromnetz
11. Umschalter zwischen Solar- und Netzstrom

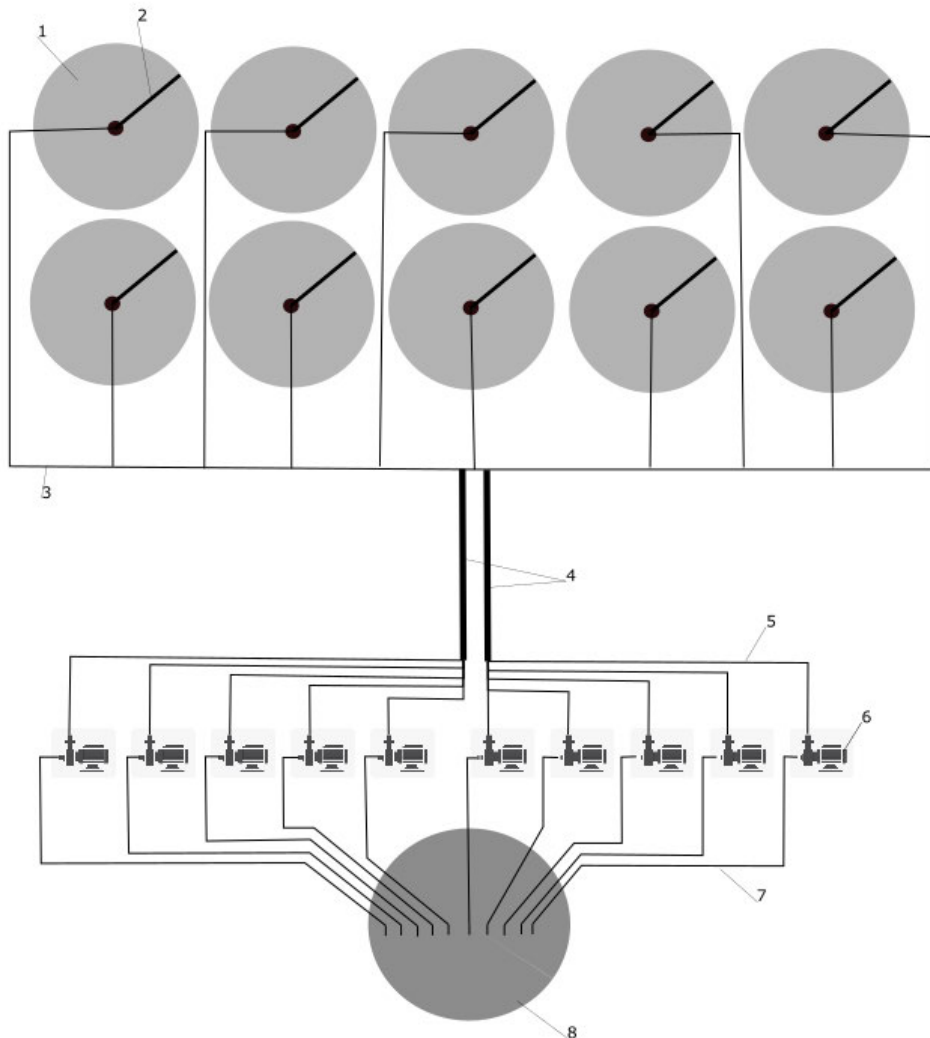


Abbildung 16: Leitungsinstallation

1. 20 Hektar Maisfeld (*10)
2. Bewässerungsrondell
3. Versorgungsleitungen für Bewässerungsrondells
4. 2 mal 500 mm Transportleitungen über ca. 700 Meter
5. Zwischenleitungen (*10) zwischen Pumpen und Haupttransportleitung
6. NK 150-315.2/334 Wasserpumpe (*10)
7. 5-6 Meter Tauchrohre
8. Brunnenvorrichtung

3.3.3 Energiemanagement

Während in Europa schon lange Normen für das Einführen von Managementsystemen bestehen, finden solche Anleitungen in Namibia dagegen normalerweise keine Anwendung. In Europa erweisen sie sich für Organisationen als äußerst hilfreich, um Prozesse fortlaufend zu verbessern und damit auch in ihrer Öffentlichkeitsarbeit, also darin wie sich das Unternehmen potentiellen Kunden gegenüber präsentiert, erfolgreich

zu sein. Obwohl also ein Energiemanagementsystem nach ISO 50001 für Organisationen in Namibia nach außen hin auf die Öffentlichkeit wegen der allgemeinen Unkenntnis darüber, keinen großen Einfluss haben würde, ist doch davon auszugehen, dass es für die internen Abläufe im Unternehmen beträchtliche Vorteile schaffen könnte. Da der Maisanbau bei Nkurenkuru in der Vergangenheit, wie schon zuvor thematisiert, hohe Energiekosten verursachte, gleichzeitig Effizienzeinbußen hinnehmen musste und weiterhin neben der Versorgung aus Solarstrom an das nationale Stromnetz angeschlossen ist, ist es sinnvoll ein Energiemanagementsystem (EnMS) nach ISO 50001 einzuführen.

Nach Abschnitt eins der DIN EN ISO 50001:2018-12, kann dieses EnMS auf jegliche Organisationen ungeachtet, ihrer Größe, ihres Tätigkeitsbereichs, ihrer Organisationsstruktur oder „der Menge, dem Einsatz oder den Arten verbrauchter Energie“ (ISO 2018; 10) angewendet werden. Vorteile, die sich für das Unternehmen ergeben könnten, beinhalten die Etablierung eines Prozesses für die fortlaufende Verbesserung der energiebezogenen Leistung. Dadurch können Energieverbrauch und folglich die Energiekosten nachhaltig gesenkt werden. Die Organisation wird wettbewerbsfähiger und kann im gleichen Zuge mit einer Reduzierung der durch das Unternehmen verschuldeten Treibhausgasemissionen, umweltfreundlicher agieren (vgl. ISO 2018; 9).

Soll das Ziel einer kontinuierlichen Verbesserung erreicht werden, so ist der in der untenstehenden Abbildung 17 schematisch dargestellte PDCA-Zyklus über Planen-Durchführen-Prüfen-Handeln anzuwenden (en.: Plan-Do-Check-Act).

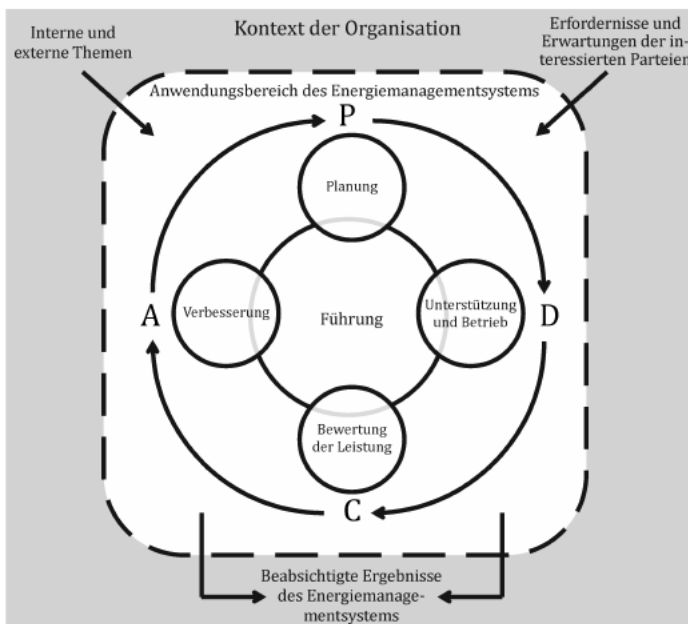


Abbildung 17: Plan-Do-Check-Act Zyklus

An erster Stelle steht also die Planung und damit das Verstehen des Kontextes der Organisation. Dazu muss zuerst mithilfe der Festlegung interner und externer Themen

und den Erfordernissen und Erwartungen der interessierten Parteien der Anwendungsbereich des EnMS festgelegt werden. Interessierte Parteien werden definiert als „Person oder Organisation, die eine Entscheidung oder Tätigkeit beeinflussen kann, davon beeinflusst sein kann oder sich davon beeinflusst fühlen kann“ (ISO 2018; 11) Danach werden Verantwortungen in einem Energiemanagementteam und der Führung zugeteilt und eine Energiepolitik festgelegt. Aus einer geeigneten Energiepolitik leiten sich dann Maßnahmen zum Umgang mit Risiken und Chancen, eine energetische Bewertung, die Festlegung von Energieleistungskennzahlen, Aktionsplänen und Energiezielen, welche die energiebezogene Leistung verbessern können, ab.

Ist das Planen abgeschlossen, geht es in die Aktionsphase, wo die gesetzten Pläne unter ständiger Überwachung hinsichtlich des Einhaltens der Ziele und der Anforderungen an die energiebezogene Leistung durchgeführt werden. Die ständige Überwachung dient dem Prüfen der Eignung des festgelegten Managementsystems anhand bewährter Methoden, wie „Messen, Analysieren, Bewerten, Auditieren und Durchführen einer/von Managementbewertung(en) der energiebezogenen Leistung und des EnMS“ (ISO 2018; 8).

Zuletzt muss die Führung handeln und Maßnahmen ergreifen, falls bestimmte Ziele nicht umgesetzt werden konnten und um eine ständige Verbesserung der energiebezogenen Leistung sicherzustellen.

Wie in Abschnitt 1 b) der DIN EN ISO 50001 niedergeschrieben, kann ein EnMS auf „Tätigkeiten mit Wirkung auf die energiebezogene Leistung, die von der Organisation geleitet und gesteuert werden“ (ISO 2018; 10) angewendet werden, weshalb im betrachteten Beispiel ein EnMS für die Tätigkeit der Frischwasserförderung für die Bewässerung eingeführt werden soll.

Um den Kontext der Organisation und der spezifischen Tätigkeit zu klären, bedarf es der Berücksichtigung der internen und externen Themen. Zu beachtende interne Themen sind folgende: Da es sich um einen Betrieb in staatlichem Besitz handelt, sind dessen Ziele zur Versorgung der Bevölkerung mit Nahrung und Erzeugen einer lokalen Wertschöpfungsquelle von Bedeutung. Damit sind der Staat, sowie das Management vor Ort daran interessiert, ihre Geschäftsziele unter möglichst geringem Einsatz von finanziellen Ressourcen, als weiteres wichtiges Thema, zu erzielen. Auch die Reife der derzeitigen Technologie beeinflusst die Wahl nach eingesetzten Materialien, die so effizient und nachhaltig wie möglich, genügend Strom bereitstellen müssen. Dabei sollen betriebliche Risiken, die durch unqualifizierte Mitarbeiter bspw. auftreten können, vermieden werden.

Externe Themen, die hier für ein EnMS dagegen Rechnung tragen, sind etwaige Einschränkungen der Energiezuverlässigkeit zum Beispiel durch Stromausfälle oder längere Phasen mit dichter Bewölkung, die den Solarenergieertrag beeinträchtigen könnten. Zu solchen Witterungseinflüssen mit ähnlichem Effekt gehören auch

Staubbedeckungen auf den Solarplatten durch Sandstürme. Weiterhin sind natürlich auch die steigenden Energiekosten nicht zu vernachlässigen und Einflüsse des Klimawandels können auf lange Sicht sogar positive Einflüsse auf den Solarenergieertrag haben, wenn Einstrahlungswerte steigen.

Neben den zu beachtenden Themen, ist den interessierten Parteien und deren Einfluss auf die Tätigkeit Wichtigkeit zuzuordnen. Interne Parteien schließen die Mitarbeiter, deren Familien und die Eigentümer, in diesem Fall den Staat ein. Die Mitarbeiter, einschließlich dem Betreiber der Anlage als angestellter des Staates, haben mit den größten Einfluss und ein moderates Interesse daran, dass die Pumpfunktion ohne Unterbrechungen gewährleistet ist. Es liegt demnach in ihrer Verantwortung mit der Überwachung und Instandhaltung der Anlage eine verlässliche Bewässerung der Felder beizubehalten, wodurch im gleichen Zuge ihr Arbeitsplatz gesichert ist. Natürlich haben auch die Familien der Mitarbeiter Interesse daran, dass alles reibungslos abläuft, um somit weiterhin finanziell versorgt zu werden. Gleichzeitig üben sie aber keinen Einfluss auf die Tätigkeit aus. Für den Staat als Auftraggeber ist das Interesse genauso bei einem reibungslosen Ablauf, vor Allem aber um die Bevölkerung mit Grundnahrungsmitteln versorgen zu können und durch die lokale Wertschöpfung Arbeitsplätze zu schaffen, um die grundsätzlich ärmliche Region zu stärken und Einnahmen zu generieren. Darüber hinaus hat der Staat großen Einfluss auf die Organisation, indem er über die Festlegung eines Mindestlohns und das Bereitstellen von nötigen Infrastrukturen, wie zum Beispiel Straßen- und Stromnetzen, die Grundbausteine für die Tätigkeit der Organisation legt.

Als externe interessierte Parteien gelten dazu Kunden und Endverbraucher, sowie externe Anbieter und gesetzliche Behörden. Gesetzliche Behörden haben dabei den geringsten Einfluss, interessieren sich aber für sichere Arbeitsverhältnisse und die Überwachung finanzieller Transaktionen, wie bspw. Steuern und Abgaben zwischen Mitarbeitern, dem Betreiber und dem Staat als Auftraggeber. Dagegen sind externe Anbieter, wozu die Firma hinter der Installation der Solarpumpanlage gehört, weniger an den Geschäftsabläufen und dergleichen interessiert. Vielmehr beeinflussen sie den Betrieb mit der initialen Installation einer funktionalen, sparsamen und nachhaltigen Anlage und mit ihrer Zuverlässigkeit, unvorhergesehene und routinemäßige Wartungsarbeiten zeitgerecht verrichten zu können. Das wahrscheinlich größte Interesse unter den externen Parteien geht von den Kunden und Endverbrauchern aus. Kunden, zu denen hauptsächlich Zwischenhändler zählen, benötigen für die eigene Wertschöpfung verlässliche, pünktliche Lieferungen der Ware. Diese vertreiben sie wiederum an Endverbraucher wie z.B. Farmer, als Tierfutter oder an die Bevölkerung als Grundnahrungsmittel.

Nachdem nun der Kontext der Organisation mit dem Anwendungsbereich des EnMS geklärt ist, muss sich die oberste Leitung der Organisation hinsichtlich des Betriebs der Solarpumpanlage eine geeignete Energiepolitik ausarbeiten. Sie muss für die Tätigkeit angemessen sein und eine fortlaufende Verbesserung der energiebezogenen Leistung unterstützen. Darin bemüht sich das Unternehmen, für das Erreichen der gesetzten

Energieziele und Aktionspläne, einen Rahmen für dessen Überprüfung zu setzen und alle nötigen Informationen dafür zu sammeln und aufzubewahren, sowie Ressourcen bereitzustellen. Außerdem verpflichtet sie sich, das EnMS und die energiebezogene Leistung in Zusammenhang mit der solarbetriebenen Bewässerung ständig anzupassen und zu verbessern.

Die Führung der Organisation - in diesem Fall der Betreiber des Ackerbaus und nicht der Staat als Auftraggeber - hat die Verpflichtung inne, Aufträge und Pflichten an das von ihr zusammengestellte Energiemanagementteam weiterzugeben. Außerdem trägt sie die gesamte Verantwortung und muss daher die Energieziele, die Aktionspläne und die Energiepolitik im angemessenen Rahmen für die Organisation festlegen. Sie muss den Erfolg des EnMS überprüfen, währenddessen alle Ressourcen für dessen Implementierung bereitstellen und Mitarbeiter anweisen und mit klarer Kommunikation unterstützen, sodass diese zur Wirksamkeit der ständigen Verbesserung der energiebezogenen Leistung beitragen können.

Da das EnMS nur auf den einen Bereich der Organisation angewendet wird, ist auch kein großes Energiemanagementteam notwendig. Trotzdem benötigt es einen Energiemanagementbeauftragten, der den reibungslosen Betrieb der Pump- und Bewässerungsanlage überwacht. Diese Person muss vor Ort stationiert sein und anhand der Überprüfung der Leistung der Anlage und der Übersicht über Peak- und Nicht-Peakzeiten des öffentlichen Versorgungsnetzes zwischen Solarstrom und Netzstrom, nach Bedarf, umschalten. Daneben kann ein Mitarbeiter, aus dem Bereich der Erntehilfe, die Funktion der Bewässerungsanlagen, inklusive Rohrleitungen auf den Feldern überwachen und bei Störungen, die zu einer Ineffizienz beitragen, die oberste Leitung informieren. Darüber hinaus wäre es ratsam, einen vom Staat angestellten Beamten, in regelmäßigen Abständen zum Ort des Betriebes zu schicken, um für den Auftraggeber selbst die aktuellsten Informationen über Effizienz, Kosten und Nutzen einzuholen.

Auch Risiken und Chancen, die sich für den Betrieb des Ackerbaus ergeben können, muss die Führung der Organisation berücksichtigen und dazu Maßnahmen vorsehen. Chancen gibt es dabei, bis auf mögliche Verbesserungen der benutzten Technologie im Bereich der Solarmodule, der Wechselrichter oder der Wasserpumpen, kaum. Deshalb müssen die vielen Risiken genau betrachtet werden. Risiken entstehen demnach für die Solarstromversorgung, wenn verlängerte Phasen von schlechtem Wetter auftreten oder Staubbeläge auf den Solarplatten die Effizienz minimieren. Dann muss vermehrt Netzstrom genutzt werden, was höhere Betriebskosten bedeuten würde. Hinzu kommt die Anfälligkeit von PVC-Rohren für Sonneneinstrahlung und die resultierende schnelle Alterung des Materials, der Verschleiß in den Wasserpumpen, die Funktionstüchtigkeit der RSIs, die Lebensdauer der Räder des Rundberegnungssystems und dessen Sprühdüsen. Als Maßnahme dagegen, müssen immer genügend Ersatzteile lagernd sein und regelmäßige Überprüfungen der Materialien und Komponenten durchgeführt werden. Genauso ist die Gesundheit und damit die Arbeitsfähigkeit der Mitarbeiter von hoher Bedeutung und dadurch ein Risiko, wenn solche wegen Krankheit ausfallen. Die

Organisation muss also sichere Arbeitsbedingungen schaffen, Sozialversicherung zahlen und angemessene Entlohnung auszahlen. In jedem Fall, in dem die genannten Risiken nicht beachtet werden, können sie zu einer Minderung der energiebezogenen Leistung beitragen.

Nachdem Maßnahmen für den Umgang mit Risiken und Chancen festgelegt wurden, bedarf es einer energetischen Bewertung und der Bestimmung der SEUs. Die Zieltätigkeit auf die das EnMS angewendet werden soll begrenzt sich, wie schon genannt, auf das gesamte Bewässerungssystem. Das heißt, dass die einzigen SEUs die Motoren der Wasserpumpen sind. Eine energetische Bewertung der alten Motoren wurde bereits in Kapitel 3.3.1 durchgeführt, woraus sich ein Energieverbrauch von insgesamt 7680 kWh pro Tag, bei vollem Betrieb, ergab. Dem Gegenüber steht der Verbrauch der neuen Pumpen bei 2364 kWh pro Tag. Die genannten Werte stellen gleichzeitig die EnPIs dar, anhand dessen die Wirksamkeit der ergriffenen Maßnahmen gemessen werden können. In diesem Fall wäre 7680 kWh der Bezugswert und 2364 kWh der Ergebniswert. Aus der Differenz dieser Werte erschließt sich die Änderung der energiebezogenen Leistung und ermöglicht damit eine Messung des Erfolgs der Energieziele (vgl. ISO 2018; 35). Ein geeigneter Zeitraum für die Messung dieser Werte sollen Jahreszyklen sein, durch welche sich Monats- und Tagesdurchschnittswerte ermitteln lassen sollen.

Mithilfe der EnPIs und anderer zusammengetragener Daten können nun Energieziele, Ziele und Aktionspläne zu dessen Erreichung abgeleitet werden:

1. **Energieziel:** Senkung der insgesamt aus dem Netz gezogenen Energie um 3% bis Jahresende.

Aktionsplan: Der Pumpbetrieb soll, wenn möglich, ausschließlich tagsüber bei Sonnenschein aktiv sein, um das Zurückgreifen auf Netzstrom zu verhindern oder zu minimieren.

2. **Energieziel:** Senkung der aus dem Netz gezogenen Energie zu Peakzeiten um 2% bis Jahresende.

Aktionsplan: Wenn die Umstände es nicht anders erlauben und Strom aus dem nationalen Versorgungsnetz genutzt werden muss, dann sollen die Pumpen nur oder hauptsächlich zu Nicht-Peakzeiten eingeschaltet werden, da dann die Stromkosten geringer sind.

3. **Ziel:** Reduzierung der Anschlusskosten um 2% bis Jahresende.

Aktionsplan: Der vor Ort agierende Energieanagementbeauftragte schaltet die Pumpen, sobald diese den Strom aus dem Netz beziehen, nacheinander und nach kurzen Intervallen ein. Somit werden nicht die gesamten Startamper aller Pumpen gleichzeitig aus dem Netz gezogen.

4. **Ziel:** Wandel des energiebezogenen Verhaltens bei den Angestellten.

Aktionsplan: Transparente Kommunikation mit Mitarbeitern, Mitarbeiterbefragungen und Energiebewusstsein schaffen durch bildende Workshops.

Nach Ablauf des jeweiligen Berichtszeitraums muss die Leitung den Erfolg der gesetzten Ziele bewerten und diese für den nächsten Berichtszeitraum gegebenenfalls anpassen, abändern oder erneuern, um die fortlaufende Verbesserung der energiebezogenen Leistung und dadurch den Erfolg des EnMS aufrechterhalten zu können.

3.3.4 Kosteneinsparungen durch Solarstrom

Wie im vorhergehenden Fallbeispiel, geht es nach Abschluss der Analyse der technischen Anforderungen und des notwendigen Energiemanagements, an die Betrachtung der finanziellen Aufwendungen für die Anlage. Nach Beendigung dieses Abschnitts, soll ein Kostenvergleich zwischen dem Betrieb der aktuellen Installation und der erarbeiteten Solarlösung vorliegen.

In Abschnitt 3.3.1 wurden bereits, als Beispiel, die Stromkosten des Betreibers für die Anlage ohne Solarstromanschluss des Monats April 2022 präsentiert. Insgesamt bezahlte er für den Zeitraum demnach N\$401 667 beim örtlichen Stromversorger NORED. Davon entfielen N\$33 000 für Stromverbrauch in Peakzeiten, N\$54 000 in der Standardzeit, N\$94 000 in Nicht-Peakzeiten und allein N\$162 540 auf die Anschlusskosten. Aufgrund des Fehlens der Stromrechnungen für andere Monate, wird der Gesamtbetrag dieses Monats als Referenzwert für alle anderen Monate des Jahres verwendet. Wie aus dem Tarifplan von NORED zu entnehmen ist, steigt der Strompreis schon im ersten Jahr um 7,6% (vgl. NORED Electricity Pty (Ltd) 2022). Da mit einer weiteren Steigerung der Preise in den kommenden Jahren zu rechnen ist, bleibt dieser Prozentsatz auch für die darauffolgenden Jahre für die Rechnung in diesem Abschnitt gültig.

Für die Installation der Solarpumpanlage müsste der Betreiber wiederum eine hohe Anfangsinvestition tätigen und diese entfällt vor Allem auf den Einkauf der Pumpen, der Wechselrichter und der Solarmodule. Nebenbei müssen das Stützgestell für die Solarplatten, die Solarstromkabel und die neuen Tauchrohre für die Installation am Brunnen bezahlt werden, wohingegen die alten Wassertransportleitungen weiterhin genutzt werden können. Preislich ergeben sich dadurch die Zahlen in folgender Tabelle 3:

Bezeichnung	Anzahl	Einzelpreis in N\$	Gesamtpreis in N\$	Quelle der Daten
NK 150-315.2/334 Wasserpumpe	10	244 405	2 444 050	Grundfos Pumps 2022
RSI Wechselrichter	10	66 585	665 850	Grundfos Pty (Ltd)
Solarmodule	570	2900	1 653 000	Conserv Engineering Services cc 2022
Stützgestell für Solarmodule (Berechnung angenähert pro Modul)	570	Ca. 953 pro Modul	543 210	Conserv Engineering Services cc 2022
<u>Summe</u>			<u>5 306 110</u>	

Tabelle 3: Preiszusammenstellung aus den wesentlichen Kostenpunkten der Installation

Aufgrund der nur für kurze Distanzen benötigten Solarkabel und Tauchrohre, sind die Kosten dafür im Vergleich zu den hohen finanziellen Aufwendungen der in der Tabelle aufgelisteten Komponenten für diesen Kostenvergleich zu vernachlässigen. Die wesentlichen Kostenpunkte zusammengerechnet ergeben also eine nötige Gesamtinvestition von etwa 5.3 Millionen Namibiadollarn. Es würden dazu keine laufenden Kosten entstehen, wenn jeden Tag die erwähnten 9,9 Sonnenstunden gegeben wären. Da es aber zu Phasen mit langer Bewölkung kommt und temporäre Staubbeläge, die die Solarleistung etwas senken, anzunehmen sind, muss zeitweise der Anschluss zum Netz genutzt werden. Ein geringer Durchschnittswert für laufende Kosten sollte daher berücksichtigt werden. Wenn der Energiemanagementbeauftragte, wie im Abschnitt zum Energiemanagement vorgestellt, die Pumpen nacheinander startet und diese hauptsächlich, soweit möglich, in Nicht-Peakzeiten laufen lässt, beschränken sich die Anschlusskosten auf die Kosten für 456 A (316 kVA) und N\$ 1,36 pro kWh entnommener Energie für die laufenden Kosten.

Die Reduzierung der 560 A beim gleichzeitigen Starten aller Pumpen auf die genannten 456 A, kann wie folgt nachvollzogen werden. Wenn die erste Pumpe startet, zieht diese 56 A, welche für die Berechnung der Anschlusskosten relevant sind, aus dem Netz. Sie

läuft dann in der Dreieckschaltung auf 96 A, wodurch die Differenz von 40 A auch hinzugerechnet werden muss. Werden nun die anderen Pumpen jeweils Zeitversetzt eingeschaltet, sind die Startampere von jeweils 56 A schon in die Anschlusskosten einberechnet, da sie logischerweise nicht zur gleichen Zeit, wie die anderen Pumpen gestartet wurden. Stattdessen muss lediglich die Differenz von 40 A, die dann pro Pumpe beim Umschalten zur Dreieckschaltung hinzukommt, angerechnet werden.

$$A_{\text{Dreieckschaltung}} + 9 * A_{\text{Diff.}} = A_{\text{Gesamt}} \quad (13.1)$$

$$96 \text{ A} + 9 * 40 \text{ A} = \underline{456 \text{ A}} \quad (13.1)$$

$$S(\text{kVA}) = \sqrt{3} * I(\text{A}) * \frac{U(\text{V})}{1000} \quad (7.1)$$

$$S(\text{kVA}) = \sqrt{3} * 456 \text{ A} * \frac{400 \text{ V}}{1000} = \underline{316 \text{ kVA}} \quad (7.1)$$

$$S(\text{kVA}) * \text{Anschlusskosten pro kVA} = \text{Anschlusskosten}_{\text{Gesamt}} \quad (13.2)$$

$$316 \text{ kVA} * \text{N\$ } 284 = \underline{\text{N\$89 723}} \quad (13.2)$$

Unter Berücksichtigung des Strompreisanstiegs um die 7,6% begrenzen sich die Anschlusskosten also auf N\$89 723. Da hauptsächlich im Sommer die Phasen mit Bewölkung auftreten und im Winter meist uneingeschränkter Sonnenschein herrscht, kann über den Verlauf eines Jahres und für die Dauer, in der Strom aus dem Netz gezogen werden muss, ein Durchschnitt von einer Stunde pro Tag angenommen werden. Pro Monat sind das etwa 30 Stunden. Dabei wird angenommen, dass alle Pumpen in diesen Stunden zusammen arbeiten und daher 259,5 kW aus dem Netz gezogen werden. Multipliziert mit dem Preis pro kWh ergeben sich also Kosten über N\$10 588 pro Monat, die addiert mit den Anschlusskosten, an den Betreiber eine monatliche Kostenanforderung von N\$100 311 stellen würden.

Nun liegen alle Werte für den Betrieb der alten Anlage über einen ausschließlichen Netzanschluss mit den alten Pumpen und ohne Energiemanagement, sowie die Werte für eine überarbeitete Solarlösung, vor. Deshalb kann über ein Balkendiagramm ein Kostenvergleich angestellt werden, der zeigt, ab welchem Zeitpunkt, trotz einer hohen Anfangsinvestition, Kosteneinsparungen zustande kommen würden.

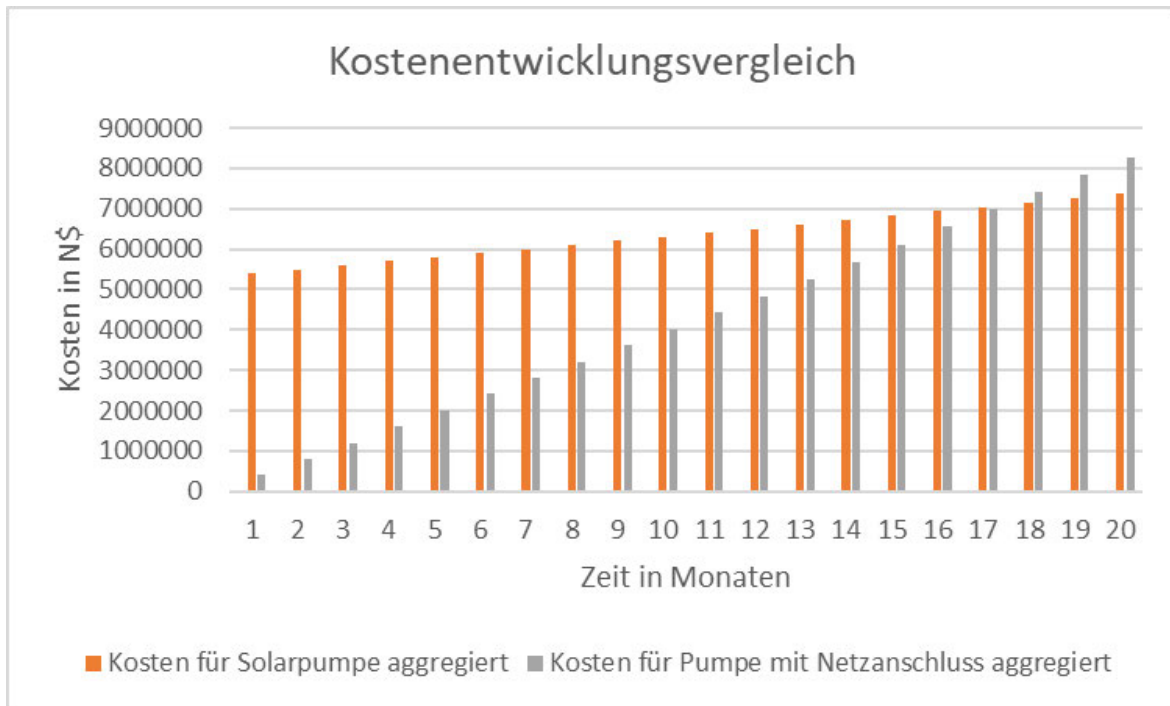


Abbildung 18: Vergleich der Kostenentwicklung

Das obentehende Diagramm in Abbildung 18 zum Kostenentwicklungsvergleich bildet also die aggregierten Kosten für die verschiedenen Pumpsysteme mit den Kosten in Namibiadollarn auf der X-Achse, abhängig von der Zeit in Monaten auf der Y-Achse, ab. Zu erkennen ist, dass auch unter Berücksichtigung der Preissteigerung ab Monat 13, die Kosten für den Betrieb der alten Anlage, die anfangs höheren finanziellen Aufwendungen der Solarpumpanlage, ab dem 18. Monat übersteigen. Deshalb lohnt sich die neue Installation schon ab anderthalb Jahren nach dem Einbau. Danach gehen die Einsparungen, wegen den zu erwartenden zukünftigen Preissteigerungen, leicht exponentiell in die Höhe.

4 Implikationen

In diesem Kapitel sollen weiterführende Überlegungen zu möglichen ökonomischen und umweltrelevanten Auswirkungen solcher Anlagen für das Land Namibia und dessen Menschen zusammengefasst werden.

4.1 Ökonomische Auswirkungen

Die Etablierung solcher Anlagen für den Zweck der Frischwasserförderung in der Landwirtschaft kann für die Ökonomie des Landes weitreichende, positive Auswirkungen haben. Darunter fallen Einflüsse auf Jobs und Jobpotentiale, sowie Einflüsse auf Namibias GDP und das allgemeine Wohlergehen der breiten Bevölkerung.

Im Bereich der Jobs und Jobpotentiale können geringere Stromkosten für die Unternehmen, zu höherem Kapitalbestand für die Bezahlung von Mitarbeitern führen. Damit können einerseits mehr Arbeitsplätze geschaffen und diese auch besser bezahlt werden. Der Strom wird in diesem Szenario außerdem nicht mehr aus dem Ausland importiert, weshalb die vorher dafür entfallenen Investitionen landesweit für den Bau mehrerer solcher Anlagen genutzt werden können, die wiederum Arbeitsplätze, sowie der des Energiemanagementbeauftragten, kreieren. Daher müssen die Arbeiter technisch ausgebildet werden und haben damit bessere Chancen auch in Zukunft Arbeitsplätze zu finden. Dies bekämpft, durch die Schaffung von Bildung, die Armut auf lange Sicht.

Auswirkungen auf Namibias GDP und das allgemeine Wohlergehen der Menschen können darüber hinaus aus folgenden Umständen hervorgehen:

Große Investitionen werden getätigt und das hat einen beträchtlichen Einfluss auf das GDP eines Landes. Außerdem sind dies, wie in den Fallbeispielen gesehen, umfassende Anfangsinvestitionen, die folglich kleine laufende Kosten begünstigen (vgl. Detlof von Oertzen 2018; 18) Da weniger Geld für die Strombeschaffung ins Ausland fließt, steigt die lokale Wertschöpfung. Dadurch haben lokale Gemeinden besseren Zugang zu Bildung und dem Gesundheitswesen, weshalb die allgemeine Wohlfahrt zunimmt. Besser verdienende Menschen zahlen im Umkehrschluss mehr Steuern an den Staat, der wiederum weiter in die Ökonomie investieren kann. Korruption wie sie in Namibia, so wie in vielen Dritte-Welt-Ländern, vorherrscht, könnte aber diesen Prozess verlangsamen, wenn das eingenommene Geld dadurch nicht in die Entwicklung investiert wird. Durch Korruption kommen Gelder oder Teile davon nicht den dafür vorgesehenen Zielnutzen zugute, weil Menschen in öffentlichen Ämtern ihre Machtpositionen ausnutzen, um selbst vom Geld zu profitieren. Aber auch ungeachtet der Korruption, bahnt die für die Anlagen

notwendige Technologie den Weg für neue, kostensenkende Technologien, die aus ständiger Entwicklung hervorgehen und in die weiter investiert werden wird.

Nebenbei kann die Landwirtschaft, die ein wichtiger Bestandteil des GDP in Namibia ist, kosteneffektiver ausgeführt werden und somit muss auch hier weniger aus dem Ausland importiert werden. Wie in Kapitel 2.3.3 erwähnt, können damit die Nahrungsengpässe gemindert und eine nachhaltige Industrialisierung gestärkt werden. Wird die Menge des bei Nkurenkuru produzierten Mais mit der Produktionsmenge des gesamten Landes zu Beginn des Jahres, als dieser Anbau noch nicht aktiv war, verglichen, so besteht allein dadurch eine Erhöhung von 1116 Tonnen auf 3500 Tonnen, also ein Anstieg von ca. 300%.

Wenn daran anknüpfend mehr solcher Grundnahrungsmittel auf solche Weise bereitgestellt werden können, kann aufgrund des großen Angebots der Preis dafür auf Dauer sinken oder zumindest rasante Preisanstiege verhindert werden, sodass die Menschen in Zukunft möglicherweise weniger als die in Kapitel 2.3.3 genannten 14,8% ihrer Haushaltsausgaben für Nahrung ausgeben müssen.

4.2 Umweltrelevante Auswirkungen

Neben Einflüssen auf die Ökonomie des Landes, haben Solarpumpenanlagen auch Auswirkungen auf die natürliche Umwelt, die nicht nur positiv ausfallen. Anhand folgender Argumente wird dies verdeutlicht.

Sämtliche Komponenten für die Installationen werden nicht in Namibia hergestellt und müssen daher aus dem Ausland importiert werden. So stammen zum Beispiel die von Conserv Engineering Services verwendeten Solarmodule der Marke Canadian Solar aus China (vgl. Canadian Solar Inc. 2020). Das impliziert lange Transportwege, die mit großem CO₂-Ausstoß einhergehen.

In Namibia gibt es in Addition, keine Möglichkeiten des Recyclings von Solarzellen. Diese werden aktuell, entweder aus Unwissenheit oder Ignoranz, unsachgemäß entsorgt. Stattdessen müssten sie wiederum über weite Transportwege ins Ausland geschickt werden, – nach Europa oder in die USA - um in einer dafür vorgesehenen Recyclinganlage verwertet zu werden.

Und trotzdem kann, mit 77,6% des namibischen Strommixes aus Schweröl stammend, jede Solaranlage zur Frischwasserförderung, besonders mit einer Größe, wie der gerade analysierten bei Nkurenkuru, einen kleinen Beitrag dazu geleistet werden, dass weniger Schweröle in der Stromproduktion verwendet werden müssen. Diese Anlage allein, spart mit dem richtigen Energiemanagement ca. 112 000 kWh Energie pro Monat ein. Das sind 1,3 MWh im Jahr, was für eine einzelne Anlage eine beträchtliche Menge darstellt.

5 Schlussbetrachtung und Perspektive

Dieses abschließende Kapitel fasst die wesentlichen, durch die Arbeit gewonnenen Erkenntnisse, zusammen. Aus Sicht des Autors wird darüber hinaus eine Bewertung der Leistung der Arbeit vorgenommen und ökonomische, wie auch ökologische Perspektiven in einem Ausblick aufgezeigt.

5.1 Ergebnisse

Aus der Einleitung geht bereits hervor, dass Namibia ein Land mit großen Potentialen für erneuerbare Energien ist und durch starke Sonneneinstrahlungswerte, besonders in Solarkraft investiert werden kann. Trotzdem wird immernoch ein hoher Prozentsatz des Stroms importiert und der Großteil des selbst produzierten Stroms weiterhin aus fossilen Brennstoffen gewonnen. Insgesamt führt das zu einer starken Abhängigkeit vom Ausland, zu latenten Preisanstiegen für Strom und häufigen Unterbrechungen in der Stromversorgung. Gleichzeitig sorgt das hauptsächlich aride Klima in diesem Teil des südlichen Afrikas für wenige Oberflächenwasservorkommen und die Abhängigkeit zur Versorgung durch Grundwasser. Das impliziert bestimmte Anforderungen an eine stabile Wasserversorgungsinfrastruktur und an kompetentes Management. Beides ist einerseits unter der Verantwortung des staatseigenen Unternehmens NamWater und andererseits wegen der geringen Bevölkerungsdichte, nicht immer gegeben. Besonders wenn Unternehmen in der Landwirtschaft tätig sind, sind verlässliche Strom- und Wasserversorgung Kernkriterien für den wirtschaftlichen Erfolg. Diese Unternehmen sind nebenbei auch noch den Preisanstiegen für Strom ausgesetzt, während sie zur gleichen Zeit schlechtere Preise für ihre produzierten Landwirtschaftsgüter erhalten. Als Resultat, müssen sich diese Unternehmen die Wasserversorgung oftmals selbst bereitstellen, um überhaupt Zugang zu Wasser zu haben und um Kosten einzusparen.

Wie erwartet, bringen Solaranlagen zur Förderung von Grundwasser oder Oberflächenwasser einige Vorteile mit sich, aber auch gewisse Nachteile sind zu berücksichtigen. Erstens gehen mit der Installation einer solchen Anlage, vor der ersten Inbetriebnahme, sehr hohe Kosten einher. Diese lohnen sich aber nach einer bestimmten Zeit, wenn dadurch keine oder nur noch geringe monatliche Kosten für den Verbrauch des Stroms aus dem öffentlichen Netz anfallen. Wie lange dies dauert, hängt im wesentlichen von der Anschlussleistung und der benötigten Energie in kWh ab. In manchen Fällen, sowie bei der Rinderzucht auf der Farm Ekuja, kann das sogar einige Jahre benötigen. Außerdem ist auch der technische Aufwand für die Installation erheblich größer. Für den Eigentümer lohnt sich ein solcher Aufwand daher nur, wenn er die Anlage weit über die errechneten 11 Jahre hinaus betreiben kann. In anderen Fällen, wie z.B. bei der

Installation bei Nkurenkuru für die Bewässerung von riesigen Anbauflächen, wo durchgehend immense Mengen Wasser benötigt werden, ist ein angepasstes Energiemanagement notwendig. Dies bringt einen beträchtlichen, regelmäßigen Managementaufwand mit sich. Dadurch kann aber sichergestellt werden, dass selbst zu Phasen mit niedriger Sonneneinstrahlung und dem resultierenden, anteiligen Verbrauch von Netzstrom, möglichst geringe laufende Kosten auftreten und damit die Anfangsinvestitionen schnell eingespart werden können.

5.2 Bewertung der Arbeit

Die Arbeit schafft es, die Forschungsfrage in den Kontext der dafür relevanten Bereiche im Land Namibia einzugliedern und die gewählten Fallbeispiele aus der Praxis erfolgreich zu analysieren. Ihr gelingt es damit, die aktuell vorherrschenden Schwierigkeiten hinsichtlich der Wasservorkommen, der Energieversorgung und der Landwirtschaft zusammenzufassen und die auf die Missstände fokussierten Potentiale der solaren Frischwasserförderung aufzuzeigen.

Mit Betrachtung des aktuellen Forschungsstandes konnten darüber hinaus Lücken in der Literatur aufgedeckt werden, welche die Erkenntnisse der Arbeit zu füllen vermögen. Dies bezieht sich einerseits besonders auf die erarbeiteten finanziellen Vorteile und die mögliche Unabhängigkeit der Betriebe in der Branche vom öffentlichen Versorgungsnetz, das durch häufig auftretende Stromausfälle nicht immer verlässlich ist. Andererseits treten aber auch bestimmte Nachteile, sowie höhere technische Aufwände, größere Managementaufwendungen und negative Auswirkungen auf die Umwelt, zum Vorschein.

Zusammenfassend lässt sich trotzdem sagen, dass die Vorteile der Anlagen zur solarbetriebenen Frischwasserförderung in Namibia definitiv die Nachteile übertreffen und dass die dadurch möglichen Potentiale klar dargestellt werden konnten.

5.3 Perspektive

Es ist davon auszugehen, dass solarbetriebene Frischwasserförderung in der Landwirtschaft in Zukunft weiterhin Arbeitsplätze sichern, die lokale Wertschöpfung steigern und dabei einen Beitrag zum Stromsparen leisten wird. Dazu bietet sich besonders in Namibia mit dessen wenigen und schwer erreichbaren Wasserreserven die Anwendung solcher Anlagen, auch auf lange Sicht, definitiv an. Nicht zuletzt, weil durch den Klimawandel die Trockenphasen noch länger anhalten und dadurch die durchschnittlichen Sonnenstunden pro Tag weiter anwachsen werden.

Außerdem können die Anlagen in Zukunft eine noch wichtigere Rolle spielen, wenn die Strompreise, entsprechend aktueller Entwicklungen, weiter steigen und mit deren Verwendung noch mehr Geld gespart werden kann. Zwar werden durch die anhaltende

Inflation auch die Bestandteile der Anlagen teurer und damit die Anfangsinvestitionen noch höher, aber dies wird umso schneller mit den Ersparnissen durch die Nicht-Nutzung des Netzstroms kompensiert. Zudem können Solarbatterien, die zurzeit noch sehr teuer sind, aber in Zukunft wohl günstiger werden und könnten dann möglicherweise innerhalb der nächsten zehn Jahre als Rücksicherung in die Anlagen integriert werden. Das wird sich als äußerst praktisch erweisen, um entweder komplett unabhängig von Netzstrom zu werden oder wenn Standorte derart weit vom nächsten Stromanschluss abgelegen sind, dass ein Netzanschluss nicht möglich ist.

Trotz Allem muss immer berücksichtigt werden, dass Anlagen ab einer bestimmten Größe ein angepasstes Energiemanagement für einen effektiven Betrieb benötigen und dass die mit dieser Technologie einhergehenden sehr hohen Anfangsinvestitionen zum Teil einige Jahre brauchen, um sich als rentabel zu erweisen.

Literatur

Babaa, Saleh Elkelani; Armstrong, Matthew; Pickert, Volker (2014): Overview of Maximum Power Point Tracking Control Methods for PV Systems. In: *JPEE* 02 (08), S. 59–72. DOI: 10.4236/jpee.2014.28006.

Canadian Solar Inc. (Hg.) (2020): Canadian_Solar-Datasheet- HiKu_CS3W-MS_(1000V & 1500V)_EN. Online verfügbar unter https://www.canadiansolar.com/wp-content/uploads/2019/12/Canadian_Solar-Datasheet-HiKu_CS3W-MS_EN.pdf, zuletzt geprüft am 26.09.2022.

Conserv Engineering Services cc (Hg.) (2022): Invoice. Per Mail gesendet an Damian Schreiber am 20.04.2022.

Detlof von Oertzen (2018): ECONOMIC IMPACTS OF THE DEPLOYMENT OF RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES IN NAMIBIA. Online verfügbar unter https://www.academia.edu/37258993/ECONOMIC_IMPACTS_OF_THE_DEPLOYMENT_OF_RENEWABLE_ENERGY_TECHNOLOGIES_IN_NAMIBIA, zuletzt geprüft am 30.07.2022.

Grundfos (Hg.) (2021): RSI Data Booklet. Online verfügbar unter <https://product-selection.grundfos.com/za/products/rsi?tab=documentation>, zuletzt aktualisiert am 26.09.2022, zuletzt geprüft am 26.09.2022.

Grundfos (Hg.) (2022): Grundfos Pump System. Per Mail gesendet an Damian Schreiber am 28.04.2022.

Grundfos Holding A/S (Hg.) (2016): RSI Product Brochure. Online verfügbar unter <https://product-selection.grundfos.com/za/products/rsi?tab=documentation>, zuletzt aktualisiert am 26.09.2022, zuletzt geprüft am 26.09.2022.

Grundfos Product Center (Hg.) (2022): Size Page. Online verfügbar unter <https://product-selection.grundfos.com/za/size-page?qcid=1662501418>, zuletzt aktualisiert am 25.09.2022, zuletzt geprüft am 25.09.2022.

Grundfos Pumps (Hg.) (2022): NK 150-315.2/334 AA2F1AESBQQEUW3. Online verfügbar unter <https://product-selection.grundfos.com/za/products/nk-nke-nke-series-2000-nk-bare-shaft/nk/nk-150-3152334-99001711?rootssystemid=1671425583&pumpssystemid=1671425825&tab=variant-sizing-results>, zuletzt aktualisiert am 07.10.2022, zuletzt geprüft am 07.10.2022.

Humavindu, Michael N.; Stage, Jesper (2013): Key Sectors of the Namibian Economy. In: *Economic Structures* 2 (1). DOI: 10.1186/2193-2409-2-1.

2018: ISO 50001:2018(en), Energy management systems — Requirements with guidance for use. Online verfügbar unter <https://www.iso.org/obp/ui/#iso:std:iso:50001:ed-2:v1:en>, zuletzt geprüft am 22.11.2022.

Namibia Power Corporation (Pty) Ltd (Hg.) (2021): NamPower Annual Report 2021. Online verfügbar unter <https://www.nampower.com.na/public/docs/annual-reports/NamPower%20Annual%20Report%202021.pdf>, zuletzt geprüft am 30.07.2022.

- Namibia Statistics Agency (Hg.) (2022): First_Quarter_Agriculture_Statistical_Bulletin_2022. Online verfügbar unter https://d3rp5jatom3eyn.cloudfront.net/cms/assets/documents/First_Quarter_Agriculture_Statistical_Bulletin_2022.pdf, zuletzt geprüft am 30.07.2022.
- Namibia Statistics Agency (NSA) (Hg.) (2022): Namibia CPI-bulletin August 2022. Online verfügbar unter <https://nsa.nsa.org.na/wp-content/uploads/2022/09/Namibia-CPI-bulletin-August-2022.pdf>, zuletzt geprüft am 14.10.2022.
- Namibia Water Corporation Ltd (Hg.): Weekly Dam Bulletin. Online verfügbar unter https://namwater.com.na/images/dambulletin/DamBulletin_22-08-08.pdf, zuletzt geprüft am 14.08.2022.
- Namibia Water Corporation Ltd (Hg.) (2020): NamWater_2020_Annual_Report. Online verfügbar unter https://namwater.com.na/images/docs/NamWater_2020_Annual_Report.pdf, zuletzt geprüft am 30.07.2022.
- NORED Electricity (Pty) Ltd. (Hg.) (2022): NORED Stromtarife für 2022/2023. Online verfügbar unter https://www.nored.com.na/wp-content/uploads/2022/10/Nored_tariffs_2022_23.pdf, zuletzt geprüft am 23.10.2022.
- Okavango Research Institute 2011 (Hg.) (2022): ORI monitoring and forecasting. Online verfügbar unter <http://okavangodata.ub.bw/ori/monitoring/water/>, zuletzt aktualisiert am 04.10.2022, zuletzt geprüft am 04.10.2022.
- Okorie, Maduako E.; Inambao, Freddie L.; Chiguvare, Zivayi; Alfeus, Shalonda (2018): Renewable Energy and African Industrialization: A Participatory Integrated Approach in Assessing Concentrated Solar Power Potential in Namibia. Online verfügbar unter https://www.academia.edu/38177946/IJMET_09_12_054_pdf?auto=download&email_work_card=download-paper.
- Recknagel, H.; Schramek, E. R.; Sprenger, E. (1997): Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik. Einschliesslich Warmwasser- und Kältetechnik. 68. Aufl. München: Oldenburg.
- Schubert, Klaus; Klein, Martina (2018): Das Politiklexikon. Begriffe, Fakten, Zusammenhänge. 7., vollständig überarbeitete und erweiterte Auflage. Bonn: Dietz.
- Statista (Hg.) (2022): Namibia - Bevölkerungsdichte bis 2020 | Statista. Online verfügbar unter <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/746271/umfrage/bevoelkerungsdichte-in-namibia/#professional>, zuletzt aktualisiert am 11.08.2022, zuletzt geprüft am 11.08.2022.
- Sulzer Pumps (2010): Sulzer centrifugal pump handbook. Previous ed.: Kidlington: Elsevier Advanced Technology, 1998. 3rd ed. Oxford: Butterworth-Heinemann.
- Swart, Koos: Distribution Tariff 2022-2023. Hg. v. Namibia Power Corporation (Pty) Ltd. Online verfügbar unter <https://www.nampower.com.na/public/docs/tariffs/Distribution%20Tariff%202022-2023.pdf>, zuletzt geprüft am 12.08.2022.
- Uni Köln (Hg.) (2007): Project E1 - Atlas of Namibia. Online verfügbar unter http://www.uni-koeln.de/sfb389/e/e1/download/atlas_namibia/e1_download_physical_geography_e.htm#ivers1, zuletzt aktualisiert am 01.10.2007, zuletzt geprüft am 22.11.2022.

von Oertzen, Detlof (2015): REEE-powering Namibia. 1st edition. Windhoek Namibia: Konrad-Adenauer-Stiftung. Online verfügbar unter https://www.researchgate.net/publication/283715727_REEE-powering_Namibia.

WildWeb (Hg.) (2022): Von Bach Dam sluices opened for the 5th time in 50 years. Online verfügbar unter <https://namibian.org/news/nature-and-environment/hardap-dam>), zuletzt aktualisiert am 22.11.2022, zuletzt geprüft am 22.11.2022.

World Bank Group (Hg.) (2022): Climate Change Knowledge Portal. Online verfügbar unter <https://climateknowledgeportal.worldbank.org/country/namibia/climate-data-historical>, zuletzt aktualisiert am 14.10.2022, zuletzt geprüft am 14.10.2022.

Anlagen

Teil 1 A-I

Teil 2 A-III

Anlagen, Teil 1



Bild 1: Die Stauseen Namibias (Quelle: Wildweb 2022)

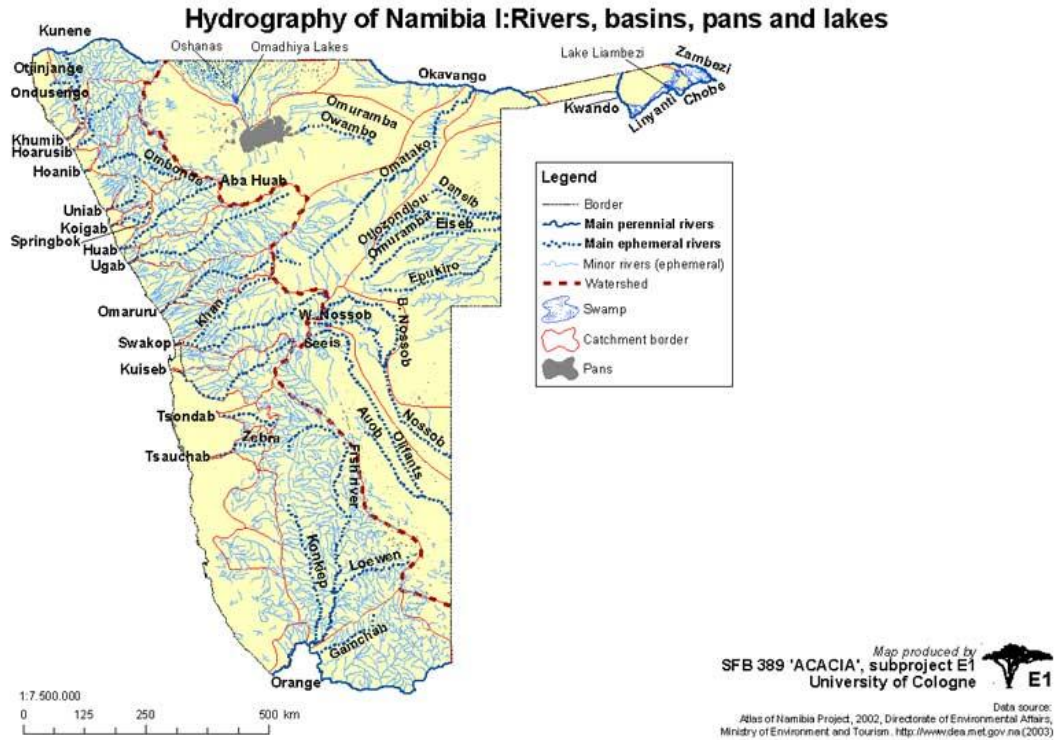


Bild 2: Namibias Flüsse (Quelle: Uni Köln 2007)

NAMWATER
Namibia Water Corporation Ltd

SURFACE WATER SYSTEM

WEEKLY DAM BULLETIN

Date of this bulletin: 18/07/2022
Date of last bulletin: 11/07/2022

NAME OF RESERVOIR	Full Supply		Lowest Abstraction				Present Water Stage (AMSL)	Present Volume (Mm ³)	Present % of Full Capacity	Change Since Last Bulletin (Mm ³)	Volume One Week Ago (Mm ³)	% of Full Capacity One Week Ago	Volume Last Season (Mm ³)	% Last Season	Weekly Rainfall (mm)
	Level (AMSL)	Capacity (Mm ³)	Level Irrigation (AMSL)	Capacity Irrigation (Mm ³)	Level (AMSL)	Capacity (Mm ³)									
SWAKOPPOORT DAM	1135.00	63.489	N/A	N/A	1119.60	2.926	1133.95	55.744	87.8	-0.353	56.097	88.4	57.963	91.3	
VON BACH DAM	1350.00	47.525	N/A	N/A	1331.27	3.491	1344.27	24.838	52.3	-0.032	24.870	52.3	30.467	64.1	
OMATAKO DAM	1359.00	43.495	N/A	N/A	1353.20	4.073	1353.05	3.696	8.5	-0.403	4.099	9.4	34.607	79.6	
SUB-TOTAL CENTRAL		154.513				10.490		84.278	54.5	-0.788	85.068	55.1	123.037	79.6	
FRIEDENAU DAM	1649.21	6.723	N/A	N/A	1633.50	0.391	1648.01	5.772	85.9	-0.052	5.824	86.6	6.037	89.8	
GOREANGAB DAM	1585.31	3.621	N/A	N/A	1574.31	0.010	1585.02	3.366	93.0	0.011	3.355	92.7	3.566	98.5	N/A
SUB-TOTAL WINDHOEK		10.344				0.401		9.138	88.3	-0.041	9.179	88.7	9.603	92.8	
SUB-TOTAL CAN		164.857				10.891		93.416	56.7	-0.829	94.245	57.2	132.640	80.5	
OTJIVERO MAIN DAM	1575.50	9.808	N/A	N/A	1561.15	0.066	1570.10	3.440	35.1	-0.025	3.465	35.3	5.057	51.6	
OTJIVERO SILT DAM	1576.00	7.795	N/A	N/A	1568.98	0.096	1569.90	0.198	2.5	-0.011	0.209	2.7	0.682	8.7	
TILDA VILJOEN DAM	1436.04	1.224	N/A	N/A	1425.71	0.028	1429.21	0.267	21.8	-0.029	0.296	24.2	0.895	73.1	
DAAN VILJOEN DAM	1432.22	0.429	N/A	N/A	1426.00	0.000	1430.80	0.200	46.5	0.002	0.197	46.0	0.289	67.3	
SUB-TOTAL GOBABIS		19.256				0.190		4.105	21.3	-0.063	4.167	21.6	6.923	36.0	
HARDAP DAM	1135.00	294.593	1118.46	18.952	1114.80	4.299	1131.03	192.457	65.3	-0.452	192.909	65.5	185.086	62.8	
NECKARTAL DAM	787.50	857.420	745.00	18.952	730.00	2.590	786.95	837.404	97.7	-1.819	839.223	97.9	831.914	97.1	
NAUTE DAM	732.00	83.580	N/A	18.952	711.30	1.320	731.58	78.873	94.4	-0.327	79.200	94.8	78.873	94.4	
OANOB DAM	1453.00	34.505	N/A	18.952	1424.50	0.417	1450.55	26.714	77.4	-0.144	26.858	77.8	31.241	90.5	
DREIHOEK DAM	895.00	15.493	N/A	18.952	884.13	0.205	887.82	1.578	10.2	-0.036	1.614	10.4	4.834	31.2	
BONDEL'S DAM	347.58	1.103	N/A	18.952	344.70	0.007	empty	0.000	0.0	0.000	0.000	0.0	0.035	3.6	
SUB-TOTAL SOUTH		1286.894				8.839		1137.026	88.4	-2.778	1139.904	88.6	1131.987	88.0	
OLUSHANDJA DAM	1106.02	45.641	N/A	N/A	1103.00	1.258	1103.85	5.468	12.0	0.416	5.052	11.1	10.800	23.7	N/A
OMARURU DELTA DAM	262.20	35.203	N/A	N/A	242.96	0.000	empty	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	N/A
OMATJENNE DAM	1362.92	3.063	N/A	N/A	n/a	0.000	empty	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	N/A
TOTAL		1556.714				21.178		1240.014	79.7	-3.254	1243.268	79.9	1282.350	82.4	

A blank space or an (NR) indicates no readings received.
An (e) indicates that the water level has been estimated.
An (w) indicates that the conditions were very windy, resulting in an inaccurate reading.
Omatjenne Dam does not have abstraction facilities.
The dam contents are according to the latest dam basin surveys.
The inflow that is reflected in the bulletin does not take into account evaporation and abstraction of water.
An (N/A) indicates that there is no rain gauge at the dam.

*Transfer from Omatako Dam to Von Bach Dam took place.

Bild 3: Wöchentliche Datensammlung zu den nationalen Stauseen (18.07.2022)

Anlagen, Teil 2



ETZGER DRILLING
O BOX 1868
JUNDU
Namibia
100

TAX INVOICE

P O Box 639, Ondangwa, Namibia
Tel +264 832822100
Customer Reporting Centre
+264 832822123/26
info@nored.com.na
Toll free: 0800-000100
VAT NO: 2765404015
CO Reg Number: 2001/0228

Invoice Number	VAT Number	Account Number	Invoice Date
11197661		5002344	12.04.2022

Date	Description	VAT	Charge	Amount
12.04.2022	BASIC CHARGE	191.25	1,275.00	1,466.25
12.04.2022	DEMAND CHARGE	24,381.00	162,540.00	186,921.00
12.04.2022	PEAK TIME	4,961.77	33,078.47	38,040.24
12.04.2022	STANDARD TIME	8,125.43	54,169.55	62,294.98
12.04.2022	OFF-PEAK TIME	14,152.64	94,350.92	108,503.56
12.04.2022	ECB LEVY	0.00	2,530.83	2,530.83
12.04.2022	NEF LEVY	0.00	1,910.05	1,910.06
	TOTALS:	51,812.09	349,854.83	401,666.92

meter Number: 95935763	Total for this invoice:	N\$ 401,666.92
------------------------	--------------------------------	-----------------------

Meter Readings				Property Information			
Type	Previous	Current	Cons	Town/Region	Kavango West		
EAK	169715.40	185392.40	15677.00	BookNo			
TANDARD	276030.00	307708.10	31678.10	Customer Group	LPU		
FF PEAK	557436.10	629459.70	72023.60	KVA	630.0000		
TOTAL			119378.70	Meter Reading	01.03.2022	Previous	ACTUAL
				Date	01.04.2022	Current	ACTUAL
				Due Date	Deposit	Total for this invoice	
				07.05.2022		N\$ 401,666.92	
				Please refer to your account statement for the amount payable.			
				Please pay your electricity account before the 7th of every month to avoid disconnection and interest.			
				NORED Electricity (Pty) Ltd.			
				First National Bank			
				B/Code: 281173, Oshakati			
				Acc: 62032682953, Current a/c			

Bild 4: Rechnung des örtlichen Stromversorgers NORED im Norden des Landes für den Monat April 2022

Schedule of Approved Tariffs
Valid from 07/2022 for NORED - NORED

Description	Approved Tariff Charges
-------------	-------------------------

GENERAL 1 PHASE

Flat Energy Tariffs	
Energy Charge N\$/kWh N\$/kWh	1.7400
Monthly Charge N\$ N\$/month	410.00
Capacity Charge N\$/amp N\$/summed Ampere/month	23.80
ECB levy N\$/kWh	0.0212
NEF levy N\$/kWh	0.0160

GENERAL 3 PHASE TOU

Time-of-Use Energy Tariffs	Peak Time	Standard Time	Off-Peak Time
Energy Charge N\$/kWh - N\$/kWh	2.2500	1.8100	1.3600
Monthly Charge N\$ N\$/month	530.00		
Capacity Charge N\$/amp N\$/summed Ampere/month	63.60		
ECB levy N\$/kWh	0.0212		
NEF levy N\$/kWh	0.0160		

GENERAL DEMAND TOU KVA

Time-of-Use Energy Tariffs	Peak Time	Standard Time	Off-Peak Time
Energy Charge N\$/kWh - N\$/kWh	2.2500	1.8100	1.3600
Monthly Charge N\$ N\$/month	1,300.00		
Demand Charge N\$/kVA/month	284.00		
ECB levy N\$/kWh	0.0212		
NEF levy N\$/kWh	0.0160		

GENERAL PREPAID

Flat Energy Tariffs	
Energy Charge N\$/kWh N\$/kWh	2.5300
ECB levy N\$/kWh	0.0212
NEF levy N\$/kWh	0.0160

NET METERING FLAT

Flat Energy Tariffs	
Energy Charge N\$/kWh N\$/kWh	1.1200

NET METERING TOU

Time-of-Use Energy Tariffs	Peak Time	Standard Time	Off-Peak Time
Energy Charge N\$/kWh - N\$/kWh	1.6000	1.2000	0.8000

RESIDENTIAL PREPAID

Flat Energy Tariffs	
Energy Charge N\$/kWh N\$/kWh	2.3500
ECB levy N\$/kWh	0.0212
NEF levy N\$/kWh	0.0160

SOCIAL PREPAID

Flat Energy Tariffs	
Energy Charge N\$/kWh N\$/kWh	2.1300
ECB levy N\$/kWh	0.0212
NEF levy N\$/kWh	0.0160

Bild 5: Aktuelle Stromtarife des Stromversorgers NORED (Quelle: NORED Electricity (Pty) Ltd. 2022)

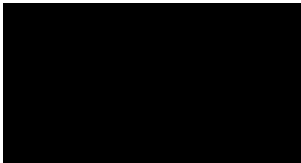
Selbstständigkeitserklärung

Hiermit erkläre ich, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig und nur unter Verwendung der angegebenen Literatur und Hilfsmittel angefertigt habe.

Stellen, die wörtlich oder sinngemäß aus Quellen entnommen wurden, sind als solche kenntlich gemacht.

Diese Arbeit wurde in gleicher oder ähnlicher Form noch keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegt.

Dresden, den 30.11.2022



Damian Schreiber