

Inselgemeinde Langeoog
Die Bürgermeisterin
--/ms

Langeoog, den 08.12.2022

Vorlage-Nr.: **VO22-287**

Zur Sitzung des
VA
Rat

Betrifft: **Machbarkeitsstudie Ausbau Erneuerbarer Energien**

Verfasser der Vorlage: **Marc Sjuts**
Anlagen: **Machbarkeitsstudie Ausbau Erneuerbarer Energien**

Sachverhalt und Begründung:

Wie bereits im Bauausschuss am 07. Juli 2022 angekündigt, wurde für die Abwasserreinigungsanlage eine Machbarkeitsstudie Ausbau von erneuerbaren Energien an die John Becker Ingenieure, Lilienthal in Auftrag gegeben.

Die Studie liegt inzwischen vor. Aus dem Fazit geht hervor, dass ein Mix aus verschiedenen Energieerzeugungsanlagen den größten wirtschaftlichen Effekt und die höchste Verringerung des aktuellen Fremdbezugs hätte.

Die Empfehlung des Ausbaus der erneuerbaren Energien ist in drei Bauabschnitte geteilt.

1. Bauabschnitt Ausbau von drei Kleinwindkraftanlagen als Vertikalläufer, Energieertrag ca. 126000 kWh/Jahr, bilanzieller Autarkiegrad ca. 60%, Kosten ca. 180.000 € netto, ohne Planungskosten. Amortisationszeit 6,5 Jahre.
2. Bauabschnitt Ausbau einer Ost/West-ausgerichteten Photovoltaikanlage 165kWp, Energieertrag ca. 157000 kWh/Jahr, bilanzieller Autarkiegrad 100%, Kosten ca. 200.000 € netto, ohne Planungskosten. Amortisationszeit 8 bis 11 Jahre.
3. Bauabschnitt Ergänzung der PV-Anlage mit einem Speichersystem von 100kWh, Kosten ca. 100.000 € netto, ohne Planungskosten. Amortisationszeit 11 bis 13 Jahre.

Am 26. Oktober 2022 veröffentlichte die Europäische Kommission ihren Legislativvorschlag für die Überarbeitung der kommunalen Abwasserrichtlinie (91/271/EWG). Der Entwurf sieht u.a. die Energieneutralität von Abwasserreinigungsanlagen ab 10.000 EW (Langeoog = 17 T Einwohnergleichwerte) in den Stufen 50% bis 2030 und 100% bis 2040 vor.

Seitens der Verwaltung wird empfohlen das Projekt umgehend umzusetzen und die Kosten für Ingenieurleistungen nach HOAI 1-9 für die Bauabschnitte 1 und 2 bei verschiedenen Fachplaner abzufragen, einschließlich der Bewertung auf den Naturhaushalt und das Landschaftsbild.

Die Durchführung der Ingenieureleistungen erfolgt für den Bauabschnitt 1 und 2 bis Leistungsphase 4 Genehmigungsplanung zuerst stufenweise.

Je nach Verlauf der Genehmigungsplanung könnte man dann entscheiden, ob man Windkrafterzeugung oder Photovoltaikerzeugung als ersten Bauabschnitt vorzieht, um in 2023 mit dem Bau der regenerativen Energien noch zu beginnen. Die derzeit günstigen Stromverträge der Kommune enden zum Jahresende 2023, danach wird es sicherlich auch zu einer Erhöhung der Stromkosten kommen.

Im Haushalt 2023 sind für die erneuerbare Energien für die Abwasserreinigungsanlage 2023 200.000 € und 2024 100.000 € eingestellt.

Beschlussvorschlag:

der Verwaltungsausschuss empfiehlt,
der Rat beschließt,

die Verwaltung zu beauftragen die Kosten der Ingenieureleistung zu ermitteln und die Vergabe der Ingenieureleistung als Eilentscheid vorzulegen.



Heike Horn



Abwasserreinigungsanlage Langeoog

Ausbau Erneuerbarer Energien Machbarkeitsstudie

Version: 1.1

Stand: 06.12.2022



Inhaltsverzeichnis

1	Aufgabenstellung der Studie	5
2	Grundlagen	6
2.1	Rechtliche Rahmenbedingungen	6
2.1.1	Bauzulässigkeit und Genehmigungsfähigkeit	6
2.1.2	Naturverträglichkeit und Kompensationsmaßnahmen	7
2.1.3	Förderung der Einspeisung und Direktvermarktungspflicht nach dem EEG 2021 ..	8
2.1.4	Eigenverbrauch Mess-, Regel-, Melde- und Mitteilungspflichten aus dem EEG 2021	9
2.2	Bedarfsanalyse	10
3	Potenzialanalyse	13
3.1	Freiflächen-Photovoltaikanlagen	16
3.2	Vertikale Photovoltaikanlagen (Agri-PV)	20
3.3	Batteriespeicher	21
3.4	Klein-Windkraftanlagen	22
3.5	Netzanschluss	27
4	Belegung der Fläche und Auswertung der Daten	28
5	Fazit	35

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Vorhandene potenzielle Fläche	5
Abbildung 2: Stromverbrauchs- und Bezugsdatenvergleich 2019.....	11
Abbildung 3: Stromverbrauchs- und Bezugsdatenvergleich 2020.....	11
Abbildung 4: Stromverbrauchs- und Bezugsdatenvergleich 2021.....	12
Abbildung 5: Satellitenbild der ARA Langeoog	14
Abbildung 6: Akquirierte Fläche.....	15
Abbildung 7: Freiflächen-Photovoltaik Südausrichtung.....	17
Abbildung 8: Freiflächen-PV Ost/West-Aufständerung je 1 Modul.....	18
Abbildung 9: Freiflächen-PV Ost/West-Aufständerung 4 Module.....	19
Abbildung 10: Ertragskurven bei verschiedenen Ausrichtungen	19
Abbildung 11: Vertikale Photovoltaikanlagen.....	20
Abbildung 12: Beispiel eines Batteriespeichers	22
Abbildung 13: Beispiel eines Vertikalläufers	23
Abbildung 14: Horizontalläufer	24
Abbildung 15: Turbinenkennlinie einer 12-kW-Windkraftanlage als Horizontalläufer	24
Abbildung 16: Turbinenkennlinie einer ca. 12-kW-Windkraftanlage als Vertikalläufer.....	25
Abbildung 17: Vorhandener Außenschaltschrank.....	27
Abbildung 18: Übersichtsplan der belegten Flächen.....	28
Abbildung 19: Deckung des Verbrauchs bei einer Ost/West-Anlage	29
Abbildung 20: Deckung des Verbrauchs bei einer Süd-Anlage.....	29
Abbildung 21: Deckung des Verbrauchs Ost/West mit Speicher	30
Abbildung 22: Ertrag vertikale Kleinwindkraftanlage über ein Jahr	31
Abbildung 23: Ertrag aller EZA im Vergleich zum Gesamtverbrauch	31

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Vergleich Horizontal/Vertikal-Windkraftanlagen	26
Tabelle 2: Vergleich Ost/West zu Süd	32
Tabelle 3: Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Potenziale	33
Tabelle 4: Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Potenziale mit Speicher.....	33

Anlagenverzeichnis

- Anlage 1: A01_Übersichtskarte der ARA Langeoog mit allen Potenzialen
- Anlage 2: A02_PV Sol Auswertung Ost_West
- Anlage 3: A03_PV Sol Auswertung Ost_West und Speicher 1x48 kWh
- Anlage 4: A04_PV Sol Auswertung Ost_West und Speicher 2x48 kWh
- Anlage 5: A05_PV Sol Auswertung Ost_West und Speicher 3x48 kWh
- Anlage 6: A06_PV Sol Auswertung Süd
- Anlage 7: A07_PV Sol Auswertung Bifazial_Solarzaun
- Anlage 8: A08_Stromlaufplan 1-polige Darstellung
- Anlage 9: A09_Konfigurator

1 Aufgabenstellung der Studie

Die Gemeinde Langeoog plant auf der Abwasserreinigungsanlage (ARA) den Neubau von regenerativen Erzeugungsanlagen (EZA) mit dem Ziel, den Energiebezug zu senken und eine CO₂-Neutralität anzustreben. Nördlich der ARA sollen Teilflächen des ca. 42 000 qm großen Grundstückes für die Erweiterung der ARA genutzt werden. In dieser Studie werden verschiedenen Konzepte zur weitestgehenden Reduzierung des Energiebezuges der ARA untersucht. Hierbei werden hauptsächlich die Kombinationen aus Photovoltaik mit verschiedenen Ausrichtungen und Batteriespeichersystemen untersucht. Da die Windverhältnisse an dem Standort gute Werte ergeben, wird in Betracht gezogen, kleinere Windkraftanlagen als EZA hinzuzuziehen.



Abbildung 1: Vorhandene potenzielle Fläche

2 Grundlagen

2.1 Rechtliche Rahmenbedingungen

Auf dem Gelände der ARA Langeoog kommen Photovoltaikanlagen als Freiflächenanlagen und kleinere Windkraftanlagen in Betracht, deren Bauzulässigkeit nach der Bauordnung für das Bundesland Niedersachsen – Landesbauordnung (NBauO) zu beachten ist. Daneben gelten jeweils unterschiedliche rechtliche Rahmenbedingungen nach dem Gesetz für den Ausbau Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2023) für die finanzielle Förderung. Ebenfalls aus dem EEG 2023 ergeben sich in Abhängigkeit von der jeweiligen Anlagenleistung unterschiedliche Anforderungen an die Betriebsführung der Photovoltaikanlagen bzw. deren Regelbarkeit durch den Netzbetreiber und einen etwaigen Direktvermarkter.

2.1.1 Bauzulässigkeit und Genehmigungsfähigkeit

Gemäß Niedersächsischer Bauordnung (NBauO) § 60 Abs. 1 Punkt 2.2 sind gebäudeunabhängige Photovoltaikanlagen, sprich Freiflächenanlagen oder weitere Technologien, bis zu einer Höhe von 3 m und einer Gesamtlänge von 9 m verfahrensfrei. Bei einer Nicht-Einhaltung wird eine Baugenehmigung der zuständigen Behörde benötigt. Für die hier in Betracht gezogene Photovoltaikanlage ist somit ein Bauantrag erforderlich.

Dafür werden in der Regel Gutachten zur Bodenbeschaffenheit, Kampfmittelfreiheit, Standsicherheit, Blendwirkung, Brandschutz und für den Eingriff in Natur und Landschaft benötigt. Genaueres wird in den weiteren Planungsschritten begutachtet.

Bei Windkraftanlagen gilt nach § 60 NBauO „verfahrensfreie Baumaßnahmen“ seit Januar 2022, dass Windkraftanlagen bis zu einer Gesamthöhe (Geländeoberfläche bis höchste Flügelspitze) von 15 m verfahrensfrei sind.

Nach § 65 NBauO „Bautechnische Nachweise, Typenprüfung“ müssen für Windenergieanlagen mit einer Höhe größer 10 m die Anforderungen an die Standsicherheit sowie den Brand-, Schall-, Wärme- und Erschütterungsschutz nach Maßgabe der Verordnung nach § 82 Abs. 2 durch bautechnische Nachweise nachgewiesen werden. Diese gelten nicht für verfahrensfreie Baumaßnahmen.

Windenergieanlagen größer 15 m bis 50 m Höhe benötigen eine Baugenehmigung gem. § 63 „Vereinfachtes Baugenehmigungsverfahren“ oder § 64 NBauO für Sonderbauten wie nachfolgend erläutert:

Voraussetzung für einen Bauantrag gem. § 64 NBauO:

Das Genehmigungsverfahren gem. § 64 NBauO wird durchgeführt für die genehmigungsbedürftige Errichtung, Änderung oder Nutzungsänderung von Bauvorhaben, Anlagen und Einrichtungen, die besonderen Anforderungen unterliegen. Sonderbauten laut § 2 Abs. 5 NBauO sind u. a. bauliche Anlagen mit einer Höhe von mehr als 30 m (z. B. Windenergieanlagen).

Hierfür muss die untere Bauaufsichtsbehörde bzw. das zuständige Bauaufsichtsamt beauftragt werden. Unter anderem werden Belange für den Naturschutz, die Wasserwirtschaft, den Flugverkehr im zivilen sowie im militärischen Bereich und weitere gefordert. Des Weiteren ist unter anderem ein statischer Nachweis und ein Baugrundgutachten zu erstellen und zu prüfen.

2.1.2 Naturverträglichkeit und Kompensationsmaßnahmen

Laut BauGB § 2 Abs.4 ist im Rahmen der Bauleitplanung bei der Errichtung von Freiflächenanlagen eine Umweltprüfung durchzuführen sowie ein Umweltbericht zu erstellen. Hierbei werden alle Belange des Umwelt- und Naturschutzes zusammengeführt und geprüft. Dabei stellt jede Photovoltaikfreiflächenanlage einen Eingriff in die Natur dar. Die Beeinträchtigungen hierdurch sind weitestgehend zu vermeiden und andernfalls zu kompensieren. Im Rahmen der Bauleitplanung ist über Vermeidung, Ausgleich und Ersatz nach den Vorschriften des BauGB zu entscheiden, § 18 Abs.1 Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG).

Bei der Ermittlung des Ausgleichsbedarfs sind projektbedingte Auswirkungen, insbesondere auf das Landschaftsbild, die Erholung in der freien Landschaft und die Zerschneidung von ungestörter freier Landschaft sowie die Beeinträchtigung der Tierwelt durch Lebensraumzerschneidung und durch direkte Beeinträchtigung bestimmter Arten zu berücksichtigen. Vorrangiges Ziel der Bauleitplanung ist die Vermeidung einer Beeinträchtigung von Natur und Landschaft durch die Standortwahl, entsprechende Minimierungsmaßnahmen und die Kompensation nicht vermeidbarer Beeinträchtigungen. Für die Ermittlung des Kompensationsbedarfs gilt:

$$\text{Kompensationsbedarf} = \text{Basisfläche (eingezäunte Fläche)} * \text{Kompensationsfaktor}$$

Hierbei ist die Basisfläche die Fläche, die komplett mit Solarmodulen überdeckt bzw. überbaut wird. Als Kompensationsfaktor gilt bei einer Normallandschaft der Faktor 0,2. Bei Ost-West-Anlagen wird die darunter liegende Fläche fast vollständig überdeckt, hierbei sollte der Kompensationsbedarf diesbezüglich angepasst werden.

Nach Rücksprache mit dem Landkreis Wittmund, Fachbereich Umwelt, liegt die Fläche voraussichtlich nicht in einem Biotop nach § 30 Bundesnaturschutzgesetz. Die Fläche gibt lediglich her, dass dies ein Bereich ist, in dem bestimmte Bewirtschaftungsmaßnahmen für den Wiesenvogelschutz maßgeblich sein können. In dem gesamten Gebiet zwischen Golfplatz/Flughafen und Kläranlagengelände gibt es regelmäßig Brutvorkommen diverser geschützter Wiesenbrüter, welche bei der Planung berücksichtigt werden müssen. Ob es sich hier nach neuem Recht um geschütztes mesophiles Grünland handelt, wäre in einer Kartierung zu prüfen. Dies kann allerdings erst in der Vegetationszeit (Frühjahr/Sommer 2023) festgestellt werden. Im gesamten Bereich sind zudem immer wieder Orchideenvorkommen kartiert.

2.1.3 Förderung der Einspeisung und Direktvermarktungspflicht nach dem EEG 2021

In § 19 EEG 2021 werden drei Förderungen unterschieden, namentlich die Marktprämie, die feste Einspeisevergütung und der Mieterstromzuschlag. Letzterer kann hier vernachlässigt werden, da der Mieterstromzuschlag nur für Wohngebäude gezahlt werden kann. Die feste Einspeisevergütung erhalten Photovoltaikanlagen bis 100 kWp Leistung im Regelbetrieb und größere Anlagen nur im Fall einer sogenannten Ausgleichsvergütung (vergleiche § 21 Abs. 2 EEG 2021). Bei Inanspruchnahme der Marktprämie nach § 20 EEG 2021 besteht eine Direktvermarktungspflicht. Für geförderte Anlagen ist entsprechend für den etwaigen Direktvermarkter jederzeit eine Regelung der Einspeiseleistung der Photovoltaikanlagen zu ermöglichen.

Maßgeblich für die Höhe der Marktprämie sind der einmalig zu bestimmende „anzulegende Wert“ und die durchschnittlichen, monatlichen Erlöse an der europäischen Strombörse (EEX). Im Betrieb erfolgt eine Zahlung der Marktprämie, wenn der durchschnittliche Erlös an der Strombörse unter dem für die einzelne Anlage geltenden anzulegenden Wert liegt. Der anzulegende Wert wird für Freiflächenanlagen mit einer Anlagenleistung größer 750 kWp in einer Ausschreibung bestimmt. Für kleinere Anlagen gelten feste Sätze entsprechend des Monats der Inbetriebnahme. Die festen Sätze werden je nach Erreichung der gesteckten

Ausbauziele angepasst. Für Freiflächen gelten zur Inanspruchnahme jedweder Vergütung nach dem EEG 2021 Beschränkungen für die Art der Flächen, auf denen die Anlage errichtet worden ist.

Ab dem 01. Januar 2023 tritt das neue EEG 2023 in Kraft. Dieses beinhaltet unter anderem höhere Vergütungssätze als zuvor. Außerdem wird die 750-kWp-Grenze auf 1 MWp angehoben, sodass Freiflächenanlagen bis 1 MWp immer noch EEG-förderungsfähig sind. Auch wenn die Börsenpreise schwanken, entsprechen die spezifischen Erlöse aus der Direktvermarktung mindestens der Höhe der EEG-Vergütung.

Voraussetzung hierfür ist, dass es einen gültigen B-Plan zu der bebauten Fläche gibt. Ohne B-Plan besteht kein Anspruch auf eine EEG-Vergütung.

2.1.4 Eigenverbrauch Mess-, Regel-, Melde- und Mitteilungspflichten aus dem EEG 2021

Für den Eigenverbrauch aus Photovoltaikanlagen mit einer Leistung größer als 30 kWp hat der Netzbetreiber gegen den Betreiber einen Anspruch auf Zahlung der verringerten EEG-Umlage in Höhe von 40 % der jeweils gültigen EEG-Umlage (§ 61 i. V. m. § 61b EEG 2021) für den selbst genutzten Strom. Entsprechend wird die EEG-Umlage in den Kostenberechnungen in dieser Höhe berücksichtigt.

Grundlegend ist das Abrufen der Ist-Einspeisung der jeweiligen Photovoltaikanlagen durch den Netzbetreiber gemäß § 9 Abs. 1 EEG 2021 ab einer Leistung der Photovoltaikanlagen von 7 kWp durch ein Smart-Meter-Gateway nach § 2 Abs. 19 MsbG (Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen) zu ermöglichen. Dabei erfolgt die Ausstattung der Photovoltaikanlagen mit einem entsprechenden Messsystem durch den grundzuständigen Messstellenbetreiber nach § 33 MsbG.

Darüber hinaus ist nach § 9 Abs. 2 EEG 2021 eine Abregelung der Photovoltaikanlagen vorgesehen. Für Anlagen > 25 kWp ist die ferngesteuerte Regelung der Photovoltaikanlagen durch den Netzbetreiber zu ermöglichen, sodass bei einer Netzüberlastung eine Reduktion der Anlagenleistung vorgenommen werden kann.

Die Melde- und Mitteilungspflichten gegenüber dem Netzbetreiber und der Bundesnetzagentur umfassen die Meldung der Anlage zum Register sowie jährliche Meldungen an den Netzbetreiber (§ 71, ggf. § 74a EEG 2021) und an die Bundesnetzagentur (§ 76 EEG 2021).

Für alle Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien, die potenziell in das öffentliche Netz einspeisen könnten, ist die Zuordnung zu einer Vergütungsform nach § 21b EEG 2021 verpflichtend. Hierbei ist unerheblich, ob die Einspeisung absichtlich oder unabsichtlich z. B. durch einen Anlagenfehler erfolgt. Die Vergütungsformen umfassen die Fördertatbestände nach § 19 EEG 2021 sowie die sonstige Direktvermarktung. Je nach Vergütungsform sind verschiedene weitere Pflichten zu erfüllen, wobei die Zuordnung von der Anlagenleistung und Technologie abhängig ist (vergleiche Kapitel 2.1.3).

Nach § 4 StromStG benötigen alle diejenigen, die als Versorger Strom leisten, oder als Eigenerzeuger Strom zum Selbstverbrauch entnehmen wollen, eine Erlaubnis. Diese ist mit dem Antrag 1410 und 1410a an das Hauptzollamt zu stellen, in dessen Einzugsgebiet sich der Geschäftssitz oder die Geschäftsführung der Versorger oder Eigenerzeuger befindet.

2.2 Bedarfsanalyse

Die Abbildung 2, Abbildung 3 und Abbildung 4 zeigen den Verbrauch (in orange dargestellt) und die produzierte Leistung (in blau dargestellt) in kWh über das Jahr 2021.

In den nachfolgenden Diagrammen ist der Verbrauch, der Bezug vom Energieversorger und die produzierte Energie der Photovoltaikanlage über die Jahre 2019 bis 2021 in kWh dargestellt. Der Verbrauch ist in grau dargestellt, die produzierte Leistung/Energie in orange und der Bezug in blau. Hier nach wies die ARA Langeoog einen Stromverbrauch von durchschnittlich 302 000 Kilowattstunden auf. Die vorhandene Photovoltaikanlage mit einer Leistung von ca. 100 kWp und einer Generatorleistung von ~83 kW deckt ca. ein Drittel des Bedarfs. Diese produziert durchschnittlich ca. 104 500 kWh im Jahr. Somit bleibt eine Differenz übers Jahr gesehen von ca. 214 000 Kilowattstunden offen, die durch den Energieversorger (EWE-Netz) gedeckt werden muss. Ein Teil des produzierten Stromes der Bestands-PV-Anlage wird in das öffentliche Netz eingespeist. In den Sommermonaten von April bis Oktober ist der Bezug im Schnitt größer 25 000 kWh. In den Herbst und Wintermonaten von November bis März ist der Verbrauch im Schnitt geringer (< 20 000 kWh/Monat).

In dieser Studie soll der Energieeinkauf weiter durch die Erweiterung der Erzeugungsanlagen reduziert werden.

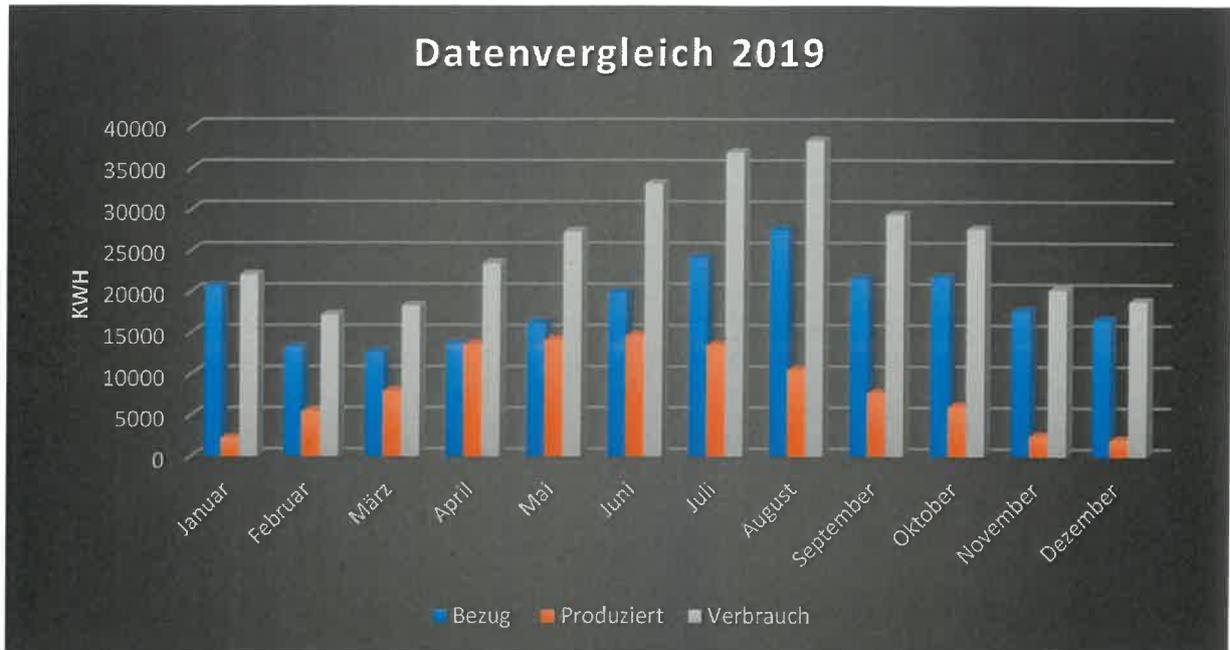


Abbildung 2: Stromverbrauchs- und Bezugsdatenvergleich 2019

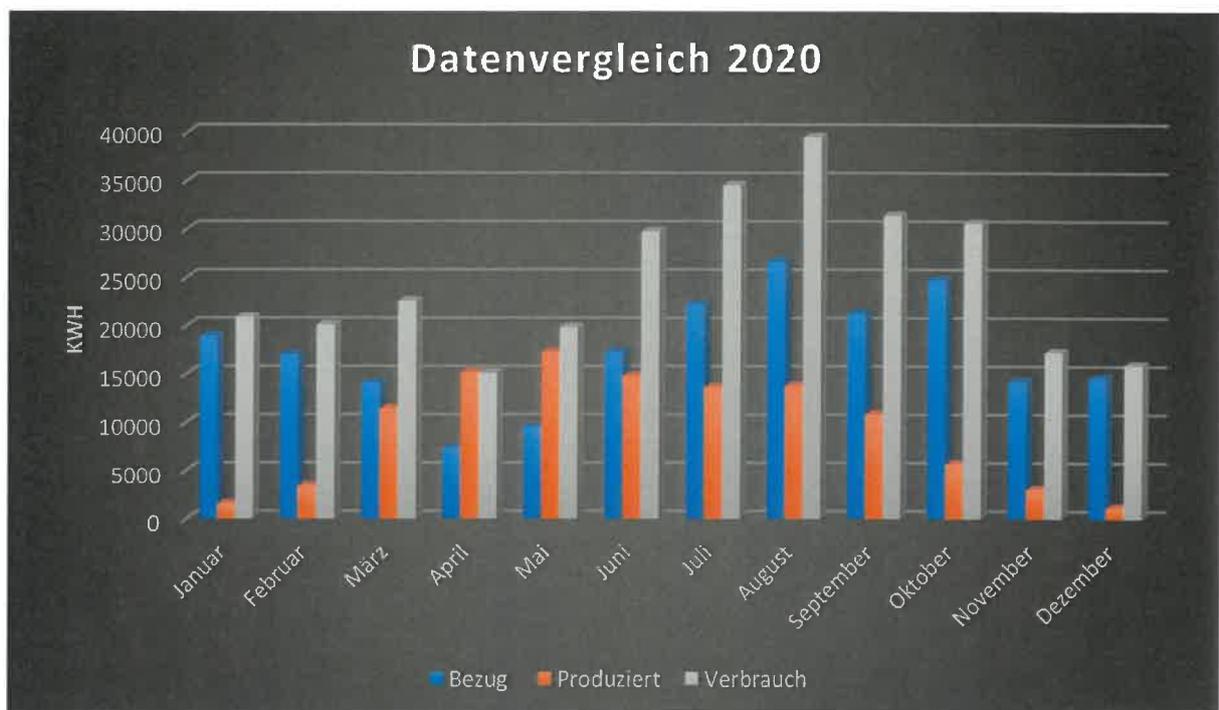


Abbildung 3: Stromverbrauchs- und Bezugsdatenvergleich 2020

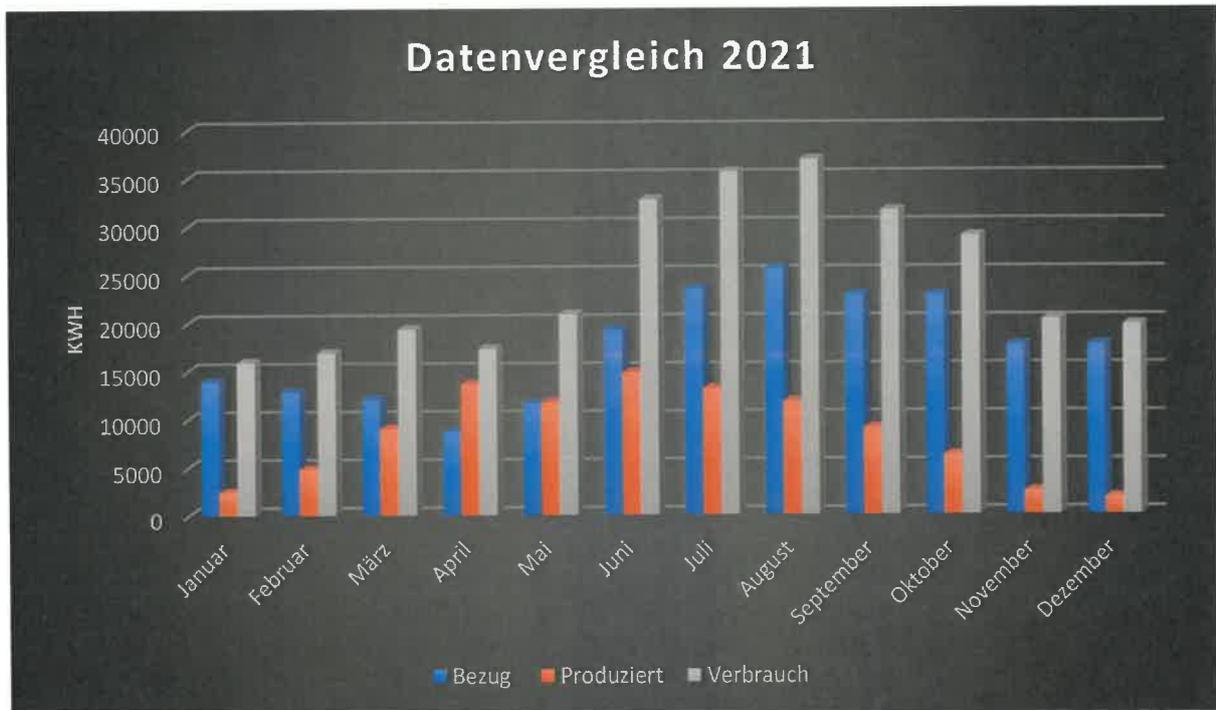


Abbildung 4: Stromverbrauchs- und Bezugsdatenvergleich 2021

3 Potenzialanalyse

Zur Deckung der ermittelten Energiebedarfe werden im folgenden verschiedene Technologien und Maßnahmen hinsichtlich ihrer Eignung zum Einsatz auf der ARA bewertet:

1. Freiflächen-Photovoltaikanlagen
2. vertikale Photovoltaikanlagen (Agri-PV)
3. Batteriespeicher
4. Windenergieanlagen

Die verschiedenen Anlagentypen wurden auf der zu bebauenden Fläche analysiert.

Damit die verschiedenen Technologien sinnvoll bewertet werden können, werden einheitliche Kriterien eingeführt. Neben dem bereits geklärten Bedarf (vgl. Kapitel 2.2) wird ein Fokus auf das Ertragspotenzial der Technologien an dem entsprechenden Standort gelegt. Durchgehend werden drei Kennzahlen verwendet: Zum einen wird die Nennleistung in kWp angegeben, die Erzeugung in kWh/a sowie der spezifische Ertrag in kWh/kWp/a. Letzteres stellt eine besondere Vergleichbarkeit nicht nur der Technologien dar, sondern bezieht spezifische Standorteigenschaften mit ein. Unter anderem werden Aufstellwinkel, Ausrichtung der Anlagen und potenzielle Verschattungen betrachtet. Für eine realistische Darstellung müssen diese Einflussfaktoren bei einer Begehung der ARA dokumentiert werden. Zusätzlich wurden Satellitenbilder verwendet.



Abbildung 5: Satellitenbild der ARA Langeoog

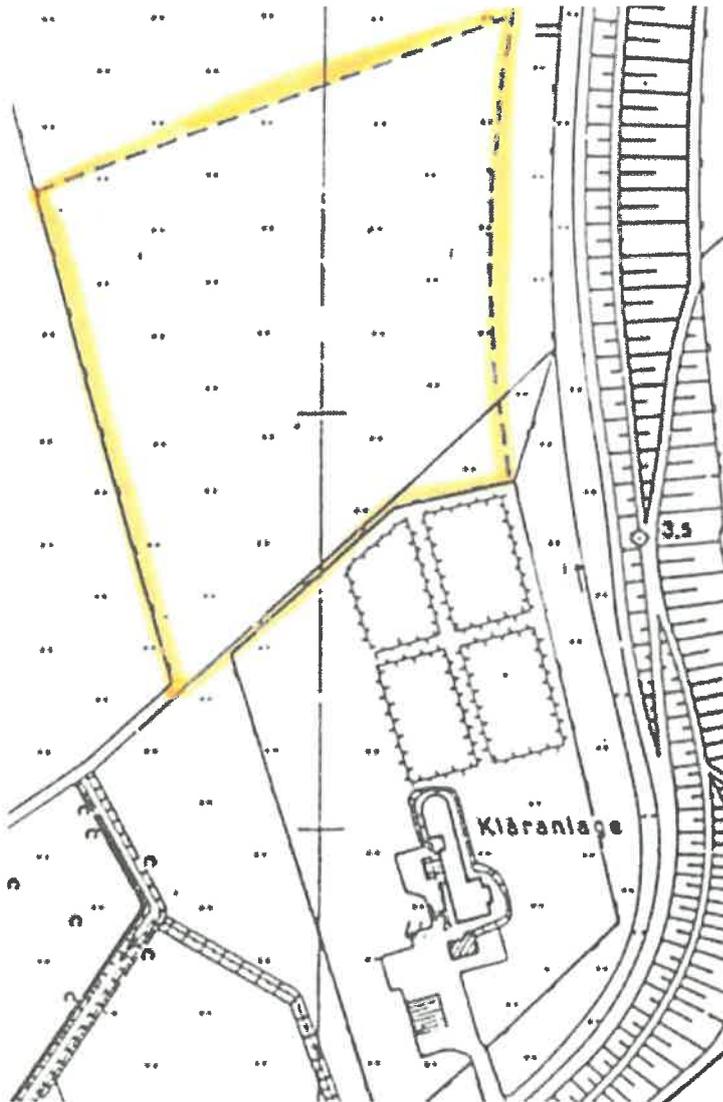


Abbildung 6: Akquirierte Fläche

In der Abbildung 6 ist die Nutzfläche zum Ausbau von EZA gekennzeichnet. Die Fläche umfasst ca. eine Größe von 42 000 qm. Auf der linken Seite der Fläche befindet sich schon eine Vererdungsanlage. Die Fläche soll nur teilweise bebaut werden, um Platz für eine spätere Erweiterung der Abwasserreinigungsanlage zu gewährleisten.

Diese Potenzialanalyse wird benötigt, damit im Anschluss eine belastbare Bewertung der Technologien durchgeführt werden kann. Dafür wird die technische Umsetzbarkeit mit dem Innovationsanspruch verglichen, sodass Realisierungszeiträume für eine Konzeptionierung erstellt werden können.

3.1 Freiflächen-Photovoltaikanlagen

Die mögliche Fläche wurde zu Simulationszwecken immer mit einer Leistung von 100 kWp beplant, sodass ein einfacher Vergleich der verschiedenen Varianten besser möglich ist.

Südausrichtung

Diese Technologievariante ist eine bereits etablierte Technologie-Variante in Deutschland. Die Berechnung zeigt, dass dieses Photovoltaik-System einen hohen spezifischen Ertrag von ca. 1 084 kWh/kWp in einem Jahr aufweist. Beplant wurde die Fläche mit einer Leistung von 100 kWp, die jährlich etwa 108 000 Kilowattstunden erzeugen. Hierbei sind verschiedene Modelle der Aufständigung möglich. Die Abbildung 7 zeigt eine Variante mit 2 Modulen senkrecht übereinander angeordnet. Denkbar wären auch Aufständigungen mit drei Modulen senkrecht übereinander oder mit quer angeordneten Modulen bis zu sechs übereinander. Je mehr Module übereinander, desto günstiger wird die Aufständigung im Verhältnis pro kWp. Außerdem ergibt sich hiermit eine platzsparendere Variante als die Anordnung mit nur einem Modul. Ein Nachteil ist der geringere Ertrag, der durch eine Eigenverschattung verursacht wird. Die Photovoltaikanlage wird hierbei nach Süden ausgerichtet. Die Investitionskosten am Festland belaufen sich auf rund 1.010 €/kWp. Wir kalkulieren mit einem Inselaufschlag von ca. 20 %. Damit gehört diese Technologie zu den günstigen Anlagen.



Abbildung 7: Freiflächen-Photovoltaik Südausrichtung

Ost/West-Ausrichtung

Anders als bei der vorgenannten Ausrichtung wird diese Anlage nach Osten sowie nach Westen ausgerichtet. Hierdurch ergibt sich der große Vorteil, dass Lastspitzen in den Morgen und Abendstunden erreicht werden – antizyklisch zu den bestehenden Südanlagen. Diese Technologievariante ist eine bereits etablierte Technologie-Variante in Deutschland. Hier erzielt man einen spezifischen Ertrag von ca. 950 kWh/kWp in einem Jahr. Anders als bei einer reinen Südausrichtung der Module ist der Aufstellungswinkel hierbei flacher. Ein Vorteil ist der höhere Energieertrag am Morgen und am Abend sowie ein breiteres Leistungsspektrum über die Monate. Beplant wurde die Fläche mit der gleichen Leistung von ca. 100 kWp, die jährlich etwa 95 000 Kilowattstunden erzeugen.

Die Abbildung 8 und Abbildung 9 zeigen eine beispielhafte Aufständering in Ost/West-Ausrichtung einer Photovoltaikanlage.

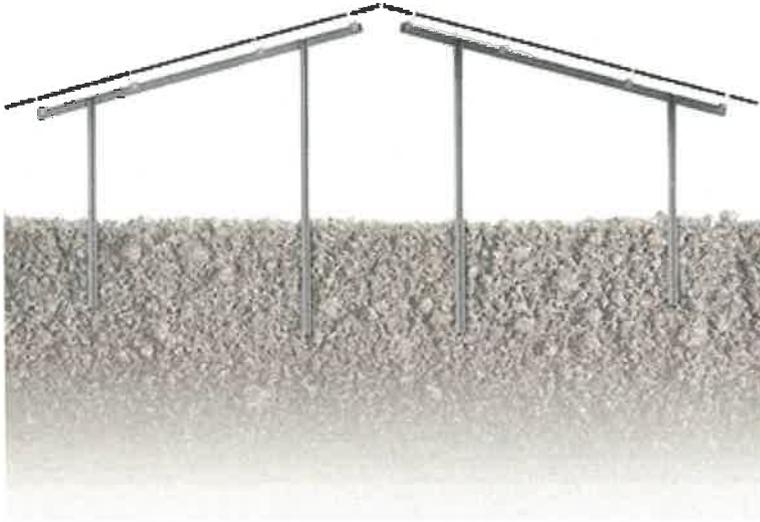


Abbildung 8: Freiflächen-PV Ost/West-Aufständigung je 1 Modul

Größere Ost/West-Konstellationen werden in der Abbildung 9 dargestellt. Hierbei werden bis zu 4 Module waagrecht angeordnet pro Seite installiert. Dieses Konzept ergibt Materialeinsparung bei der Unterkonstruktion sowie eine bessere Flächenausnutzung.



Abbildung 9: Freiflächen-PV Ost/West-Aufständerung 4 Module

Die untere Grafik zeigt den Verlauf der produzierten Energie im Laufe des Tages bei verschiedenen Anlagenausrichtungen. Daraus resultiert, dass eine Anlage, die nach Osten und nach Westen ausgerichtet ist, über den Tag länger Strom liefert als eine Anlage mit reiner Südausrichtung.

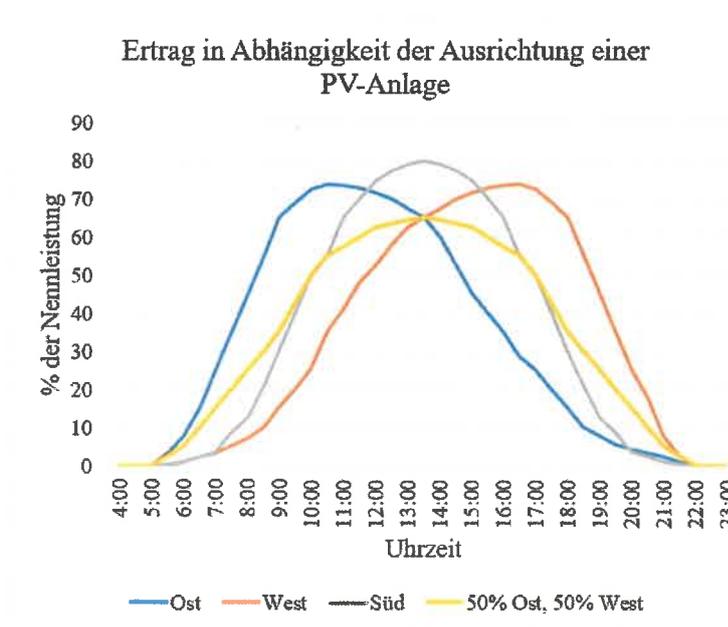


Abbildung 10: Ertragskurven bei verschiedenen Ausrichtungen

3.2 Vertikale Photovoltaikanlagen (Agri-PV)

Mit einer vertikal aufgeständerten Photovoltaikanlage könnte zum einen ein hoher Ertrag und zum anderen eine Eingrenzung der Fläche geschehen. Das System wird in Ost/West-Richtung ausgerichtet, wodurch auch hier Lastspitzen in den Morgen- und Abendstunden erreicht werden – antizyklisch zu den bestehenden Südanlagen. Es werden sogenannte bifaziale Glas-Glas-Module genutzt, diese sind im Vergleich zu herkömmlichen Modulen von beiden Seiten mit Solarzellen ausgestattet, sodass eine Einstrahlung sowie die Produktion von Strom von beiden Seiten her möglich sind. Das Gestellsystem ist ein solides Stahlkonstrukt und in der Höhe variabel. Ein Vorteil dabei ist, dass Unebenheiten im Untergrund leicht ausgeglichen werden können. Um die Standhaftigkeit des Systems bei höheren Windgeschwindigkeiten auf die örtlichen Gegebenheiten auszulegen, muss eine Bodenprobe veranlasst werden.

Die Investitionskosten unterscheiden sich mit rund 1.800 €/kWp¹ von Freiflächenanlagen deutlich. Nach einer einreihigen Berechnung erreicht diese Technologie-Variante einen jährlichen spezifischen Ertrag von ca. 1 050 kWh/kWp. Bei einem 100 Meter langen Zaun würden jährlich ca. 105 000 Kilowattstunden erzeugt werden. Dieses entspricht ca. der Produktion einer reinen Südausrichtung.



Abbildung 11: Vertikale Photovoltaikanlagen

¹ Festlandpreis ohne Inselaufschlag
22-2506_Studie_PV-Ausbau

Bei allen drei Anlagenmöglichkeiten sollte aufgrund des erhöhten Windaufkommens eine gute Verankerung im Boden geschaffen werden, die mittels gerammter Pfeiler oder Betonfundamente realisiert werden kann. Gerade bei der letzten Variante „Solarzaun“ ist dieses zu beachten.

3.3 Batteriespeicher

Die Kombination aus einer Photovoltaikanlage und einem Batteriespeicher ermöglicht es, überschüssige Energie zwischenzuspeichern und zu einem späteren Zeitpunkt zu verbrauchen. Die meisten Batteriespeicher sind platzsparend und bis in den Megawatt-Bereich modular erweiterbar. Die Lebensdauer von Batteriespeichersystemen beläuft sich meistens auf über 20 Jahre, bemessen an 6 000 Zyklen. Als Akku verwendet man heutzutage Lithium-Eisen-Phosphat-Zellen, welche eine Energiedichte von bis zu 270 Wh/kg aufweisen. Des Weiteren ist ein großer Vorteil gegenüber normalen Li-Ion-Akkus, dass diese Zellen nicht brennbar sind. Bleiakkus hingegen haben lediglich eine Lebenserwartung von rund 10 Jahren und eine Leistungsdichte von 30 bis 40 Wh/kg.

Eine sinnvolle Größe des Batteriespeichersystems ergibt sich aus den Lastgangdaten der Anlage, wie z. B. dem mittleren Verbrauch über Nacht sowie über 24 Stunden. Die Simulationen wurden in drei Stufen mit je einem 48-kWh-, zwei 48-kWh- und drei 48-kWh-Speichern durchgeführt. Der Speicher in der Abbildung 12 beinhaltet 8 Speicherpakete mit je 4,8 kWh. In Summe hat dieser Speicherschrank 38,4 kWh Kapazität, allerdings ausbaubar bis 48 kWh. Dieses Modell weist eine Lebensdauer von 8 000 Vollzyklen auf, welches eine Lebensdauer von 30 Jahren entspricht.



Abbildung 12: Beispiel eines Batteriespeichers

3.4 Klein-Windkraftanlagen

Auf der Insel Langeoog herrscht an dem Standort der ARA nach einer Winddatenauswertung in einer Höhe von ca. 12 m eine mittlere Windgeschwindigkeit von 9,0 m/s. Dieses ist eine sehr gute Voraussetzung für eine Klein-Windkraftanlage.

Mit Hilfe so einer EZA könnte auch in der Nacht sowie am Tag, wenn die Einstrahlung der Sonne fehlt, Energie erzeugt werden. Die reine Simulation mit PV-Modulen und Batteriespeicher zeigt, dass in den Monaten von Oktober bis einschließlich Februar noch mehr Energie aus dem Netz benötigt wird, als selbst produziert werden kann. Gerade hier wäre die Erweiterung mit einer oder mehreren Klein-Windkraftanlagen eine sinnvolle Ergänzung.

Denkbar wäre eine Windkraftanlage als Vertikalläufer; diese hat - im Vergleich zu einer horizontalen Anlage - den Vorteil, dass sich diese nicht nach dem Wind ausrichten muss bzw. dem Wind nachgeführt werden muss. Allerdings haben diese Anlagen physikalisch bedingt einen etwas geringeren Wirkungsgrad als ein horizontales Windrad. Hier muss immer ein „Flügel der Anlage“ gegen den Wind arbeiten. Insgesamt gesehen ist somit der Wirkungsgrad um ca. 5 % schlechter als bei einem horizontalen Windrad.



Abbildung 13: Beispiel eines Vertikalläufers

Die

Abbildung 13 zeigt den Kopf einer vertikalen Windkraftanlage sowie die Aufständigung der Windkraftanlage. Hierbei ist es sinnvoll, wie im Bild dargestellt, einen verzinkten Rundmasten zu nehmen. Dieser nimmt wenig Fläche in Anspruch und ist korrosionsbeständig gegen die herrschenden Wetterbedingungen auf der Insel. Die Masten können individuell auf das richtige Maß angepasst werden. Bei der gezeigten Windkraftanlage ist es möglich, einen Mast von einer Höhe von ca. 12 m zu nehmen, sodass der höchste Punkt der Windkraftanlage die 15-m-Grenze nicht überschreitet.

Eine weitere Möglichkeit ist eine Windkraftanlage mit einer horizontalen Rotorachse. Um die 15 m Bauhöhe nicht zu überschreiten, wird auch hier ein gekürzter Mast eingesetzt. Der Rotor Durchmesser beträgt normalerweise ca. 6,50 m, bei Windgeschwindigkeiten über 6 m/s mittlerer Windgeschwindigkeit wird dieser ebenfalls eingekürzt auf ein Maß von 5,80 m. Mit diesem Konzept kann eine Generatorleistung von ca. 12 kW erzielt werden. Der Strom wird über einen Generator mit einem 3-phasigen Permanentmagneten erzeugt.



Abbildung 14: Horizontalläufer

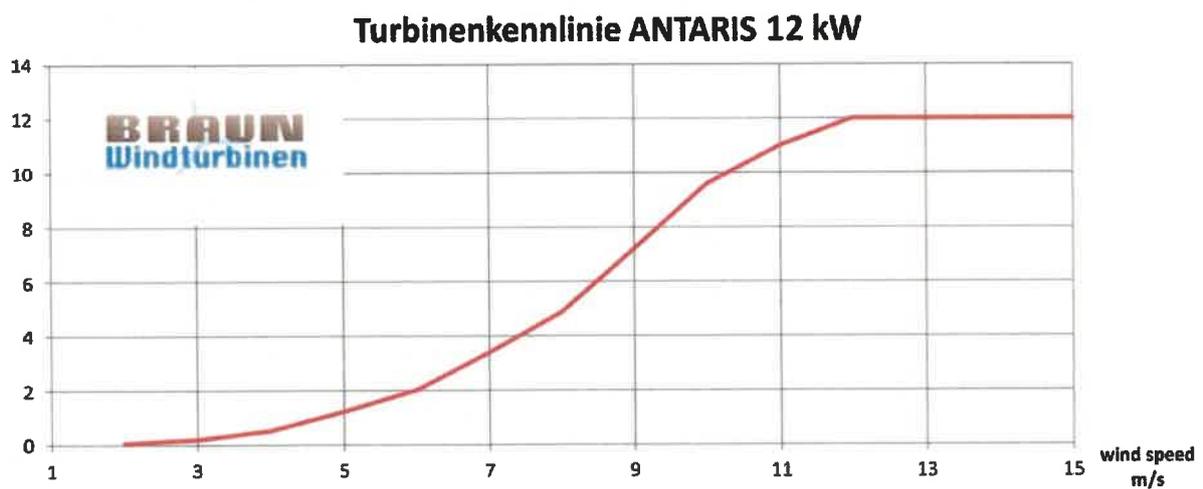


Abbildung 15: Turbinenkennlinie einer 12-kW-Windkraftanlage als Horizontalläufer

Ein Horizontalläufer mit einer maximalen Leistung von 12 kW würde bei 9 m/s Windgeschwindigkeit ca. 7,3 kW produzieren. Nach Simulationsergebnissen wird die Anlage mit ca.

3 950 Vollaststunden berechnet. Dieses entspricht einem ungefähren Jahresertrag von 48 000 kWh².

Im Vergleich dazu ist in Abbildung 16 eine Turbinenkennlinie eines Vertikalläufers mit einer Leistung von ebenfalls ca. 12 kW dargestellt. Diese produziert im Vergleich zum Horizontal- läufer bei 9,0 m/s ca. 4,4 kW. Hierbei wurden ca. 4 250 Vollaststunden ermittelt, die einem ungefähren Jahresertrag von ca. 42 000 kWh² entsprechen. Im Vergleich erwirtschaftet die vertikale Windkraftanlage ca. 13 % weniger als die horizontale Windkraftanlage.

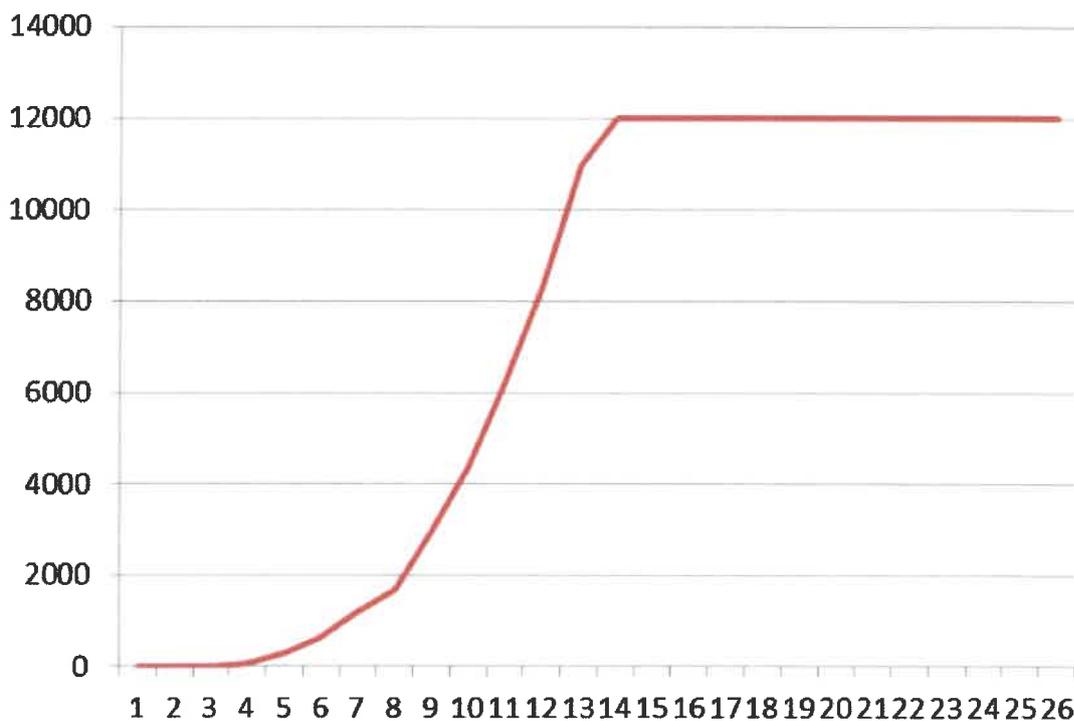


Abbildung 16: Turbinenkennlinie einer ca. 12-kW-Windkraftanlage als Vertikalläufer

Für die horizontale Windkraftanlage gibt es verschiedene Aufständermöglichkeiten/ Mastsysteme aus verzinktem Stahl oder Holz. Beide Anlagentypen benötigen ein dementsprechendes Stahlbeton-Fundament für einen sicheren Stand der Anlage. Die Nabhöhe der beiden Windkraftanlagen befindet sich in ca. 12 m Höhe.

Im Vergleich bieten beide Kleinwindkraftanlagen ihre Vor- und Nachteile, die hier nochmal tabellarisch aufgelistet sind:

² Ertrag kann abweichen aufgrund von äußeren Störfaktoren
 22-2506_Studie_PV-Ausbau

Tabelle 1: Vergleich Horizontal/Vertikal-Windkraftanlagen

	Positiv +	Negativ -
Horizontalläufer	<ul style="list-style-type: none"> + höherer Ertrag + seit Jahrzehnten eine gängige Variante zur Stromerzeugung und das Maß der Dinge 	<ul style="list-style-type: none"> - Schattenwurf - muss dem Wind nachgeführt werden, dieses führt zu Unruhen im System - geringere Akzeptanz bei einem evtl. Genehmigungsverfahren
Vertikalläufer	<ul style="list-style-type: none"> + geringe Lautstärke + keine Windnachführung benötigt + für turbulente Windverhältnisse geeignet + einfache Wartung + kein Schattenschlag + höhere Akzeptanz bei evtl. Genehmigungsverfahren + vogelfreundlicher als Horizontalläufer 	<ul style="list-style-type: none"> - geringerer Wirkungsgrad dadurch niedriger Ertrag und schlechtere Wirtschaftlichkeit - hohe Schwingungen und Belastungen für die Anlage

Anhand der aufgelisteten Vor- und Nachteile in der vorliegenden Tabelle, kann keine klare Empfehlung unsererseits ausgesprochen werden. Beide Systeme haben ihre Vor- und Nachteile. Für die horizontalen Anlage spricht der etwas höhere Ertrag, für die vertikale Windkraftanlage, der Innovationsfaktor sowie die höhere Akzeptanz bei einer eventuell benötigten Zulassung/Genehmigung.

3.5 Netzanschluss

Allgemein bekommt jede Photovoltaikanlage einen eigenen Schaltschrank, der Schutzgeräte wie Sicherungen und Entkopplungsschutz enthält. Außerdem wird zusätzlich ein NA-Schutz benötigt. Bei Anlagen größer 25 kW fordert der Energieversorger eine Regelung der Anlage, wie schon in Kapitel 2.3.1 erwähnt. Je nach Anlagengröße, kann auch eine fernwirktechnische Anbindung gefordert werden, dieses müsste mit dem zuständigen Energieversorgungsunternehmen im Vorfeld abgestimmt werden.

Die Einspeisung des Schaltschranks wird von einer vorhandenen Niederspannungsschaltanlage abgegriffen und durch entsprechende NH-Trenner oder Leistungsschalter abgesichert. Die Abbildung 17 zeigt den vorhandenen Außenschaltschrank auf der Anlage. Die rechte NH2-Sicherung „F5“ ist noch als Reserve vorhanden. Hier wären eine mögliche Anbindung und Vorabsicherung des neu zu errichtenden Schaltschranks möglich.



Abbildung 17: Vorhandener Außenschaltschrank

4 Belegung der Fläche und Auswertung der Daten



Abbildung 18: Übersichtsplan der belegten Flächen

Die Abbildung 18 zeigt den möglichen Standort der Photovoltaikanlage und der drei Windkraftanlagen. Der genaue Lageplan kann der Anlage 01 entnommen werden. Die Verlegung der Wechselstromkabel erfolgt in den Kabelgräben, die hier in grün dargestellt sind. Die Weiterführung des Grabens über die Anlage wird in den weiteren Planungsschritten genauer betrachtet. Der Standort der Kleinwindkraftanlagen erfolgte unter Berücksichtigung des Mindestabstandes von 50 m zum Deich.

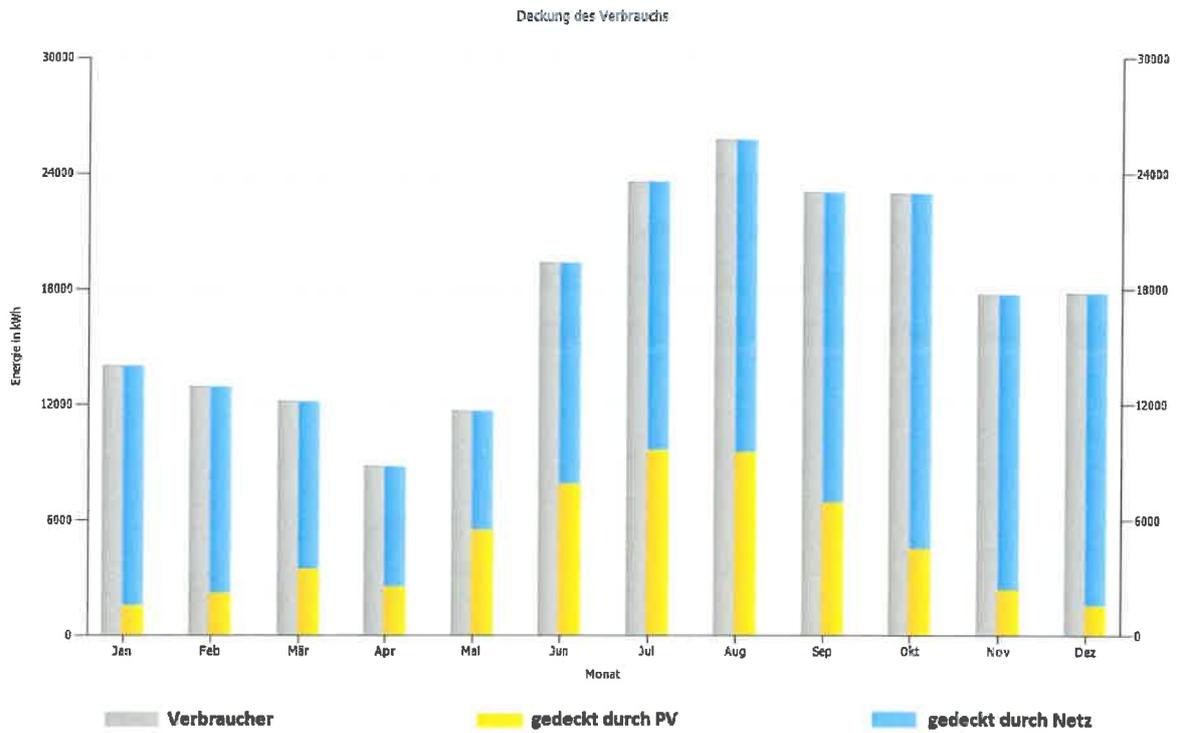


Abbildung 19: Deckung des Verbrauchs bei einer Ost/West-Anlage

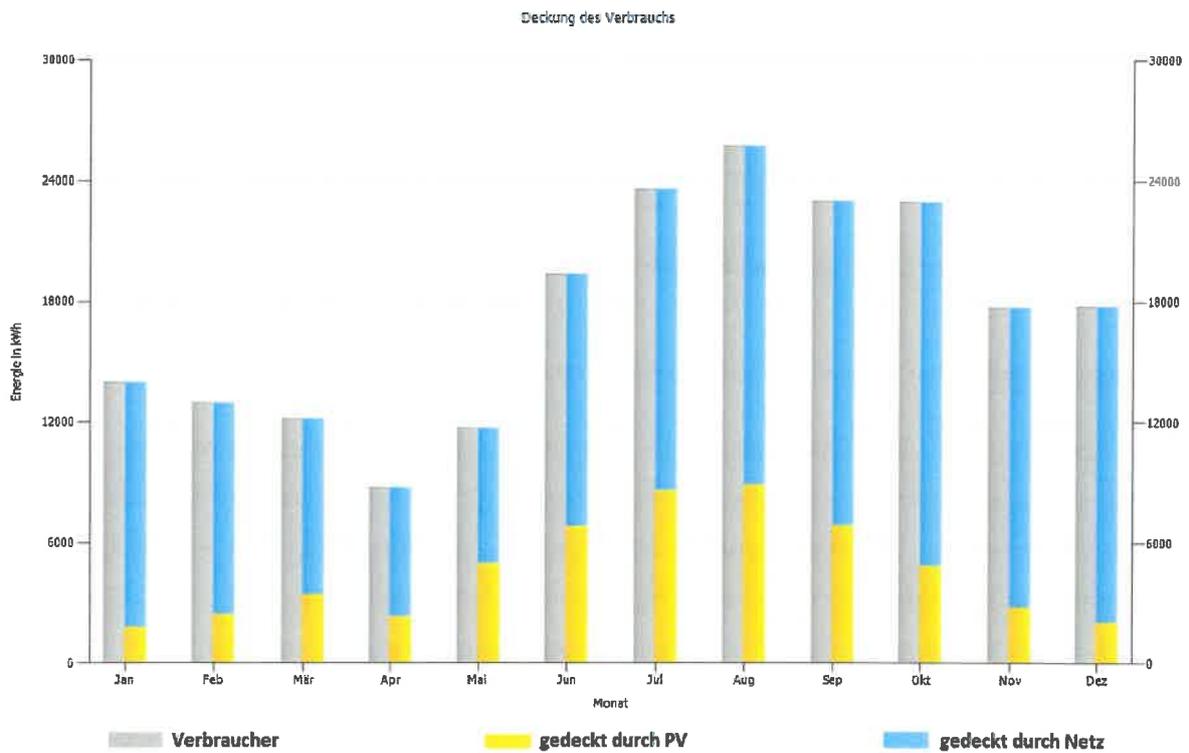


Abbildung 20: Deckung des Verbrauchs bei einer Süd-Anlage

Die Abbildung 19 und die Abbildung 20 zeigen den Verbrauch der ARA von 2021 und die Energie, die regenerativ durch die PV-Anlage produziert wird sowie den noch verbleibenden Netzbezug. Hierbei wurde die Energie, die durch die vorhandene Photovoltaikanlage erzeugt wird, schon dem Verbrauch abgezogen. Bei beiden Aufständerungskonstellationen werden ähnliche Werte erzielt. Eine bessere Übersicht der entscheidenden Werte gibt die Tabelle 2, hier wird zusätzlich zur PV-Anlage noch ein Speicher mit einer Kapazität von 96 kWh miteingebunden. Die Deckung des Speichers ist in grün dargestellt.

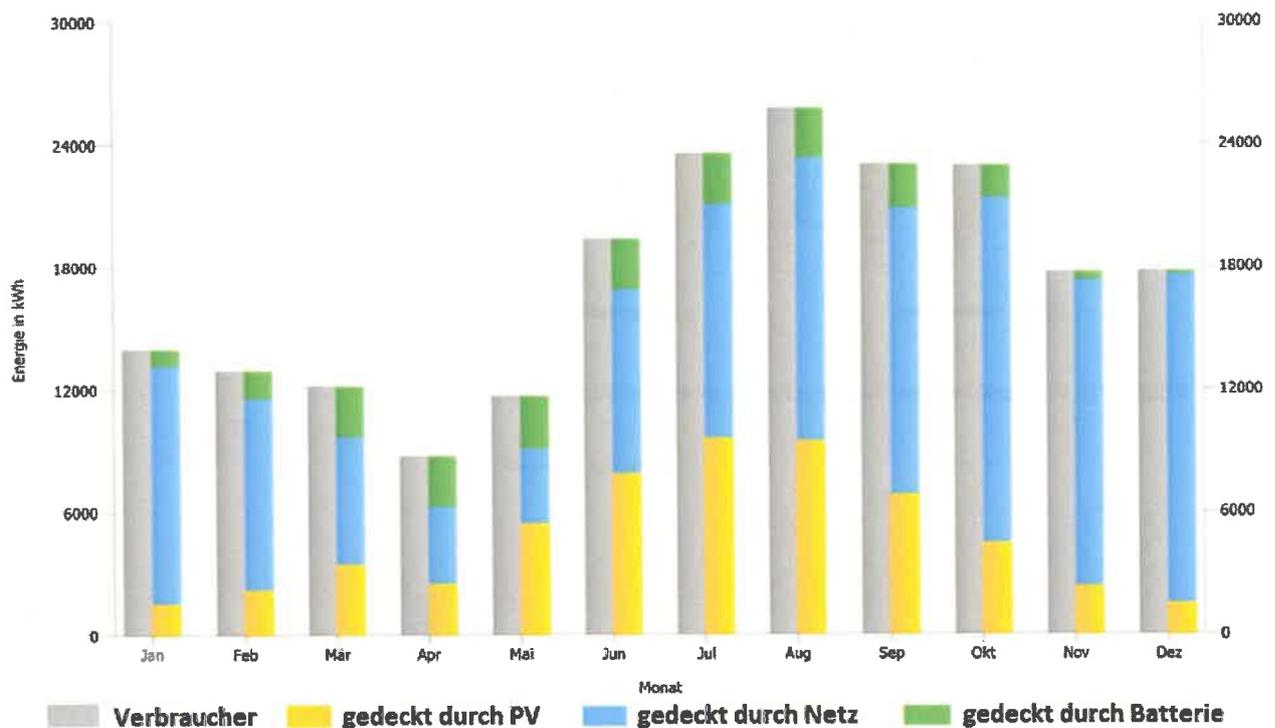


Abbildung 21: Deckung des Verbrauchs Ost/West mit Speicher

In der Abbildung 22 wurde der Ertrag einer vertikalen Kleinwindkraftanlage mit einer Leistung von ca. 10 kW über ein Jahr simuliert. Die Winddaten für die Simulation wurden aus dem Jahr 2021 verwendet. Allgemein wurden als Grundlage der Berechnungen ATLAS-Daten verwendet. Strömungsveränderungen durch Bäume, der Geländeoberfläche oder Gebäude wurden vernachlässigt; hierdurch ist mit einem geringeren Ertrag zu rechnen.

Vertikal-Kleinwindkraftanlage ~10 KW

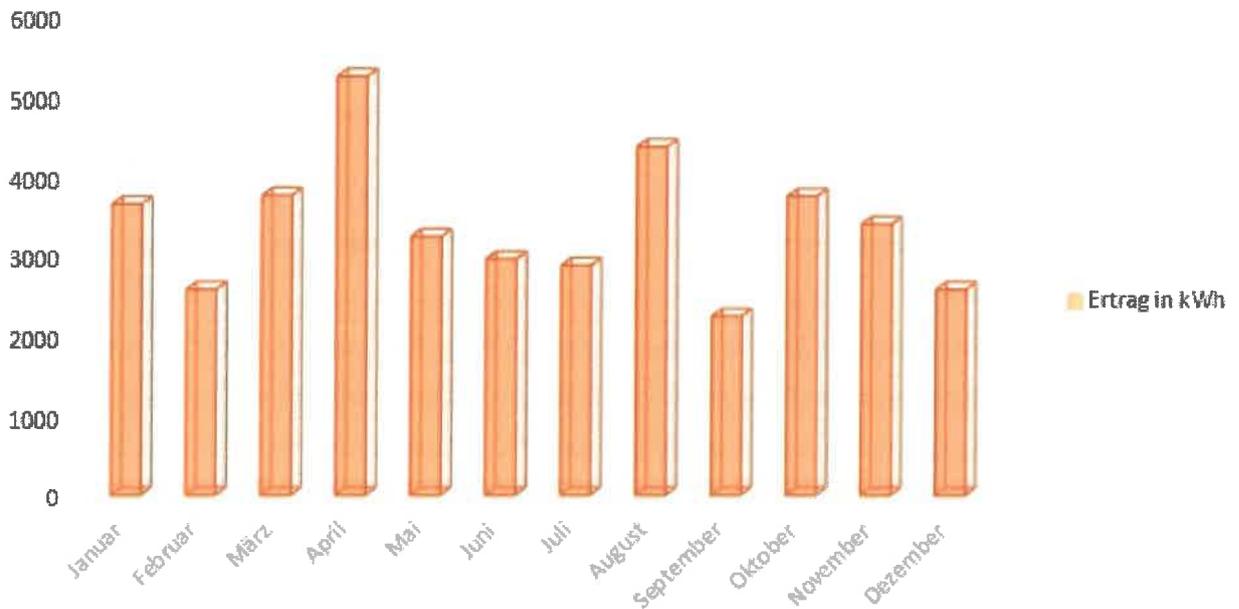


Abbildung 22: Ertrag vertikale Kleinwindkraftanlage über ein Jahr

Ertrag aller EZA im Vergleich zum Gesamtverbrauch

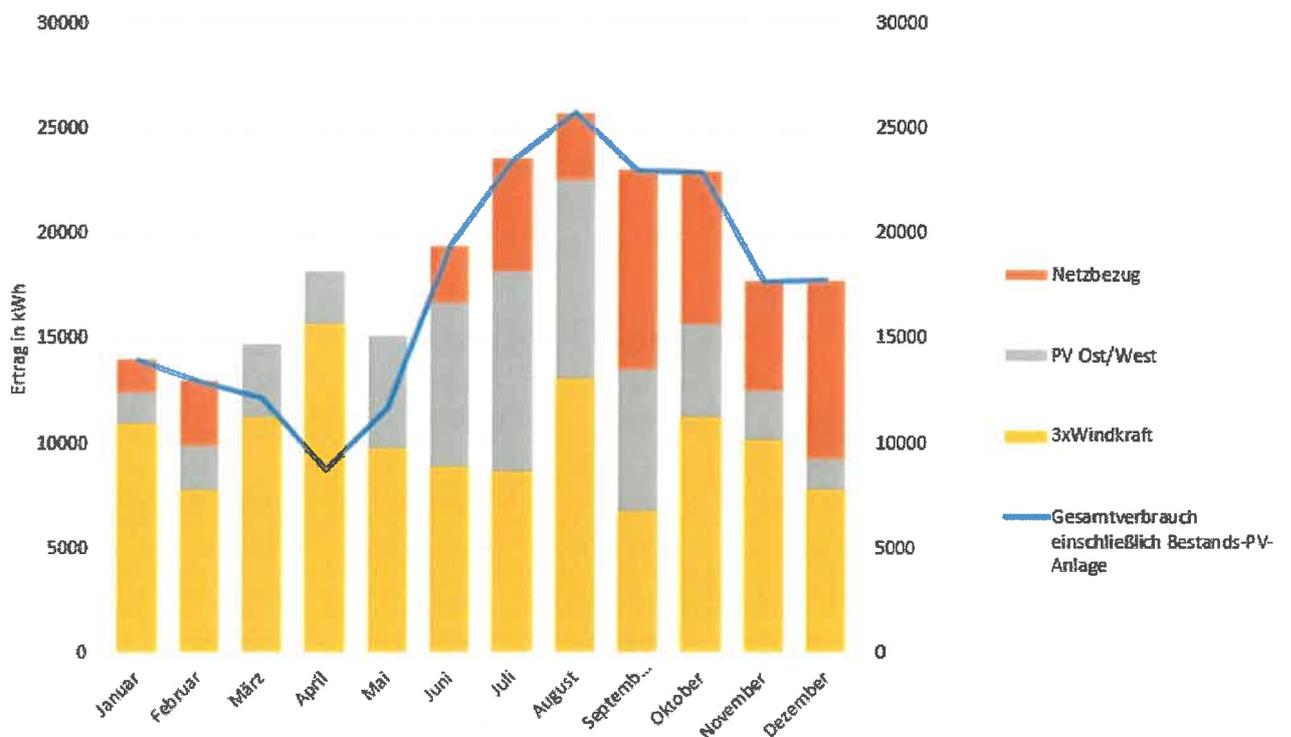


Abbildung 23: Ertrag aller EZA im Vergleich zum Gesamtverbrauch

Bei der Betrachtung aller Erzeugungsanlagen, ohne das Hinzuziehen eines Speichers, ergibt sich ein Balkendiagramm, welches in Abbildung 23 dargestellt ist. In den Monaten März bis Mai kann die Anlage komplett autark betrieben werden, da kein Netzbezug besteht. In den anderen Monaten ist noch ein gewisser Anteil, der dem Netz entnommen werden muss. Durch das Einsetzen eines Speichers würde auch dieser Teil weiter reduziert werden.

Die Tabelle 2 verdeutlicht noch einmal die verschiedenen Aspekte einer Anlage, die nach Süden sowie einer Anlage, die nach Ost/West ausgerichtet ist. Hieraus wird deutlich, dass eine reine Südanlage mit der gleichen Anlagenleistung einen höheren spezifischen Ertrag generiert. Allerdings sind die Aufständerkosten (Preis für Unterkonstruktion) sowie die Montagekosten einer solchen Anlage um ca. 5 % teurer als die einer Ost/West-ausgerichteten Anlage. Somit könnte eine etwas größere Ost/West-Anlage mit dem gleichen Budget errichtet werden, die zu einer besseren Deckung des Verbrauchs führen würde. Hier wird nochmal die Verteilung der Leistung über den Tag anhand des Netzbezuges sichtbar. Die Ost/West-Anlage mit gleicher Leistung führt zu einem geringeren Bezug als die Südanlage. Das Ziel sollte es sein, einen möglichst hohen Eigenverbrauch des grün-produzierten Stromes zu erzielen und nicht in das öffentliche Netz einzuspeisen, da die Einspeisevergütungen im Verhältnis zu den Strombezugskosten deutlich geringer ausfallen. Durch die Anlage mit einer Ost/West-Ausrichtung erzielt man einen Eigenverbrauchsanteil von ca. 36,5 %. Durch die Kombination mit dem zuvor verwendeten Speicher erhöht sich der Eigenverbrauchsanteil auf ca. 52 %. Im Vergleich dazu, wird durch eine Süd Ausrichtung ein Eigenverbrauchsanteil von 32 % erreicht und durch Hinzuziehen eines Speichers ein ähnlicher Wert wie bei einer Ost/West-Ausrichtung.

Tabelle 2: Vergleich Ost/West zu Süd

	Einheit	Ost/West ohne Speicher	Ost/West mit Speicher	Süd mit Speicher	Süd ohne Speicher
Anlagenleistung	[kW]	150	150	150	150
spez. Ertrag	[kWh/kWp]	950,96	950,96	1 073,74	1 073,74
Gesamtertrag	[kWh/Jahr]	156 990	156 990	174 011	174 011
Netzbezug	[kWh/Jahr]	152 430	104 774	96 596	153 972
Netzeinspeisung	[kWh/Jahr]	99 851	49 611	59 098	118 430
realer Autarkiegrad	%	27,3	37,4	36,8	26,5

Im nachfolgenden wurden die verschiedenen Anlagentypen in Abhängigkeit von ihren spezifischen Erträgen mit deren Investitionskosten und den daraus entstehenden

Stromgestehungskosten verglichen. Zusätzlich werden zu den Investitionskosten noch die Betriebskosten der Anlage berücksichtigt. Zu diesen gehören unter anderem die Wartung der Anlage. Die Strombezugskosten auf der ARA Langeoog belaufen sich aktuell auf 0,229 €/kWh. In den nächsten Jahren wird sich der Strompreis definitiv erhöhen, sodass ein Wert von 0,35 €/kWh angenommen wurde. Aktuell hat die ARA Langeoog die EWE als Direktvermarkter, der einen Strompreis von 0,16 €/ kWh zahlt. Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung wurde dieser Wert von 0,16 € weiterhin angenommen sowie ein pessimistischer Wert von 0,06 €/ kWh.

Tabelle 3: Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Potenziale

	Einheit	PV Ost/West	PV Süd	PV vertikal	Wind-vertikal	Wind horizontal
spez. Ertrag	[kWh/kWp]	951	1 073	1 055	3 500	4 000
Investitionskosten ³	[€/kWp]	1.220	1.220	2.160	6.000	6.000
Betriebskosten	[%]	2	2	2	3	3
Stromgestehungskosten ⁷	[cent/kWh]	10,8	9,6	17,3	11,4	12,5
Amortisation der Anlage (optimistisch) ⁴	Jahre	8,0	7,4	13,8	6,5 ⁵	6,1 ⁵
Amortisation der Anlage (pessimistisch) ⁶	Jahre	10,9	10,6	18,7	-	-

Tabelle 4: Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Potenziale mit Speicher

	Einheit	Speicher mit PV-Ost/West 48 kWh	Speicher mit PV-Ost/West 2 x 48 kWh	Speicher mit PV-Ost/West 3 x 48 kWh
spez. Ertrag	[kWh/kWp]	951	951	951
Investitionskosten ³	[€/kWp]	1.523	1.826	2.130
Betriebskosten	[%]	2	2	2
Stromgestehungskosten ⁷	[cent/kWh]	13,4	16,0	18,6
Amortisation der Anlage (optimistisch) ⁴	Jahre	9,5	10,9	11,7
Amortisation der Anlage (pessimistisch) ⁶	Jahre	12,0	13,1	13,5

³ exklusive Planungskosten

⁴ inklusive Planungskosten mit 16 cent Direktvermarkterprämie gerechnet

⁵ bei vollständigem Eigenverbrauch und einem Strombezugspreis von 0,35 €/kWh

⁶ inklusive Planungskosten mit 6 cent Direktvermarkterprämie gerechnet

⁷ inklusive Planungskosten

Anhand dieser Tabelle lässt sich erkennen, dass die Photovoltaikanlagen (Ost/West und Süd) die geringsten Stromgestehungskosten haben. Die vertikale Aufständerung der Module hingegen liegt bei ca. 17 cent/kWh. Selbst hierbei sind die Kosten immer noch geringer als die Strombezugskosten der EWE. Das Hinzuziehen des kleinsten Speichers hebt die Stromgestehungskosten um ca. 2,5 cent/kWh an. Die Amortisierung der Anlage verlängert sich ca. um je 1 Jahr pro Speicherausbaustufe. Alle Berechnungen wurden ohne Berücksichtigung eines eventuell benötigten Kredites berechnet unter Verwendung der vorhandenen Lastgangdaten. Bei einem geringeren Verbrauch können die Ergebnisse abweichen.

Aufgeschlüsselte Kostenschätzung der einzelnen Erzeugungsanlagen ohne Planungskosten:

Kosten horizontale Windkraftanlage (pro Windrad)	: ca.	75.000 €
Kosten vertikale Windkraftanlage (pro Windrad)	: ca.	60.000 €
Kosten PV 165 kWp (Ost/West und Süd)	: ca.	200.000 €
Kosten PV 165 kWp (vertikale Aufständerung)	: ca.	356.000 €
Kosten Speicher pro 48 kWh	: ca.	50.000 €

Die aufgeschlüsselten Kosten pro kWp, Stromgestehungskosten und die Amortisierung der einzelnen Anlagenvariationen können der Tabelle 3 entnommen werden.

5 Fazit

In dieser Potenzialstudie wurden zuerst alle Rahmenbedingungen beschrieben, die zur weiteren Umsetzung relevant werden (vgl. Kapitel 2). Dabei wurden Kriterien betrachtet, nach denen verschiedene Photovoltaik-Technologien analysiert wurden (vgl. Kapitel 3). Die Analyse ergab, dass der Mix aus verschiedenen Erzeugungsanlagen den größten Effekt auf eine Verringerung des aktuellen Verbrauchs hätte. Da die potenzielle Fläche durch die Photovoltaikanlage gleichzeitig etwas eingeengt werden soll und noch genügend Platz für weitere Ausbauschritte der ARA benötigt wird, ist eine 1-reihige Ost-West Konstellation sinnvoll. Gleichzeitig ergänzt die Ost/West-Anlage die schon vorhandene Photovoltaikanlage, die in Südausrichtung gebaut wurde. Die Auswertung der Ertragsrechnung der Photovoltaikanlagen zeigt, dass in den Monaten von Oktober bis März noch mehr Leistung benötigt wird, als durch die neue Photovoltaikanlage produziert werden würde. Diese Leistung kann aufgrund von mangelnder Sonneneinstrahlung nicht über Photovoltaikanlagen produziert werden. Um diese Lücke weiter schließen zu können, wäre der Ausbau durch drei Kleinwindkraftanlagen eine sinnvolle Ergänzung und eine klare Empfehlung unsererseits.

Der Entwurf des BDEW Abwasserrichtlinie (91/271/EWG) sieht vierjährige Energie-Audits für Kläranlagen ab 100 000 EW (Einwohnerwert) bis Ende 2025 und für Kläranlagen ab 10 000 EW bis Ende 2030 vor. Darüber hinaus sollen Kläranlagen > 10 000 EW bis Ende 2030 50 % ihres Energiebedarfes selbst durch erneuerbare Energien erzeugen und bis Ende 2040 100 % ihres Energiebedarfs decken.

Durch die Konstellation kann durch die PV-Anlage ein Autarkiegrad von ca. 26 % bis 37,4 % erreicht werden. Um den hohen Autarkiegrad von 37,4 % zu erreichen, ist das Hinzuziehen eines Speichers notwendig, der - bevor die PV-Anlage ins Netz einspeist - geladen wird und die geladene Energie in der Zeit, wo die PV-Anlage nicht genügend Strom liefern kann, diese wieder an die Verbraucher abgibt.

Insgesamt zeigt die Studie eine potenzielle Reduktion des Netzbezugs von 28 % bis 37,5 % durch die Nutzung der zuvor beschriebenen PV-Anlage und somit kann eine Einsparung von 60 000 – 78 500 kWh/a erzielt werden.

Zusätzlich wird durch die Nutzung der solaren Energie die ARA Langeoog zwischen 73 000 bis 81 000 kg CO₂ pro Jahr einsparen!

Die Kleinwindkraftanlage produziert ca. 48 000 kWh⁸ pro Jahr bei der Wahl eines horizontalen Läufers, die vertikale Variante ca. 42 000 kWh⁸. Bei insgesamt drei Anlagen entspricht dieses einem Energieertrag zwischen 126 000 – 144 000 kWh⁸ jährlich **zusätzlich** zu der geplanten Photovoltaikanlage. Die in Kapitel 4 gezeigte Abbildung 23 zeigt, dass die gesamte Energie, die durch die Kleinwindkraftanlagen produziert wird, selbst verbraucht wird. Lediglich zwischen März und Mai kommt es zur geringfügigen Einspeisung der Energie ins Netz. Unsere Empfehlung ist es, den Ausbau der erneuerbaren Energie in 3 Bauabschnitte zu teilen:

Bauabschnitt 1 beinhaltet den Ausbau von drei Kleinwindkraftanlagen als Vertikalläufer, die Kosten hierfür belaufen sich auf ca. 180.000 € exkl. Planungskosten. Hiermit wird ein bilanzieller Autarkiegrad von ca. 60 % erreicht und ein Gesamtenergieertrag von ca. 126 000 kWh erwirtschaftet.

Bauabschnitt 2 beinhaltet den Ausbau einer ost/west-ausgerichteten Photovoltaikanlage mit einer Gesamtleistung von 165 kWp und einem Gesamtertrag von ca. 157 000 kWh/Jahr. Die Kosten hierfür belaufen sich auf ca. 200.000 € exkl. Planungskosten. Der bilanzielle Autarkiegrad ist hierdurch bei 100 %, da mehr Strom durch erneuerbare Systeme produziert als aktuell verbraucht wird.

Bauabschnitt 3 beinhaltet die Ergänzung zur Photovoltaikanlage mit einem Speichersystem mit einer Gesamtkapazität von 100 kWh. Hierfür müssen Kosten von ca. 100.000 € exkl. Planungskosten eingerechnet werden. Dieser Schritt wirkt sich auf den real gerechneten Autarkiegrad aus, der hierbei um ca. 16 % erhöht wird.

Insgesamt wird mit den vorgenannten Erzeugungsanlagen ein Ertrag von ca. 283 000 kWh pro Jahr erzeugt bei einem Gesamtverbrauch der ARA Langeoog von ca. 209 000 kWh. Die überschüssige Energie wird in das öffentliche Netz eingespeist und vergütet.

Aufgestellt,

Lilienthal, im Dezember 2022



.....
ppa. Dipl.-Ing. Frank Veenhuis



.....
i. A. Aron Winkelmann

⁸ Ertrag kann abweichen aufgrund von äußeren Störfaktoren
22-2506_Studie_PV-Ausbau