wirtschafts
wissenschaften
htw saar

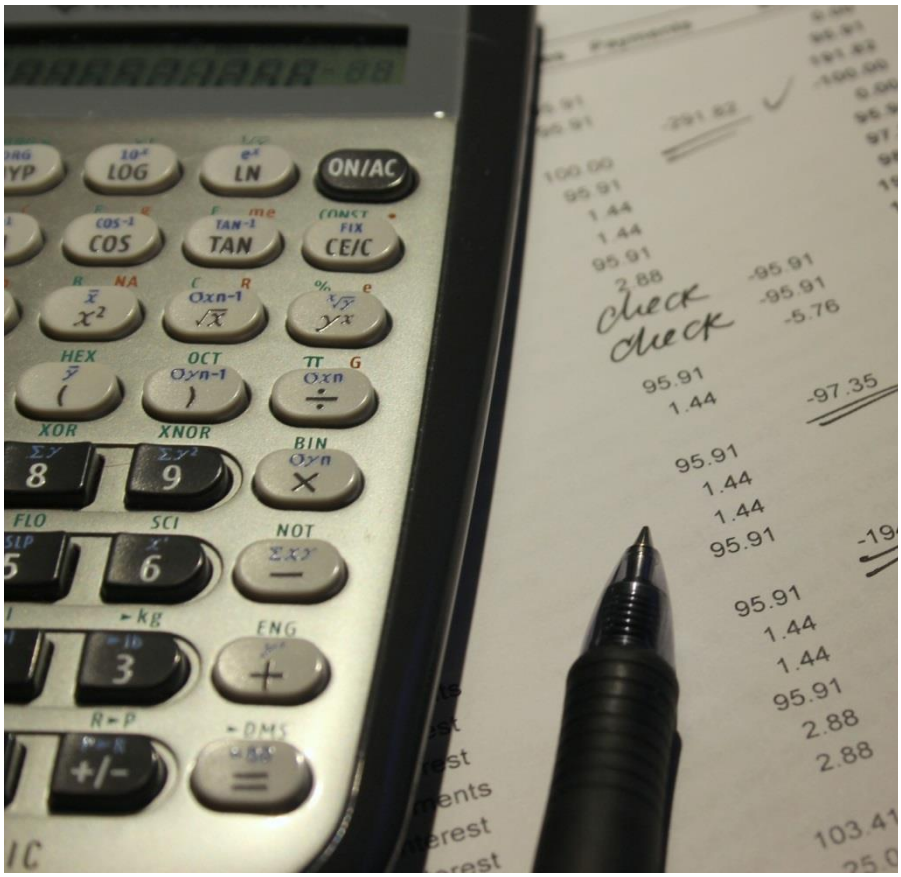
Wirtschaftlichkeitsanalysen
(WIMb19 WW100)

CEC Saar
Continuing Education
Center Saar

htw saar

Jan-Philipp Bartel

Wirtschaftlichkeitsanalyse für eine kleine Windkraftanlage, wie sie im Saarland auf privaten Grundstücken/Häusern installiert werden könnte



28.12.2019

Master Wirtschaftsingenieurwesen (berufsbegleitend)

Inhalt

Abbildungsverzeichnis 3
1 Aufgabenstellung 4
2 Grundsätzlicher Aufbau des Lösungsansatzes 5
3 Handlungsanweisungen 9
3.1 Aufbau des Tools mit Kurzbeschreibung der Tabellenblätter 9
3.2 Schritt-für-Schritt-Anweisung 9
4 Ergebnisse der Beispielrechnung 21
Quellenverzeichnis 23
Fachbücher und weitere Printliteratur 23
Internetquellen 23
Anhang 1 – Softwarebasierte Wirtschaftlichkeitsanalyse Tholey-Theley 25
Anhang 2 – Verortung Schaumbergstraße 32
Anhang 3 – Online-Tool zur Berechnung der Luftdichte 32
Anhang 4 – Ausschnitt aus Datenblatt Windy Boy 5000TL 33
Anhang 5 – Ausschnitt aus Sonkyo Energy 3.5 kW 34
Anhang 6 – Softwarebasierte Wirtschaftlichkeitsanalyse Tholey -Hasborn 35

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Nutzungshinweis und Schnellanalyse Wirtschaftlichkeit..... 10
Abbildung 2: Auswahl Datenbasis Stromkosten/Stromverbrauch..... 10
Abbildung 3: geschätzter Stromverbrauch und geschätzte Stromkosten. 11
Abbildung 4: Strompreissteigerung und Einspeisevergütung. 11
Abbildung 5: Winddaten und weitere Daten. 12
Abbildung 6: Standortuntersuchung mit Wetterkarte. 13
Abbildung 7: Checkliste zur Standortuntersuchung. 13
Abbildung 8: technische Daten der Windkraftanlage. 17
Abbildung 9: Gesamtenergieertrag, Jahresnutzungsgrad und Volllaststunden..... 18
Abbildung 10: Ist-Daten Windkraftanlage..... 18
Abbildung 11: geschätzte Kosten. 19
Abbildung 12: Eingabe Lebensdauer. 19
Abbildung 13: Finanzierung..... 20
Abbildung 14: Energieüberschuss / -defizit..... 20
Abbildung 15: Ertrag Einspeisung / Kosten Deckungsdefizit..... 20
Abbildung 16: Schnellanalyse der Wirtschaftlichkeit. 21
Abbildung 17: Einsparung nach Jahren [€]. 21

1 Aufgabenstellung

Im Rahmen des Wahlpflichtmoduls Wirtschaftlichkeitsanalysen soll unter Berücksichtigung der Kenntnisse aus Kostenrechnung, Finanzierung und Wirtschaftlichkeitsrechnung eine Wirtschaftlichkeitsanalyse eines exemplarischen Projektes durchgeführt werden.

Das Thema der vorliegenden Arbeit lautet „Wirtschaftlichkeitsanalyse für eine kleine Windkraftanlage, wie sie im Saarland auf privaten Grundstücken/Häusern installiert werden könnte“.

Zur Erfüllung der Aufgabenstellung des Wahlpflichtmoduls müssen zwei gleichgewichtete Umfänge bearbeitet werden. In einem ersten Schritt wird eine softwarebasierte Wirtschaftlichkeitsanalyse mit Microsoft Excel durchgeführt. Im dem zweiten Schritt wird in Form einer schriftlichen Ausarbeitung, die Funktionsweise des erstellten Analysewerkzeuges veranschaulicht und erklärt.

Es wird angestrebt, dass zum einen Interessenten mit Hilfe der schriftlichen Ausarbeitung das softwarebasierte Werkzeug verstehen und gewählte Daten und Parameter nachvollziehen können. Zum anderen sollen die Anwender eine Wirtschaftlichkeitsanalyse mit eigenen Daten durchführen können und anhand des Tools bewerten können, ob eine Investition in eine Kleinwindkraftanlage mit den gewählten Gegebenheiten aus wirtschaftlicher Sicht sinnvoll ist. Im Zuge der Untersuchung wird angenommen, dass zum Zeitpunkt der Stromerzeugung ein Stromverbraucher die gewonnene Energie nutzt. Das heißt, solange der Jahresenergieertrag größer dem Jahresenergiebedarf ist, wird kein Strom aus dem öffentlichen Netz bezogen. Weitere nicht direkt monetäre Aspekte, wie der Umweltgedanke, die Energiegewinnung aus erneuerbaren Energien oder die autarke Energiewirtschaft des Haushaltes, spielen bei der Wirtschaftlichkeitsuntersuchung keine Rolle.

Die schriftliche Ausarbeitung ist neben der Darstellung der Aufgabenstellung in drei weitere Teile untergliedert. An diesen Teil schließt sich die Beschreibung des grundsätzlichen Aufbaus des Lösungsansatzes an. Hier ist die Herangehensweise an das Problem skizziert und die Schritte zur Lösung verdeutlicht. Der dritte Teil der Verschriftlichung bildet den Schwerpunkt des Projektberichts. Dieser umfasst eine Handlungsanweisung für die softwarebasierte Tabellenkalkulationsanwendung, welche die Funktionsweise des Tools anhand von Beispieldaten verdeutlicht. Im Rahmen dieses Kapitels werden auch die Herkunft der gewählten Daten und Parameter beschrieben. Im vierten und letzten Teil sind in einer Schlussfolgerung die Ergebnisse der Beispielrechnung bewertet und reflektiert.

2 Grundsätzlicher Aufbau des Lösungsansatzes

Um die Wirtschaftlichkeit einer Investition bewerten zu können, müssen Kennzahlen geschaffen werden, die eine objektive Bewertung ermöglichen. Dazu ist es für alle weiteren Betrachtungen grundlegend, dass zunächst die Rahmenbedingungen abgesteckt werden und sich der Ersteller des Tools mit der Thematik beziehungsweise der Problemstellung vertraut macht.

Das Tool setzt sich aus sieben Tabellenblättern zusammen. Alle relevanten Daten, ausgenommen der Daten einer – gegebenenfalls selbstdurchgeführten Windmessung – werden direkt auf dem ersten Tabellenblatt „1_Cockpit“ von oben nach unten eingetragen (vgl. Anhang 1). Dies ermöglicht eine einfache Steuerung des Anwenders ohne ständiges Wechseln der Tabellenblätter. Um weitere Details der Wirtschaftlichkeitsanalyse zu erhalten, muss auf die entsprechenden Tabellenblätter gewechselt werden.

Die Ausgangssituation, mit der die Investition im Folgenden verglichen werden soll, ist der herkömmliche Strombezug über das öffentliche Stromnetz. Die Stromkosten ergeben sich aus dem Produkt des Strompreises und des Stromverbrauchs im betrachteten Zeitraum. Der Strompreis ist abhängig vom Stromanbieter, regionalen Gegebenheiten und der Menge des Stromverbrauchs. Für den durchschnittlichen Strompreis kann in Deutschland im Jahr 2019 mit einem Wert von ca. 30 Cent/kWh gerechnet werden (vgl. Abschnitt 3.2). Als Basiszeitraum für die Betrachtung der Windmessung und der Analyse wird ein Jahr gewählt, wodurch tageszeitliche und jahreszeitliche Schwankungen geglättet werden. Es kann angenommen werden, dass diese jährlichen Stromkosten einer Steigerung bzw. Senkung über die Lebensdauer t_{Leben} der Investition ausgesetzt sein können. Die Vergangenheit zeigt, dass der Strompreis in den letzten 20 Jahren nahezu stetig gestiegen ist (vgl. Abschnitt 3.2). Diese Tatsache muss in der Wirtschaftlichkeitsanalyse berücksichtigt werden.

Diesen Werten aus der Ausgangssituation werden vergleichbare Werte aus der geplanten Situation – der Investition in eine Kleinwindkraftanlage – gegenübergestellt. Für Kleinwindkraftanlagen gibt es keine einheitliche Definition. Die Klassifizierung wird anhand unterschiedlicher Kriterien durchgeführt. Das Bundesimmissionsschutzgesetz definiert eine Windkraftanlage als Kleinwindkraftanlage bei einer Anlagenhöhe bis maximal 50 m. Der Bundesverband Kleinwindanlagen klassifiziert die Kleinwindanlagen über die Nennleistung (Definition vgl. Abschnitt 3.2) der Anlage. Eine Kleinwindanlage, die für den privaten Haushalt gedacht ist besitzt in der Regel eine Nennleistung von maximal 5 kW (vgl. Bundesverband Kleinwindanlagen o.J.).

Für die geplante Situation müssen ebenfalls Kosten bzw. Erlöse pro Jahr und Kosten bzw. Erlöse über die Lebenszeit der Investition berechnet werden. Um die Kosten und Erlöse zu bestimmen, werden sowohl die Investitionskosten als auch die Betriebskosten der Kleinwindanlage benötigt. Investitionskosten und Betriebskosten sind in erster Linie abhängig von der gewählten Windkraftanlage. Der Erlös aus einer möglichen Netzeinspeisung und der Mehrbedarf an Energie in Form eines Zukaufs des Stroms aus dem öffentlichen Netz werden ebenfalls in die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung miteingerechnet. Der Erlös aus der Netzeinspeisung ergibt sich aus dem Überangebot der gewonnenen Energie der Kleinwindkraftanlage und dem zugrundeliegenden Einspeisetarif. Ist die mit Hilfe der Windkraftanlage gewonnene Energie nicht ausreichend um den jährlichen Strombedarf zu decken, wird Strom aus dem öffentlichen Netz zugekauft. Da der Tarif der Einspeisevergütung mit ca. 8 Cent/kWh deutlich unter dem öffentlichen Strompreis liegt, sollte der Jahresenergieertrag der Windkraftanlage möglichst mit dem Jahresenergiebedarf übereinstimmen. Eine Einspeisevergütung ist wenig rentabel. Jede Kilowattstunde, die der Erzeuger selbst nutzen kann,

hat somit einen deutlichen größeren Effekt auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage als jede kWh, die in das öffentliche Stromnetz eingespeist wird.

Der Energieertrag der Windkraftanlage muss basierend auf den Einflussfaktoren der Windenergie berechnet werden. Diese Faktoren sind die Klassenleistung der Windkraftanlage, die relativen Häufigkeiten der mittleren Windgeschwindigkeiten, der betrachtete Zeitraum und ein Wirkungsgrad, der möglichen Verluste miteinberechnet.

$$E_{ges} = \sum h_i \cdot P_i \cdot T \cdot \eta \qquad (1)$$

$h_i = relative\ Häufigkeit\ einer\ Klasse\ i$

$P_i = Klassenleistung\ einer\ Klasse\ i$

$T = betrachteter\ Zeitraum\ in\ Stunden$

$\eta = Wirkungsfaktor$

$$E_{ges} = \sum h_i \cdot P_i \cdot T \cdot \eta \qquad (1)$$

$h_i = relative\ Häufigkeit\ einer\ Klasse\ i$

$P_i = Klassenleistung\ einer\ Klasse\ i$

$T = betrachteter\ Zeitraum\ in\ Stunden$

$\eta = Wirkungsfaktor$

(nach Hau 2016, S. 560 und S. 638 sowie Schmelmer & Denk 2015, S. 24 und S. 29.)

Die Klassenleistung der Windkraftanlage lässt sich über die dem Wind entnehmbare Leistung und einen Korrekturfaktor dem Leistungsbeiwert der Windkraftanlage wie folgt bestimmen:

$$P_i = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot F \cdot v_w^3 \cdot c_p \qquad (2)$$

$\rho = Luftdichte\ bei\ Normalatmosphäre\ (1{,}225\ kg/m^3)$

$F = Bezugsfläche\ (Durchströmfläche)\ (m^2)$

$v_w = Windgeschwindigkeit\ in\ Rotorhöhe\ (m/s)$

$c_p = Leistungsbeiwert\ der\ Windkraftanlage$

$$P_i = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot F \cdot v_w^3 \cdot c_p \quad (1)$$

$\rho = Luftdichte\ bei\ Normalatmosphäre\ (1{,}225\ kg/m^3)$

$F = Bezugsfläche\ (Durchströmfläche)\ (m^2)$

$v_w = Windgeschwindigkeit\ in\ Rotorhöhe\ (m/s)$

$c_p = Leistungsbeiwert\ der\ Windkraftanlage$

(nach Hau 2016, S. 560)

Aus der Formel der Leistung lässt sich schließen, dass die Windgeschwindigkeit den entscheidenden Faktor der Energiebetrachtung darstellt. Dies zeigt sich darin, dass die Windgeschwindigkeit in ihrer 3. Potenz eingerechnet wird. So ergibt beispielsweise eine Verdoppelung der Windgeschwindigkeit einen 8-fachen Energiebetrag.

Aus dieser Tatsache lässt sich ableiten, dass bei einer Investition in eine Windenergieanlage es von zentraler Bedeutung ist, dass ausreichend hohe Windgeschwindigkeiten vorliegen. Nur Daten basierend auf einer validierten Begutachtung ermöglichen fundierte Aussagen zum Energieertrag. Abweichungen im Nachkommabereich können leicht zu einer falschen Aussage über die Wirtschaftlichkeit der Investition führen. In dem erstellten Tool wird daher großen Wert auf die Korrektheit der Winddaten gelegt. Aus diesem Grund wird der Standort der Kleinwindanlage über drei Schritte ausgewählt. Zunächst werden über eine Windkarte des DWD die grundsätzlichen Windbedingungen des potenziellen Standortes geprüft (vgl. Tabellenblatt „2_Windkarte“). Im zweiten Schritt werden über eine Schnellcheckliste örtliche Gegebenheiten abgefragt (vgl. Tabellenblatt „3_Windmessung“). Im letzten Schritt wird die Durchführung einer Windmessung vor jeder Investition empfohlen (vgl. Tabellenblatt „3_Windmessung“). Diese soll in einem Zeitraum von mindestens einem Jahr stattfinden. Mit der Menge der gesammelten Windmessungen im gewählten Zeitraum steigt die Aussagekraft über den späteren Energieertrag. Ist eine Bestimmung der Windgeschwindigkeit in Rotorhöhe nicht möglich, kann die Windgeschwindigkeit über die logarithmische Höhenformel (vgl. Tabellenblatt „4_Windgeschwindigkeit Rotorhöhe“ und Abschnitt 3.2) bestimmt werden. Um eine möglichst exakte Vorhersage über den Energieertrag zu treffen ist die Durchschnittsgeschwindigkeit nicht ausreichend. Eine genauere Aussage wird mit Hilfe der Häufigkeitsverteilung der einzelnen Windgeschwindigkeiten erreicht. Hierzu werden die Windgeschwindigkeiten klassifiziert und deren Auftretenshäufigkeit bestimmt.

Nachdem der Standort für die Kleinwindanlage mit den dazugehörigen Windgeschwindigkeit bekannt ist, wird eine Kleinwindkraftanlage ausgewählt, die der Untersuchung zugrunde gelegt werden soll. Die ertragsrelevanten Parameter der Anlage, wie der Rotordurchmesser oder die Nennleistung werden in das Berechnungstool auf dem Tabellenblatt „1_Cockpit“ in den dafür vorgesehenen Bereich eingetragen. Basierend auf den technischen Daten der Windkraftanlage und der Wind- und Standortdaten rechnet das Tool auf dem Tabellenblatt „5_Ertrag“ den erwarteten Jahresenergieertrag der Windkraftanlage aus. Dieser Ertrag wird entweder oberhalb oder unterhalb des jährlichen Stromverbrauchs liegen. Diese Differenz wird bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung im weiteren Verlauf wieder aufgegriffen.

Um die Wirtschaftlichkeit der Anlage zu bewerten, müssen in der Folge die Kosten der Windkraftanlage in das Exceldokument eingegeben werden. Die Kosten lassen sich in Investitionskosten und Betriebskosten unterteilen. Die Betriebskosten sind laufende, wiederkehrende Kosten, die in einem Zeitraum von einem Jahr anfallen. Wie auch bei den Kosten der Stromeinspeisung über das öffentliche Netz, müssen potenzielle Kostenreduzierungen oder Kostensteigerungen berücksichtigt werden.

Diese Betriebskosten fallen über den gesamten Zeitraum der technischen Lebensdauer an. Die technische Lebensdauer gilt zugleich als zu betrachtender Zeitraum für die Wirtschaftlichkeitsanalyse. Diese Lebensdauer ist vom Anwender individuell wählbar.

Der letzte Baustein zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit ist die Eingabe der Finanzierungsparameter. Hierzu wird der Eigenkapitalanteil der Investition eingetragen. Der Fremdkapitalanteil wird verzinst. Die angenommenen jährlichen Fremdkapitalzinsen werden ebenso wie die Tilgungsrate eingegeben.

Mit diesem Input ist die Datensammlung zur Wirtschaftlichkeitsanalyse abgeschlossen. Die Wirtschaftlichkeitsrechnung erfolgt auf Tabellenblatt „6_Wirtschaftlichkeitsrechnung“. In die Wirtschaftlichkeitsberechnung fließt ebenfalls der Über- beziehungsweise Unterertrag aus der Ertragsrechnung „5_Ertrag“. Der Mehrertrag wird in das öffentliche Stromnetz zum Einspeisetarif eingespeist. Die Lücke zwischen zu niedrigem Ertrag und jährlichem Stromverbrauch wird durch den Zukauf von Strom aus dem öffentlichen Netz geschlossen.

Die Wirtschaftlichkeit wird über drei Kennzahlen bewertet. Als erste Kennzahl werden die S*tromgestehungskosten* ausgegeben. Diese werden aus dem Verhältnis des Ertrags der Windkraftanlage zu den Gesamtkosten für das Betreiben der Windkraftanlage berechnet. Die Stromgestehungskosten werden mit den durchschnittlichen Strombezugskosten verglichen. Als zweite Kennzahl wird die *Einsparung der Windkraftanlage über die Lebensdauer* t_{Leben} in Euro angegeben. Als dritte Kennzahl wird die *Amortisationsdauer* in Jahren angezeigt. Sind die Stromgestehungskosten kleiner als die durchschnittlichen Strombezugskosten, ist die Einsparung nach der angenommenen Lebensdauer positiv und ist die Amortisationsdauer kleiner der Lebensdauer der Windkraftanlage, dann ist das Investitionsszenario als wirtschaftlich bewertet.

Alle drei Kennzahlen werden zugunsten einer schnellen Erfassung der Ergebnisse auf dem ersten Tabellenblatt im Kopfbereich übersichtlich und für den Anwender direkt ersichtlich dargestellt.

3 Handlungsanweisungen

In diesem Kapitel werden die Handlungsanweisungen dargestellt. Hierzu werden die in Kapitel 2 aufgeführten Aspekte aufgegriffen, um im ersten Abschnitt den generellen Aufbau des Wirtschaftlichkeitsanalysetools zu beschrieben und im zweiten Abschnitt eine Schritt-für-Schritt-Anleitung für den Anwender darzubieten.

3.1 Aufbau des Tools mit Kurzbeschreibung der Tabellenblätter

Das Wirtschaftlichkeitsanalysetool ist in sieben Tabellenblätter unterteilt. Die Blätter sind von eins bis sieben durchnummeriert und entsprechen der in Kapitel 2 dargestellten Arbeitsweise des softwarebasierten Werkzeuges.

Die Tabellenblätter lauten:

- 1_Cockpit
- 2_Windkarte
- 3_Checkliste_Windmessung
- 4_Windgeschwindigkeit Rotorhöhe
- 5_Ertrag
- 6_Wirtschaftlichkeitsrechung
- 7_Erläuterungen_Hinweise

1_Cockpit: Dieses Tabellenblatt stellt die Benutzeroberfläche des Anwenders dar und dient der Steuerung der Wirtschaftlichkeitsrechnung. Alle relevanten Daten und Parameter fließen über dieses Tabellenblatt als Input in die Untersuchung ein.

2_Windkarte: Das Tabellenblatt dient der Bestimmung der durchschnittlichen Windgeschwindigkeit über die Windkarten des Deutschen Wetterdienstes. Dem Nutzer wird hier ein Link zum Download der Wetterkarten des DWD bereitgestellt.

3_Checkliste_Windmessung: Eine Checkliste zur Standortwahl ist auf diesem Tabellenblatt aufgeführt. Über den Import von Daten aus einer Windmessung ist eine beispielhafte Berechnung der Durchschnittswindgeschwindigkeit möglich. Darüber hinaus werden relative Häufigkeiten des Auftretens der Windklassen mit ausgegeben.

4_Ertrag: In diesem Blatt wird in Tabellenform der Energieertrag der Windkraftanlage angegeben und graphisch verdeutlicht. Das Blatt gibt zudem Auskunft über den Jahresnutzungsgrad und die Volllaststunden der Windkraftanlage bei gegebenen Einflussgrößen.

6_Wirtschaftlichkeitsrechnung: In diesem Tabellenblatt werden die Ergebnisse aller vorherigen Untersuchungen zusammengetragen. Das Investitionsszenario wird dem Ausgangsszenario, dem Strombezug über das öffentliche Netz gegenübergestellt und hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit überprüft.

7_Erläuterungen_Hinweise: In diesem Tabellenblatt werden Begriffe erklärt, Quellen für verschiedene Daten aufgeführt und ergänzende sowie weiterführende Hinweise angeboten.

3.2 Schritt-für-Schritt-Anweisung

Der Anwender kann die Wirtschaftlichkeitsberechnung nahezu ausschließlich mit Hilfe des ersten Tabellenblattes „1_Cockpit“ durchführen (vgl. Anhang 1). Hierzu muss er sich von oben nach unten durch das Tabellenblatt durcharbeiten. Die Eingabebereiche sind nach der Reihenfolge der

Handlungsschritte alphabetisch von A bis I geordnet. Der Nutzer wird auf diese Weise durch das Tool gelenkt.

Im Kopf des Tabellenblattes befindet sich der Name des Tools, das aktuelle Datum und der Name des Verfassers inklusive des Modulschlüssels des Fachs Wirtschaftlichkeitsanalysen.

Im Anschluss folgt links ein Nutzungshinweis und rechts ein Bereich für die Schnellanalyse der Wirtschaftlichkeit (vgl. Abbildung 1).

Nutzungshinweise:
Dropdownfeld
Eingabefeld
Links zu weiteren ***Informationen***

Schnellanalyse Wirtschaftlichkeit	**Ø Stromkosten öffentliches Netz bei Lebensdauer t_{Leben}**	**0,41**	**[€/kWh]**
Investitionsempfehlung	**Stromgestehungskosten bei Lebensdauer t_{Leben}**	**0,37**	**[€/kWh]**
	Einsparung durch Windkraftanlage bei Lebensdauer t_{Leben}	**3.402**	**[€]**
	Amortistationsdauer Windkraftanlage	**18**	**[a]**

Abbildung 1: Nutzungshinweis und Schnellanalyse Wirtschaftlichkeit.

Im Nutzungshinweis ist die Kennzeichnung von Dropdownfeldern, von Eingabefeldern und die Verlinkung zu Begriffserklärungen und zu Hinweisen verdeutlicht. Dropdownfelder und Eingabefelder sind farblich gekennzeichnet. Werden zu Feldern oder Begriffen weitere Informationen geliefert oder gibt es Querverweise innerhalb des Tools, dann gelangt der Nutzer über einen Link zu diesen. Im rechten Bereich erkennt der Anwender auf den ersten Blick, ob das untersuchte Investitionsszenario wirtschaftlich ist (vgl. linker Bereich Abbildung 1). Im Feld E4 wird im positiven Falle eine Investitionsempfehlung ausgesprochen. Im negativen Fall hingegen keine. Auf die Bedingungen für eine Empfehlung wird im weiteren Verlauf der Ausarbeitung genauer eingegangen.

Anschließend navigiert der Nutzer in den *Bereich A* „Daten Stromkosten/Stromverbrauch“. Der Anwender wählt hier aus, auf welcher Datenbasis er die Eingaben tätigt (vgl. Abbildung 2).

A) Daten Stromkosten/Stromverbrauch *geschätzte Daten*

Abbildung 2: Auswahl Datenbasis Stromkosten/Stromverbrauch.

Es besteht die Möglichkeit zwischen „Ist-Daten“ und „geschätzte Daten“ zu wählen. Dementsprechend werden in den *Bereichen A1 und A2* die Eingabefelder farblich hinterlegt. Bei Wahl der Ist-Daten werden die einzugebenden Daten im Bereich A1 abgefragt. Der Anwender trägt Informationen zu Haushaltsgröße (optional), zum aktuellen Jahresstromverbrauch und die aktuellen Strompreise seines Stromanbieters ein. Daraus ergeben sich die aktuellen Stromkosten pro Jahr des Anwenders. Hat der Anwender, wie in der Beispielrechnung im Bereich A „geschätzte Daten“ gewählt, da ihm keine gegenwärtigen Zahlen vorliegen, werden dem Nutzer im Bereich A2 definierte Daten auf Basis der Haushaltsgröße geboten (vgl. Abbildung 3). Es besteht die Möglichkeit Zahlen für einen „1-Personen-Haushalt“, einen „2-Personen-Haushalt“ oder für einen „3-Personen-Haushalt und mehr“ in die Analyse mit einfließen zu lassen.

A2) geschätzte Daten		
Haushaltsgröße	***3-Personen-Haushalt und mehr***	
Stromverbrauch	*4.856*	[kWh/a]
Stromkosten/kWh	*29,94*	[Cent/kWh]
Stromkosten im Jahr der Investition	*1453,89*	[€/a]

Abbildung 3: geschätzter Stromverbrauch und geschätzte Stromkosten.

Die dargebotenen Daten abhängig der Haushaltsgröße basieren auf repräsentativen Statistiken und Untersuchungen des statistischen Bundesamtes (vgl. statistisches Bundesamt 2019) und des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (kurz bdew) (vgl. bdew 2019). In der Beispieluntersuchung wurde ein „3-Personen-Haushalt und mehr“ zugrunde gelegt.

Im Bereich B folgen die Eingaben zur Strompreissteigerung und zur Einspeisevergütung (vgl. Abbildung 4).

B) Strompreissteigerung und Einspreisevergütung		
Strompreisteigerung	3%	3% entsprechen der durchschnittlichen Strompreissteigerung zwischen 2009 und 2019
Einspeisevergütung/kWh	8,29	[Cent/kWh]

Abbildung 4: Strompreissteigerung und Einspeisevergütung.

Die Strompreissteigerung gibt Hinweise, wie sich der Strompreis aus dem öffentlichen Netz von Jahr zu Jahr über die Lebensdauer der möglichen Investition entwickelt. Aus der Preisentwicklung der vergangenen Jahre lässt sich schließen, dass der Strompreis weiter steigen wird. Im Beispiel wurde mit einer Strompreissteigerung von 3% gerechnet. Dies entspricht der durchschnittlichen Strompreissteigerung von 2009 bis 2019 (vgl. Statistische Amt der Europäischen Union (kurz eurostat) 2019).

Die Einspeisevergütung beschreibt die Vergütung für die Einspeisung der gewonnen Windkraftenergie in das öffentliche Netz. Der Einspeisetarif sank in den vergangenen Jahren und ist abhängig von dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Windenergieanlage. Der Tarif wird über eine Dauer von 20 Jahren gezahlt. Wie bereits in Kapitel 2 „Grundsätzlicher Aufbau des Lösungsansatzes“ angemerkt, ist die Einspeisung bei einem Einspeisetarif von circa 8 Cent/kWh und Strombezugskosten von circa 30 Cent/kWh unrentabel. In der Beispieluntersuchung wurde der Einspeisetarif basierend auf Daten der Verbraucherzentrale auf 8,29 Cent/kWh festgelegt. (vgl. Verbraucherzentrale 2017 und Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk e.V., kurz C.A.R.M.E.N. e.V o.J.).

Im nächsten Schritt scrollt der Anwender nach unten, um den *Eingabebereich C* (vgl. Abbildung 5) zu komplementieren. In diesem Bereich stellen die Standortwahl und die Winddaten die entscheidenden Faktoren dar.

C) Winddaten und weitere Daten				
Winddaten		***Abschätzung über Weibullverteilung/Windkarte***		
Rauhigkeitslänge	z_0	*0,2*	[m]	***0,2000 m: Landwirtschaftliches Gelände mit vielen Häusern, Büschen und Pflanzen, oder 8 m hohe Hecken im Abstand von ca. 250 m***
Windgeschwindigkeit Messung	v_{w1M}	*3,72*	[m/s]	
Windgeschwindigkeit Windkarte	v_{w1K}	4	[m/s]	**<-- gewählter Wert für Wirtschaftlichkeitsberechnung**
Windgeschwindigkeit in Rotorhöhe	v_{w2}	*4,19*		
Windindex	WI	100%		
betrachteter Zeitraum in h	T	8.760	[h]	(in der Regel 1 a = 8760 h)
Luftdichte	ρ	1,225	[kg/m³]	(bei Normalatmosphäre: 1,225 kg/m3)
Wechselrichterwirkungsgrad	η_W	0,965		
Leitungswirkungsgrad	η_l	0,995		
Wirkungsgrad Netzeinspeisung	η_{Netz}			(nur im Fall der Netzeinspeisung)
Gesamtwirkungsgrad	η_{ges}	*96,0%*		
Formfaktor	k	2		(siehe Häufigkeitsverteilung Weibull, Rechnung Windkarte)
Skalierungsfaktor	A	*4,72*	[m/s]	(siehe Häufigkeitsverteilung Weibull, Rechnung Windkarte)

Abbildung 5: Winddaten und weitere Daten.

Bei der Standortwahl sind, wie bereits In Kapitel 2 dargestellt, die Windverhältnisse ausschlaggebend. Der Anwender sollte diese daher mit größter Sorgfalt untersuchen. Dazu empfiehlt es sich zunächst den Standort mit Hilfe der Windkarten des Deutschen Wetterdienstes (kurz DWD) zu prüfen (vgl. Tabellenblatt 2_Wetterkarte). Der DWD bietet Karten für ganz Deutschland, für einzelne Bundesländer und für bestimmte Regionen in der Bundesrepublik. Aus diesen Karten ist anhand einer farblichen Darstellung zu entnehmen, wie die Windverhältnisse an einem bestimmten Standort sind. Die Darstellungen basieren auf Messungen an 218 Stationen und einer anschließenden Umrechnung auf ein Flächennetz mit einem Abstand von 200 m. Die Karte berücksichtigt die Höhe über dem Meeresspiegel, die geographische Lage, die Art der Landnutzung sowie die Geländeform. Es werden Karten für eine Höhe von 10 m über dem Grund sowie 80 m über dem Grund angeboten (vgl. DWD o.J.). Der Nutzer erhält somit einen ersten Eindruck über die regionalen Windverhältnisse.

Diese Prüfung soll am Beispiel des Standortes Tholey-Hasborn (PLZ 66636), dem Heimatort des Anwenders verdeutlicht werden. Dazu wird der Standort auf der Wetterkarte lokalisiert. Es wurde die Wetterkarte „Jahresmittel der Windgeschwindigkeit – 10 m über Grund – Rheinland-Pfalz“ aus dem Jahr 2004 als Hilfsmittel gewählt. Das Ortsgebiet ist in der Abbildung 6 blau markiert.

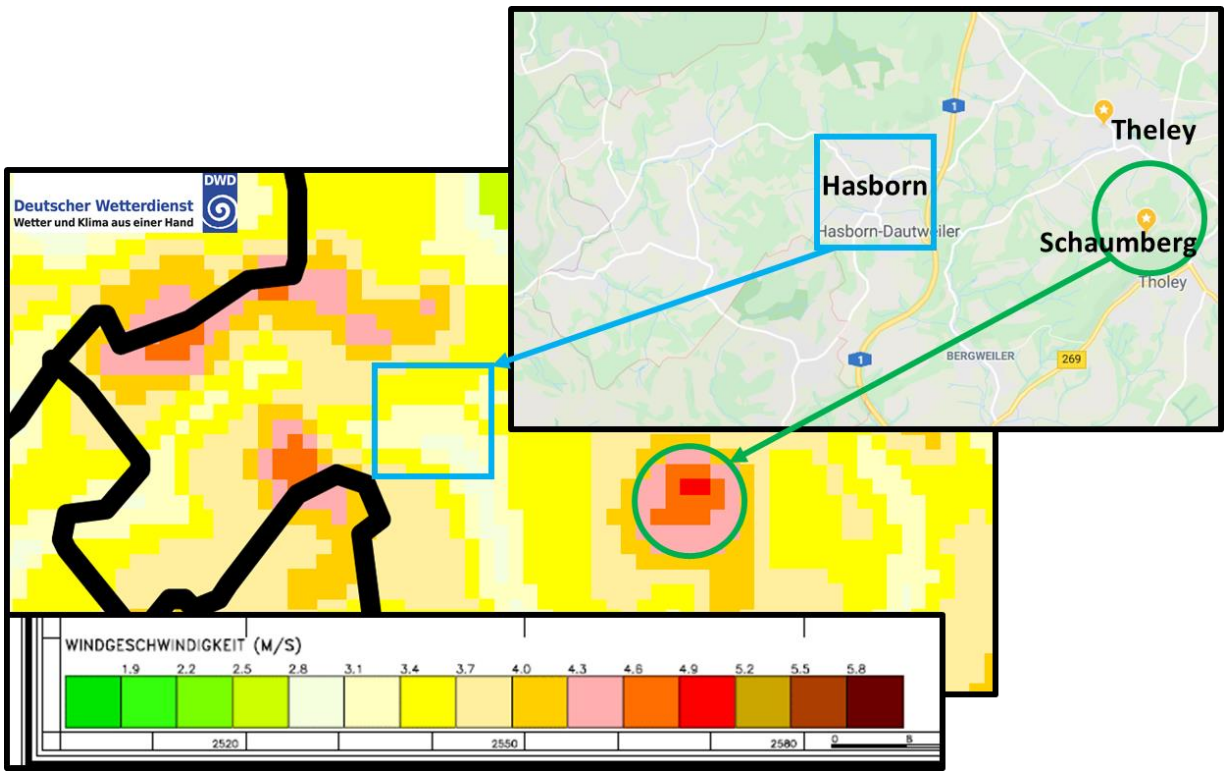


Abbildung 6: Standortuntersuchung mit Wetterkarte. (nach DWD 2004 und Google Maps 2019)

Die mittlere Windgeschwindigkeit liegt im Wesentlichen bei 2,8-3,4 m/s. Es fällt auf, dass um das Ortsgebiet höhere Windgeschwindigkeiten erreicht werden. Dies ist darauf zurückzuführen, dass das Dorf in einem Tal liegt.

Nachdem sich der Anwender über die mittlere Windgeschwindigkeit informiert hat, folgt der zweite Teil der Standortuntersuchung. Der Standort wird mit Hilfe einer Checkliste überprüft. Die nötigen Informationen werden im Tabellenblatt „3_Checkliste_Windmessung“ aufgeführt. Es werden die folgenden vier Kriterien (vgl. Verbraucherzentrale 2017) abgefragt:

Checkliste zur Standortuntersuchung

Kirterien: Ausfüllen mit "X"	Ja	Nein
1) Freie Anströmung aus westlicher Richtung (Hauptwindrichtung)?	X	
2) Mittlere Windgeschwindigkeit in Rotorhöhe: min. 4 Meter pro Sekunde (m/s)?	X	
3) Rotorhöhe möglichst doppelt so hoch wie die Nachbargebäude?	X	
4) Abstand von hohen Hindernissen: min. das 20-fache der Höhe des Hindernisses?	X	

Abbildung 7: Checkliste zur Standortuntersuchung.

Womöglich gibt es Standorte in Tholey-Hasborn, bei denen ohne genauere Untersuchungen angenommen werden kann, dass drei der vier Kriterien erfüllt sind. Das zweite Kriterium wird im Ortsgebiet nicht erfüllbar sein. Die mittlere Windgeschwindigkeit liegt unter 4,0 m/s in Rotorhöhe, auch wenn hier zu beachten ist, dass die Windgeschwindigkeit in Rotorhöhe durchaus höher sein kann als die abgelesene Windgeschwindigkeit in Höhe von 10 m über dem Grund. Um dies zu berücksichtigen, wird im späteren Verlauf des Kapitels die logarithmische Höhenformel erläutert.

Die Errichtung einer privaten Windkraftanlage ist somit aus wirtschaftlichen Aspekten auszuschließen (vgl. Anhang 6). In der Beispieluntersuchung soll daher ein geeigneter Standort in der Nähe des Heimatortes des Anwenders gesucht werden. Bei Betrachtung der Abbildung 6 ist zu erkennen, dass

sich in der Nähe des Ortsgebietes ein Bereich, der den Schaumberg umfasst, mit auffallend hohen Windgeschwindigkeiten im Vergleich zur Umgebung befindet. In diesem Gebiet werden mittlere Windgeschwindigkeiten von 4,0 m/s am Fuß des Berges bis hin zu 4,9 m/s am Gipfel des Berges erreicht. Die Siedlungsgebiete des Dorfs Theley liegen dabei zum Teil im Einfluss der mittleren Windgeschwindigkeiten von 4,0 m/s. Bei Annahme eines Standortes in der Schaumbergstraße (vgl. Anhang 2) im dünn besiedelten südlichen Ortsrand werden alle vier Kriterien der Checkliste (vgl. Abbildung 7) erfüllt.

Nach Überprüfung des Standortes mit Hilfe der Wetterkarte und der Checkliste wird dem Nutzer empfohlen eine Windmessung (vgl. „3_Checkliste_Windmessung“ Hinweisfeld Zelle K9) durchzuführen. Die Windmessung kann entweder vom Nutzer selbst durchgeführt werden oder dieser kann einen Spezialisten mit der Windmessung beauftragen. Führt der Nutzer die Windmessung selbst durch, sollte er sich vor der Durchführung umfassend informieren. Die Windmessung sollte möglichst in Position und Höhe des Rotors durchgeführt werden, um die spätere Windgeschwindigkeit, die auf den Rotor wirkt, möglichst exakt zu simulieren. Der Zeitraum der Windmessung sollte mindestens ein Jahr betragen. Dadurch werden tages- und jahreszeitliche Schwankungen geglättet. Zudem ist es von Bedeutung, dass der Nutzer die Unterschiede bei den Messgeräten hinsichtlich der Genauigkeiten, der Aufzeichnung der Ergebnisse und der Messmethode berücksichtigt. Im Tabellenblatt „3_Checkliste_Windmessung“ ist ein Beispiel aufgeführt, wie ein möglicher Import von Daten über die Messdauer eines Jahres in eine Tabellenkalkulationssoftware aussehen könnte. Es werden verschiedene Windgeschwindigkeitsklassen gebildet. In der Praxis beträgt die Klassenbreite üblicherweise 0,5 m/s oder 1,0 m/s. Eine kleine Klassenbreite bewirkt eine exaktere Berechnung des Energieertrags. Im Beispiel wird eine Klassenbreite von 0,5 m/s angenommen. Über die absoluten Auftretenshäufigkeiten der einzelnen Windklassen werden relative Auftretenshäufigkeiten der Windklassen und eine mittlere Jahreswindgeschwindigkeit berechnet. Anzumerken ist an dieser Stelle, dass die mittleren Windgeschwindigkeiten und die Windgeschwindigkeitsverhältnisse von Jahr zu Jahr verschieden sind. Diese Unterschiede werden in Windindices beschrieben. Der Windindex WI vergleicht die Winddaten eines Messjahres mit dem langjährigen Mittel. Der Windindex weist regionale Unterschiede auf und kann beispielsweise beim Betreiber-Datenbasis (kurz: BDB) für das entsprechende Jahr und den entsprechenden Standort erworben werden (vgl. BDB o.J.).

Im Rahmen dieser Ausarbeitung wird die Untersuchung auf Basis der Daten aus der Windkarte, also einer mittleren Windgeschwindigkeit von 4,0 m/s fortgesetzt. Der Nutzer navigiert auf das erste Tabellenblatt „1_Cockpit“. Er ergänzt die Daten des Bereich C (vgl. Abbildung 5) beginnend mit dem Dropdownfeld für die Wahl der Art der Winddaten. Es besteht die Möglichkeit mit Werten aus einer Windmessung zu arbeiten oder mit den abgelesenen Daten aus der Windkarte. Wie zuvor beschrieben, wird im vorliegenden Beispiel die Wirtschaftlichkeitsuntersuchung mit den Daten aus der Windkarte durchgeführt, da keine Daten aus einer Windmessung für den Standort Schaumbergstraße vorliegen.

In einem nächsten Schritt gibt der Nutzer die Rauhigkeitslänge z_0 für den gewählten Standort an. Der Wert beschreibt die Bodenrauhigkeit der Erdoberfläche (vgl. Hau 2016, S. 575). Diese Angabe dient der Berechnung der Windgeschwindigkeit in Rotorhöhe v_H, falls keine Messergebnisse für diese Höhe vorhanden sind (vgl. Tabellenblatt „4_Windgeschwindigkeit Rotorhöhe“). Die Berechnung erfolgt anhand der logarithmischen Höhenformel:

$$v_H = v_{ref} \cdot \frac{\ln \frac{H}{z_0}}{\ln \frac{H_{ref}}{z_0}} \tag{3}$$

$z_0 = Rauhigkeitslänge\ z_0$

$ln = Natürlicher\ Logarithmus\ (Basis\ e = 2{,}7183 \ldots)$

$v_H = mittlere\ Windgeschwindigkeit\ in\ der\ Höhe\ H\ des\ Rotors\ (m/s)$

$v_{ref} = mittlere\ Windgeschwindigkeit\ in\ der\ Referenzhöhe\ Href\ (m/s)$

$H = Höhe\ des\ Rotors\ (m)$

$H_{ref} = Referenzhöhe\ (Messhöhe)\ (m)$

(nach Hau 2016, S. 575)

Die logarithmische Höhenformel stellt lediglich ein Werkzeug zur näherungsweisen Berechnung der Windgeschwindigkeit in Rotorhöhe dar und gilt nur für die Berechnung in der bodennahen Prandtl-Schicht (bis ca. 100 m über Grund) (vgl. Hau 2016, S. 575). Ein hoher z_0-Wert entspricht einer größeren Rauhigkeitsklasse. Diese beschreibt einen Standort mit vielen Hindernissen. Ein niedriger z_0-Wert mit kleiner Rauhigkeitsklasse hingegen einen flachen, glatten Standort. Für „Grossstädte [sic] mit hohen Gebäuden und Wolkenkratzern“ gilt beispielsweise eine Rauhigkeitslänge von 1,6 m und für „Wasserflächen: Meer und Seen“ eine Rauhigkeitslänge von 0,0002 m (ENCO Energie-Consulting AG o.J.). Die unterschiedlichen Rauhigkeitsklassen sind über ein Dropdownfeld im Eingabebereich C auswählbar und beschrieben. Die Rauhigkeitsklasse ist im Dropdownfeld in Klammern angegeben. Die Rauhigkeitslänge wird als Ausgabewert geliefert. Beim exemplarischen Standort in Theley am Fuß des Schaumberges wird die Rauhigkeitsklasse 3 angenommen. Diese beschreibt den Standort wie folgt: „Dörfer, Kleinstädte, landwirtschaftliches Gelände mit vielen oder hohen Hecken, Wäldern und sehr raues und unebenes Terrain“ (ENCO Energie-Consulting AG o.J.). Die Rauhigkeitslänge beträgt in diesem Fall 0,4 m.

Im Anschluss wählt der Nutzer die mittlere Windgeschwindigkeit (vgl. Abbildung 5 Position 3 und 4). Diese Eingabe ist abhängig von der Auswahl im Dropdownfeld „Winddaten“. Wenn „Windmessung“ gewählt ist, wird die mittlere Windgeschwindigkeit direkt aus dem entsprechenden Tabellenblatt übernommen und die weitere Rechnung erfolgt mit diesen Werten. Dies ist für den Nutzer klar ersichtlich. Wird im Auswahlfeld „Abschätzung über Weibullverteilung/Windkarte“ gewählt, wird die Position „Windgeschwindigkeit Windkarte“ entsprechend hervorgehoben. In der exemplarischen Untersuchung wird mit der mittleren Windgeschwindigkeit aus der Windkarte von 4,0 m/s gerechnet.

In der darunterliegenden Zeile ist die mittlere Windgeschwindigkeit in Rotorhöhe angeben, die mit Hilfe der logarithmischen Höhenformel (vgl. Tabellenblatt „4_Windgeschwindigkeit Rotorhöhe“) berechnet wird. Diese Windgeschwindigkeit ist Basis der Berechnung der im Wind enthaltenen Leistung (vgl. Formel (2)).

Der nächste geforderte Input ist der Windindex. Dieser Index muss bei einer Windmessung berücksichtigt werden. Die Daten aus der Windkarte sind bereits über einen längeren Zeitraum (Jahr 1981 bis 2000) geglättet, daher wird im Beispiel mit einem Index von 100% gerechnet.

Der betrachtete Zeitraum kann vom Nutzer für die Berechnung des Windenergieertrags gewählt werden. Dazu wählt der Anwender die Periode entsprechend der Zeitdauer der Windmessung. In der Wirtschaftlichkeitsanalyse ist jedoch nur eine Bewertung über ein ganzes Jahr sinnvoll, da nur so beispielsweise windstärkere und windschwächere Monate berücksichtigt werden können. Allein auf diese Weise können die Daten in ihrer Ganzheit und Komplexität berücksichtigt werden. Ein Jahr entspricht 8.760 Stunden.

In einem nächsten Schritt wird die Luftdichte angegeben. Der ein zugegebene Wert entspricht der Luftdichte am potenziellen Standort der Windenergieanlage. Dieser kann von der Luftdichte der Normalatmosphäre abweichen, da der Wert unter anderem abhängig von der Höhe ist. Es wird im Beispiel die Dichte der Normalatmosphäre von 1,225 kg/m³ angenommen. Im Internet werden Luftdichten-Rechner angeboten mit den denen ein Näherungswert für eine bestimmte Höhe ermittelt werden kann (vgl. Anhang 3).

Im Anschluss folgen als Positionen 9-12 im Bereich C die Eingabe dreier Wirkungsgrade, die zusammen den Gesamtwirkungsgrad ergeben. Diese Wirkungsgrade beschreiben Leistungs- beziehungsweise Energieverluste. Der erste berücksichtige Verlust ist der Wechselrichterwirkungsgrad. Diese Verluste entstehen von der Umwandlung von Gleichstrom, den die Windenergieanlage liefert zu Wechselstrom, welcher im Haushalt genutzt wird oder im Stromnetz gegeben ist. In der exemplarischen Rechnung wurde der Wert eines Wechselrichters von der Firma SMA angenommen. Dieser beträgt 0,965 (vgl. Anhang 4). Der zweite aufgeführte Wirkungsgrad beschreibt Verluste, die durch Stromleitungen hervorgerufen werden. Er wird als Leitungswirkungsgrad bezeichnet. Im Beispiel wird mit einem praxisnahen Wert von 0,995 gerechnet (vgl. Schmelmer & Denk 2015, S. 30 und S. 47). Der dritte Wirkungsgrad beschreibt den Verlust bei einer Einspeisung von Strom ins öffentliche Stromnetz. Im Falle einer Stromeinspeisung ist 0,99 ein praxisnaher Wert (vgl. Schmelmer & Denk 2015, S. 30). Dieser Verlust kommt im Beispiel nicht zu tragen, da die erzeugte Energie lediglich zur Deckung des Eigenbedarfs genutzt wird. Die benötigte Energie ist größer als die erzeugte Windenergie und somit ist aus wirtschaftlicher Sicht nur eine Eigennutzung sinnvoll (vgl. Bereich H). Der Wirkungsfaktor geht also mit einem Faktor von 1 in die Berechnung des Gesamtwirkungsgrad ein. Dieser wird durch Multiplikation der Einzelwirkungsgrade berechnet und wird im Tool anzeigt.

Die zwei zum Schluss angegebenen Daten, Formparameter k und Skalierungsfaktor A, im Bereich C dienen der Berechnung der Windverteilung mit Hilfe der Weibull-Formel. Die Weibull-Verteilung wird folgendermaßen berechnet:

$$d\Phi/dv = \frac{k}{A} \cdot (\frac{v}{A})^{k-1} \cdot e^{-(\frac{v}{A})^k} \tag{4}$$

$\Phi = Verteilungsfunktion$

$e = Basis\ des\ natürlichen\ Logarithmus\ (Basis\ e = 2{,}7183 \ldots)$

$k = Formparameter\ [—]$

$A = Skalierungsfaktor\ [m/s]$

(nach Hau, 2016, S. 573)

Der Formparameter k beschreibt „die Form der Verteilungsfunktion und charakterisiert bestimmte Windbedingungen. Relativ konstante Windverhältnisse sind durch große k-Werte gekennzeichnet.

Unstetigere Windverhältnisse mit großen Schwankungen um den Mittelwert erzeugen ein kleineres k. […] Ist nur die mittlere Windgeschwindigkeit bekannt und kann man eine „übliche“ Häufigkeitsverteilung unterstellen, so wird diese mit dem Formparameter k = 2 gekennzeichnet.“ (Hau 2016, S. 573) Basierend auf diesen Überlegungen wird in der exemplarischen Untersuchung ebenfalls der Formparameter k = 2 angenommen. Entspricht k einem Wert von 2, dann wird die Verteilung auch als Rayleigh-Verteilung bezeichnet (vgl. Langreder & Bade 2005, S. 141).

Der Skalierungsfaktor „A ist […] ein Maß für die die Zeitreihe charakterisierende Windgeschwindigkeit“ (Langreder & Bade 2005, S. 141). A ist abhängig von der mittleren Windgeschwindigkeit (vgl. Formel (5)) und nimmt im vorliegenden Beispiel bei einer mittleren Windgeschwindigkeit von 4,0 m/s den Wert 4,77 m/s an. Der Wert wird im Tool mit Hilfe der nachstehenden Formel automatisch berechnet.

$$A = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \cdot v_m \tag{5}$$

$v_m = mittlere\ Windgeschwindigkeit$

(nach Heier 2005, S. 382)

Im *Bereich D* werden die technischen Daten der Windkraftanlage eingetragen. Dies wird am Beispiel einer Dreiblattrotor-Windkraftanlage von Sonkyo Energie verdeutlicht. Die Daten sind dem Datenblatt der Windkraftanlage des Herstellers Sonkyo Energie entnommen (vgl. Anhang 5).

D) technische Daten der Windkraftanlage				
Name/Hersteller/Modell		Sonkyo Energy 3.5 KW		
Nennleistung	P_{Nenn}	3,5	[kW]	
Nennwindgeschwindigkeit	v_{Nenn}	12	[m/s]	
Einschaltgeschwindigkeit	v_{Ein}	3	[m/s]	
Abschaltgeschwindigkeit	v_{Ab}	30	[m/s]	
Nabenhöhe/Rotorhöhe	H_{Rotor}	12	[m]	
Rotordurchmesser	d_{Rotor}	4	[m]	
Überstrichene Rotorfläche	F_{Rotor}	*12,57*	[m²]	
Leistungsbeiwert	C_P	0,45		(idealer Beiwert nach Betz: 0,593)

Abbildung 8: technische Daten der Windkraftanlage.

Im ersten Eingabefeld wird der Name bzw. der Hersteller oder das Modell der Windkraftanlage angegeben. In der nächsten Zeile wird die Nennleistung angegeben. Die Nennleistung einer Anlage ist die maximale Leistung, die umgesetzt bzw. generiert werden kann (vgl. Bundesverband WindEnergie, o.J.). Im vorliegenden Fall beträgt die Nennleistung 3,5 kW. Diese Leistung wird bei einer Nenngeschwindigkeit von 12 m/s generiert. Die Einschaltgeschwindigkeit beschreibt die Geschwindigkeit, ab der Leistung abgegeben wird. Die Abschaltgeschwindigkeit ist die Geschwindigkeit, bei der der Windgenerator abschaltet und somit keine Leistung mehr abgibt (vgl. Hau 2016, S. 619). Die Einschalt- bzw. Abschaltgeschwindigkeit betragen 3 m/s und 30 m/s. Die Rotorhöhe beträgt 12 m. Der Rotordurchmesser erstreckt sich über 4 m. Das Tool errechnet automatisch die

überstrichene Rotorfläche von 12,57 m². „Die physikalisch maximale Umwandlung von Wind- in Rotorleistung und damit der Anteil der dem Wind theoretisch maximal entziehbaren zu der im ungestörten Wind enthaltenen Leistung wird durch den theoretischen Leistungsbeiwert $c_{p,th}$ beschrieben“ (Schlütter & Kaltschmitt 2014, S. 457 f.). Im vorliegenden Beispiel wird ein Leistungsbeiwert von 0,45 angenommen – ein üblicher Wert für Dreiblattrotoren (vgl. Özdirk, Kaltschmitt, Skiba & Schulz 2014, S. 507).

Anhand der Eingaben im Bereich D berechnet das Tool unter Hinzunahme der Formeln (1) und (2) im Tabellenblatt „5_Ertrag“ den Energieertrag der Windkraftanlage. In der Beispielrechnung ergibt sich ein Jahresgesamtenergieertrag von ca. 3.976 kWh bei Berücksichtigung des Wirkungsgrad $\eta_{ges.}$ (vgl. Abbildung 9).

	∑	9722,6 kWh	∑	4375,2 kWh	∑	4140,8 kWh
Gesamtenergieertrag nach Berücksichtigung des Wirkungsgrad η_{ges}	∑	9335,4 kWh	∑	4200,9 kWh	∑	3975,9 kWh

Jahresnutzungsgrad	*13,0%*
Volllaststunden [h]	*1136,0*

Abbildung 9: Gesamtenergieertrag, Jahresnutzungsgrad und Volllaststunden.

Der Jahresnutzungsgrad beschreibt das Verhältnis aus dem kalkuliertem Jahresenergieertrag zu dem idealen Jahresenergieertrag bei 100% Nennleistung (T=8.760 h). Im vorliegenden Fall beträgt er 13%. „Die Zahl der Volllaststunden einer Windenergieanlage ergibt sich bei Division des Jahresenergieertrages durch die Nennleistung“ (Bundesverband WindEnergie o.J.). Mit einer Volllaststundenanzahl von 1.136 h könnte die Windenergieanlage somit bei Nennleistung das gleiche Ergebnis erzielen.

Im *Bereich E* werden die Kosten der Windkraftanlage in Form von Investitionskosten und Betriebskosten eingetragen. Im Dropdownfeld kann zwischen „Ist-Daten“ und „geschätzten Daten“ gewählt werden. In Abhängigkeit davon wird der *Bereich E1* für „Ist-Daten“ bzw. der *Bereich E2* für „geschätzte Daten“ ausgefüllt.

E1) Ist-Daten (z.B. angebotsbasiert)		
Investitionskosten		
Windkraftanlage / Windgenerator		[€]
Mast oder Turm		[€]
Infrastruktur (Fundament, Sicherung etc.)		[€]
Wechselrichter oder Laderegler		[€]
Planung und Beratung		[€]
Projektierung / Genehmigung		[€]
Windmessung		[€]
Sonstiges		[€]
Summe:	*0*	[€]
Betriebskosten		
Versicherung		[€/a]
Wartung und Instandhaltung		[€/a]
sonstiges		[€/a]
Summe:	*0*	[€/a]
Kostensteigerung pro Jahr		

Abbildung 10: Ist-Daten Windkraftanlage.

Die „Ist-Daten“ in *Bereich E1* können beispielweise aus einem konkreten Angebot oder Preislisten stammen. Die Investitionskosten sind in mehrere Positionen unterteilt. Darunter fallen alle Kosten, die zur Anschaffung der Investition nötig sind. Das sind im vorliegenden Fall Kosten für die Windkraftanlage, den Mast oder den Turm, die Infrastruktur, den Wechselrichter, die Planung und

Beratung, Projektierung bzw. Genehmigung oder die Windmessung (vgl. Verbraucherzentrale 2017). Für das Saarland gilt eine Genehmigungspflicht ab einer Höhe über 10 m bis zum höchsten Punkt der Anlage. (vgl. LBO Saarland 2019)

Zu den Betriebskosten zählen Kosten, die im laufenden Betrieb wiederkehrend anfallen. Das sind z.B. Wartungs- und Instandhaltungskosten sowie Versicherungskosten. Zudem kann ein Faktor angegeben werden, der die Kostensteigerung pro Jahr beschreibt.

E2) geschätzte Daten			
Investitionskosten			
Nennleistung Windkraftanlage	***3,5***	[kW]	
Kosten Windkraftanlage	*17.500*	[€]	(5.000 €/kW, bei Kleinwindkraftanlagen: < 100 kW)
Summe:	*17.500*	[€]	
Betriebskosten			
Anteil an Investitionskosten pro Jahr (Versicherung, Wartung etc.)	3%		(üblicher Anteil 2-3%)
Summe:	*525*	[€/a]	
Kostensteigerung pro Jahr	1%		(angenommener Faktor der Kostensteigerung)

Abbildung 11: geschätzte Kosten.

Liegen keine konkreten Kosten vor, bietet das Tool im *Eingabebereich E2* Richtwerte an, auf deren Basis die Wirtschaftlichkeitsanalyse ebenfalls durchgeführt werden kann. Als Abschätzung für die Kosten werden Werte zwischen 3.000 € und 9.000 € pro Kilowattstunde an Nennleistung für eine schlüsselfertige Anlage angenommen. Als Durchschnittswert werden 5.000 € pro Kilowattstunde für eine Windkraftanlage kleiner 100 kW Nennleistung angenommen (vgl. Jüttemann o.J.). Die erstellte Microsoft Excel Tabellenkalkulation berechnet automatisch über die Nennleistung und die Durchschnittskosten die Investitionskosten der Windkraftanlage. Das Tool gleicht zudem ab, ob die angegebene Nennleistung, zur Berechnung der Investitionskosten mit der angegebenen Nennleistung in Bereich D „technische Daten“ übereinstimmt. Ist dies nicht der Fall, färbt sich die Zelle rot.

Als Richtwert für die jährlichen Betriebskosten können 2-3% der Investitionskosten angenommen werden (vgl. Verbraucherzentrale 2017). In der exemplarischen Untersuchung wurde mit konservativen 3% der Investitionskosten gerechnet, was nach dem ersten Jahr 525 € bedeuten. Das Tool bietet zudem wie oben bereits erwähnt die Möglichkeit eine Kostensteigerung der laufenden Kosten einzurechnen. Im vorliegenden Beispiel wird eine Kostensteigerung von 1% angenommen.

F) Lebensdauer			
vorausgesetzte Lebensdauer WKA	20	[a]	(übliche Lebensdauer 10-20 Jahre)

Abbildung 12: Eingabe Lebensdauer.

Im *Bereich F* (vgl. Abbildung 12) wird die technische Lebensdauer der Windkraftanlage angegeben. Die Lebensdauer beträgt in der Regel 10 bis 20 Jahre. Die Lebensdauer ist unteranderem abhängig von der Wartung, der Qualität der Anlage und dem Standort (vgl. Verbraucherzentrale 2017). In der Musteranalyse wurden 20 Jahre angenommen.

Im *Bereich G* (vgl. Abbildung 13) werden Angaben zur Finanzierung der Investition getätigt.

G) Finanzierung			
Gesamtinvestition	*17.500*	[€]	
Eigenkapital	10.000	[€]	
Fremdkapital	*7.500*	[€]	
Fremdkapitalanteil	*43%*		
Zinssatz pro Jahr	2%		(Annahme)
Fremdkapiltaltilgung pro Jahr	1.500	[€/a]	
Tilgungsdauer in Jahren	6	[a]	

Abbildung 13: Finanzierung.

In der ersten Zeile wird die Gesamtinvestitionssumme aufgeführt, welche aus dem Bereich F übernommen wird. In der zweiten Zeile gibt der Anwender an, wie viel Eigenkapital in die Investition einfließt. In diesem Fall werden bei einer Gesamtinvestitionssumme von 17.500 € 10.000 € Eigenkapital angenommen. Mit Hilfe dieser beiden Zahlen berechnet das Tool das Fremdkapital und den Fremdkapitalanteil in Prozent. Das Fremdkapital unterliegt einem Fremdkapitalzins. Dieser Zinssatz ist beispielsweise abhängig von den Konditionen des Bankkredites oder der Anleihen. In der exemplarischen Untersuchung wird ein praxisnaher Zinssatz von 2% pro Jahr angenommen. In der nächsten Zeile gibt der Anwender die Tilgungsrate pro Jahr an. Im Beispiel wurden 1.500 € angenommen. Das Tool berechnet automatisch (vgl. Tabellenblatt „6_Wirtschaftlichkeitsrechung“) die Tilgungsdauer in Jahren. In der vorliegenden Analyse beträgt diese sechs Jahre.

H) Energieüberschuss / -defizit			
Strombedarf	*4.856,0*	[kWh/a]	
Stromertrag aus Kleinwindkraftanlage	*3.975,9*	[kWh/a]	(siehe "5_Ertrag")
Eigennutzung	*3.975,9*	[kWh/a]	(wird automatisch maximiert)
Einspeisung	*0,0*	[kWh/a]	
benötigter Strom aus öffentlichem Netz	*880,1*	[kWh/a]	

Abbildung 14: Energieüberschuss / -defizit.

Im *Bereich H* (vgl. Abbildung 14) wird der Strombedarf des Haushaltes dem Energieertrag aus der Windkraftanlage gegenübergestellt. Der Nutzer erhält einen Überblick darüber, wie viele Kilowattstunden Strom er aus dem öffentlichen Netz bei einem Defizit beziehen muss beziehungsweise wie viel Eigenenergieertrag er in das öffentliche Netz einspeisen kann. In dem betrachteten Beispiel müssen 880,1 kWh aus dem öffentlichen Stromnetz zugekauft werden.

I) Ertrag Einspeisung / Kosten Deckungsdefizit			
Ertrag aus Einspeisevergütung in €	*0,00*	[€/a]	(bezieht sich auf das erste Ertragsjahr)
Stromkosten öffentliches Netz	263,49	[€/a]	(bezieht sich auf das erste Ertragsjahr)

Abbildung 15: Ertrag Einspeisung / Kosten Deckungsdefizit.

Aus den Zahlen aus Bereich H wird in *Bereich I* (vgl. Abbildung 15) berechnet, wie sich dieses Defizit beziehungsweise der Mehrenergieertrag monetär auswirkt. In dem Beispiel ergeben sich Stromkosten von 263,49 € im ersten Ertragsjahr, die durch den Bezug aus dem öffentlichen Netz anfallen. In den nachfolgenden Jahren werden sich diese Kosten entsprechend der Strompreissteigerung verändern.

4 Ergebnisse der Beispielrechnung

Die Wirtschaftlichkeitsanalyse einer Kleinwindkraftanlage ist keine triviale Untersuchung. Zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung müssen verschiedenste Aspekte durchleuchtet und berücksichtigt werden.

Im Rahmen der beispielhaften Untersuchung wird dem Anwender eine Investitionsempfehlung ausgesprochen (vgl. Abbildung 16 auf Tabellenblatt „1_Cockpit“).

Schnellanalyse Wirtschaftlichkeit	**Ø Stromkosten öffentliches Netz bei Lebensdauer t_{Leben}**	**0,41**	**[€/kWh]**
Investitionsempfehlung	**Stromgestehungskosten bei Lebensdauer t_{Leben}**	**0,37**	**[€/kWh]**
	Einsparung durch Windkraftanlage bei Lebensdauer t_{Leben}	**3.402**	**[€]**
	Amortistationsdauer Windkraftanlage	**18**	**[a]**

Abbildung 16: Schnellanalyse der Wirtschaftlichkeit.

Die durchschnittlichen Stromgestehungskosten entsprechen 0,41 €/kWh bei Strombezug aus dem öffentlichen Netz und 0,37 €/kWh bei Stromgewinnung mit einer Kleinwindenergieanlage. Die Stromgestehungskosten sind also durchschnittlich ca. 4 Cent günstiger mit der Eigenenergiegewinnung. Über die angenommene Lebensdauer spart der Nutzer der Windkraftanlage ca. 3.400 € und die Anlage amortisiert sich nach 18 Jahren. Wie sich die Entwicklung der Einsparungen der Windenergieanlage im Vergleich zu dem konventionellen Energiebezug auf Jahresbasis verhalten, wird in der folgenden Abbildung (Abbildung 17) deutlich.

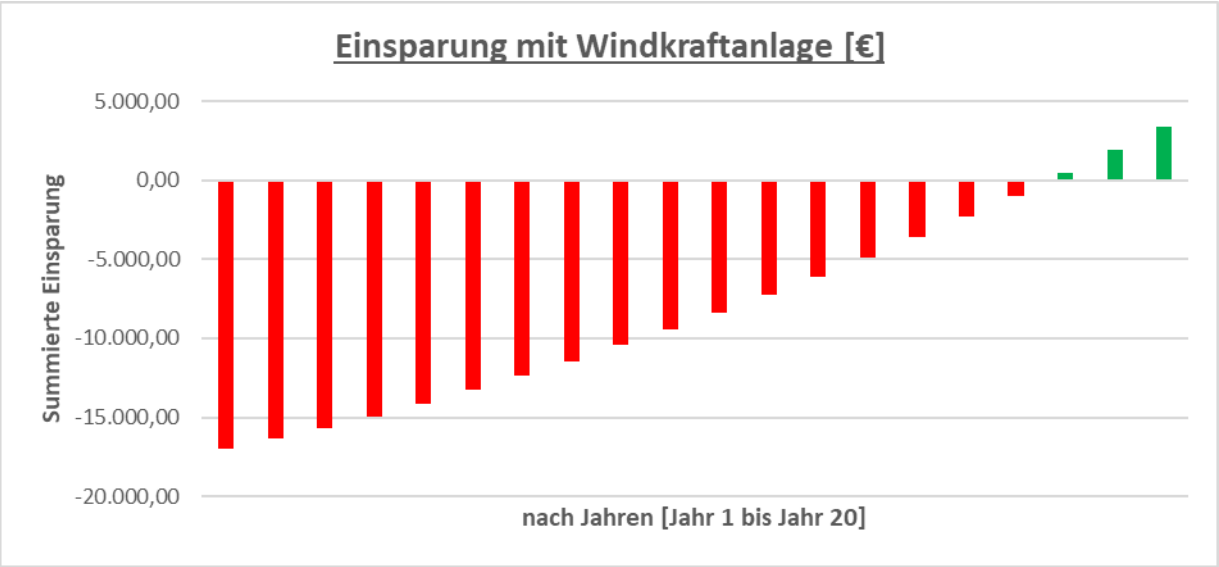


Abbildung 17: Einsparung nach Jahren [€].

Das Schaubild veranschaulicht wie stark die Investition von der Lebensdauer der Anlage abhängig ist. Bei einer hohen Investitionssumme im Vergleich zur jährlichen Einsparung, muss der Investor lange auf die Rendite warten. Es ist daher wichtig, dass der Nutzer des Tools hinsichtlich der Chancen und Risiken einer Investition sensibilisiert ist.

So sollte der Anwender des Tools beachten, dass die Daten in der Beispielrechnung teilweise auf hypothetischen Annahmen basieren. Insbesondere sollte der Anwender die Winddaten vor einer Investition durch einen Sachverständigen messen lassen oder unter Anleitung eines Sachverständigen selbst untersuchen. Die mikroklimatischen Unterschiede sind insbesondere auf Grund des starken Einflusses der Windgeschwindigkeit – Einberechnung über dritte Potenz (vgl. Formel (2)) – auf den Energieertrag nicht vernachlässigbar, was bei der Untersuchung der Windverhältnisse mit Hilfe der Klimakarte deutlich wurde (vgl. Abschnitt 3.2). Des Weiteren sollte der Anwender, nach Erhalt eines Angebotes für die Windkraftanlage mit „Ist-Kosten“ die Wirtschaftlichkeit der Anlage erneut prüfen.

Der Anwender sollte zudem bedenken, dass gewisse Eingabedaten nur bedingt vorhersehbar sind. So können sich die Windverhältnisse auch bei einer professionellen Untersuchung von Jahr zu Jahr verändern. Des Weiteren kann die Lebensdauer einer Windkraftanlage leicht variieren. Im gerechneten Beispiel amortisiert sich die Windenergieanlage nach 18 Jahren (vgl. Abbildung 17) Die angenommene technische Lebensdauer beträgt 20 Jahre. Weicht die Lebensdauer also nur um etwas mehr als 10% ab, wird sich die Investition nicht amortisieren. Der mögliche Investor sollte sich daher immer vor Augen führen, dass die Investition selbst bei einer Investitionsempfehlung ein Restrisiko mit sich führt. Auf der anderen Seite birgt eine Investition auch, insbesondere in einer Zeit, in der Klimaschutz ein großes Thema ist, weitere Potenziale. Beispielsweise könnte eine zusätzliche Besteuerung des Stroms eine größere Steigerung des Strompreises im Vergleich zur Vergangenheit hervorbringen.

Die Aussagekraft des Tools steht und fällt mit der Qualität der Eingabedaten der Anwender. Der Anwender der softwarebasierten Tabellenkalkulation erhält ein Werkzeug zur Hand, mit dem eine Bewertung erleichtert wird und mit dem sich der Anwender vor Augen führen kann, wie sich das Ergebnis der Analyse durch das Ändern einzelner Parameter leicht und deutlich verändern kann.

Quellenverzeichnis

Fachbücher und weitere Printliteratur

Hau, E. 2016, Windkraftanlagen. Grundlagen. Technik. Einsatz. Wirtschaftlichkeit., 6. Auflage, Springer Vieweg, München.

Heier, S. 2005, Windkraftanlagen. Systemauslegung, Netzintegration und Regelung, 4. Auflage, Teubner Verlag, Wiesbaden.

Langreder, W. & Bade P. 2005, Der Wind, in: Gasch R. & Twele J. (Hrsg.), Windkraftanlagen. Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb, 4. Auflage, Teubner Verlag, Wiesbaden, S. 123 -178.

Schlütter, M. & Kaltschmitt, M. 2014, Stromerzeugung aus Windenergie. Physikalische Grundlagen., in: Kaltschmitt, M., Streicher, W., Wiese, A. (Hrsg.), Erneuerbare Energien. Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte., 5. Auflage, Springer Vieweg, Berlin, S. 453 -471).

Schmelmer, R. & Denk, P. 2015, Vertikale Kleinwindanlagen in Bayern: Eine Wirtschaftlichkeitsanalyse, Springer Gabler, Wiesbaden.

Özdirk, B., Kaltschmitt, M., Skiba M. & Schulz D. 2014, Stromerzeugung aus Windenergie. Systemtechnische Beschreibung., in: Kaltschmitt, M., Streicher, W., Wiese, A. (Hrsg.), Erneuerbare Energien. Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte., 5. Auflage, Springer Vieweg, Berlin, S. 471 -523).

Internetquellen

BDEW 2019, Index zur Entwicklung des Strompreises für Haushalte in Deutschland in den Jahren 1998 bis 2019 (1998 = Index 100), in Statista URL https://de.statista.com/statistik/daten/studie/234370/umfrage/entwicklung-der-haushaltsstrompreise-in-deutschland/ (Abruf am 24.12.2019).

Betreiber-Datenbasis o.J., URL http://www.btrdb.de/index.html (abgerufen am 26.12.2019).

Bundesverband Kleinwindanlagen o.J., Definition Kleinwindanlagen, URL http://bundesverband-kleinwindanlagen.de/definition-kleinwindanlagen/ (abgerufen am 28.12.2019).

Bundesverband WindEnergie o.J., Was bedeutet Nennleistung? URL https://www.wind-energie.de/glossar-liste/glossar/nennleistung/ (Abgerufen am 24.12.2019).

Bundesverband WindEnergie o.J., Was bedeutet Volllaststunden? URL https://www.wind-energie.de/glossar-liste/glossar/volllaststunden/ (Abgerufen am 24.12.2019).

Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk e.V. o.J., Wirtschaftlichkeit und Beispielberechnung, URL https://www.carmen-ev.de/sonne-wind-co/windenergie-neu/kleinwindkraft/1651-wirtschaftlichkeit (Abruf am 19.12.2019).

ConSolaris Energietechnik GmbH o.J., Windspot: Windgeneratoren bis 15 kW, URL http://www.consolaris-windenergie.de/tl_files/downloads/sonkyo-energy.pdf (Abgerufen 20.12.2019).

Deutscher Wetterdienst 2004, Jahresmittel der Windgeschwindigkeit – 10 m über Grund – in Rheinland-Pfalz, URL https://www.dwd.de/DE/leistungen/windkarten/deutschland_und_bundeslaender.html#buehneTop (Abgerufen am 20.12.2019).

ENCO Energie-Consulting AG o.J., Luftdichte-Rechner, URL https://wind-data.ch/tools/luftdichte.php (Abgerufen am 20.12.2019).

ENCO Energie-Consulting AG o.J., Weibull-Rechner, URL https://wind-data.ch/tools/weibull.php (Abgerufen am 20.12.2019),

ENCO Energie-Consulting AG o.J., Windprofil-Rechner, URL https://wind-data.ch/tools/profile.php (Abgerufen am 20.12.2019).

Eurostat 2019, Strompreise für Haushalte in den Ländern der EU-28 im Jahr 2018, in Statista URL https://de.statista.com/statistik/daten/studie/197196/umfrage/elektrizitaetspreise-ausgewaehlter-europaeischer-laender/ (Abruf am 19.12.2019).

Jüttemann, P. o.J., Kosten kleiner Windkraftanlagen und Wirtschaftlichkeit URL https://www.klein-windkraftanlagen.com/basisinfo/wirtschaftlichkeit/beurteilung-der-wirtschaftlichkeit-einer-investition-in-klein-windkraft/ (Abruf am 21.12.2019).

SMA 2012, Windy Boy 3600TL / 5000TL URL http://files.sma.de/dl/11053/WB3600_5000TL-DDE120632W.pdf (Abruf am 23.12.2019).

Statistisches Bundesamt 2019, Stromverbrauch der privaten Haushalte nach Haushaltsgrößenklassen URL https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/Materialfluesse-Energiefluesse/Tabellen/stromverbrauch-haushalte.html;jsessionid=BB02661E5640E22CA45DEDFCD55530F1.internet732?view=main%5bPrint%5d (Abruf am 19.12.2019).

Staatskanzlei des Saarlandes 2019, Landesbauordnung (LBO). 2130-1 URL https://www.saarland.de/dokumente/res_innen/LBO2019.pdf (Abruf am 27.12.2019).

Verbraucherzentrale 2017, Kleine Windenergieanlagen: Stromerzeugung in eigener Hand, URL https://www.verbraucherzentrale.de/wissen/energie/erneuerbare-energien/kleine-windenergieanlagen-stromerzeugung-in-eigener-hand-10857 (Abruf am 19.12.2019).

Anhang 1 – Softwarebasierte Wirtschaftlichkeitsanalyse Tholey-Theley

Wirtschaftlichkeitsanalysetool für eine kleine Windkraftanlage zur privaten Nutzung | 27.12.2019 | Jan-Philipp Bartel (WIMb19 WW100)

Nutzungshinweise:	
Dropdownfeld	
Eingabefeld	
Links zu weiteren *Informationen*	

Schnellanalyse Wirtschaftlichkeit			
	Ø Stromkosten öffentliches Netz bei Lebensdauer t_{Leben}	0,41	[€/kWh]
Investitionsempfehlung	Stromgestehungskosten bei Lebensdauer t_{Leben}	0,37	[€/kWh]
	Einsparung durch Windkraftanlage bei Lebensdauer t_{Leben}	3.402	[€]
	Amortistationsdauer Windkraftanlage	18	[a]

A) Daten Stromkosten/Stromverbrauch *geschätzte Daten*

A1) Ist-Daten			A2) geschätzte Daten		
Haushaltsgröße	2 Personen	(optional)	Haushaltsgröße	*3-Personen-Haushalt und mehr*	
Stromverbrauch	3.100	[kWh/a]	Stromverbrauch	*4.856*	[kWh/a]
Stromkosten/kWh	30,00	[Cent/kWh]	Stromkosten/kWh	*29,94*	[Cent/kWh]
Stromkosten/a	930,00	[€/a]	Stromkosten im Jahr der Investition	*1.453,89*	[€/a]

B) Strompreissteigerung und Einspreisevergütung

Strompreisteigerung	3%		3% entsprechen der durchschnittlichen Strompreissteigerung zwischen 2009 und 2019
Einspeisevergütung/kWh	8,29	[Cent/kWh]	

C) Winddaten und weitere Daten					D) technische Daten der Windkraftanlage				
Winddaten		*Abschätzung über Weibullverteilung/Windkarte*							
Rauhigkeitslänge	z_0	*0,4*	[m]	*0,4000 m: Dörfer, Kleinstädte, landwirtschaftliches Gelände mit vielen oder hohen Hecken, Wäldern und sehr raues und unebenes Terrain (3)*	Name/Hersteller/Modell		Sonkyo Energy 3.5 KW		
Windgeschwindigkeit Messung	v_{w1M}	*3,72*	[m/s]		Nennleistung	P_{Nenn}	3,5	[kW]	
Windgeschwindigkeit Windkarte	v_{w1K}	4,0	[m/s]	<-- **gewählter Wert für Wirtschaftlichkeitsberechnung**	Nennwindgeschwindigkeit	v_{Nenn}	12	[m/s]	
Windgeschwindigkeit in Rotorhöhe	v_{w2}	*4,23*			Einschaltgeschwindigkeit	v_{Ein}	3	[m/s]	
Windindex	WI	100%			Abschaltgeschwindigkeit	v_{Ab}	30	[m/s]	
betrachteter Zeitraum in h	T	8.760	[h]	(in der Regel 1 a = 8760 h)	Nabenhöhe/Rotorhöhe	H_{Rotor}	12	[m]	
Luftdichte	ρ	1,225	[kg/m³]	(bei Normalatmosphäre: 1,225 kg/m3)	Rotordurchmesser	d_{Rotor}	4	[m]	
Wechselrichterwirkungsgrad	η_W	0,965			Überstrichene Rotorfläche	F_{Rotor}	*12,57*	[m²]	
Leitungswirkungsgrad	η_l	0,995			Leistungsbeiwert	C_P	0,45		(idealer Beiwert nach Betz: 0,593)
Wirkungsgrad Netzeinspeisung	η_{Netz}			(nur im Fall der Netzeinspeisung)					
Gesamtwirkungsgrad	η_{ges}	*96,0%*							
Formfaktor	k	2		(siehe Häufigkeitsverteilung Weibull, Rechnung Windkarte)					
Skallerungsfaktor	A	*4,77*	[m/s]	(siehe Häufigkeitsverteilung Weibull, Rechnung Windkarte)					

E) Kosten der Windkraftanlage *geschätzte Daten*

E1) Ist-Daten (z.B. angebotsbasiert)			E2) geschätzte Daten			
Investitionskosten			*Investitionskosten*			
Windkraftanlage / Windgenerator		[€]	Nennleistung Windkraftanlage	*3,5*	[kW]	Kleinwindkraftanlagen: < 100 kW
Mast oder Turm		[€]	Kosten Windkraftanlage	*17.500*	[€]	(5.000 €/kW)
Infrastruktur (Fundament, Sicherung etc.)		[€]				
Wechselrichter oder Laderegler		[€]				
Planung und Beratung		[€]				
Projektierung / Genehmigung		[€]				
Windmessung		[€]				
Sonstiges		[€]				
Summe:	*0*	[€]	Summe:	*17.500*	[€]	
Betriebskosten			*Betriebskosten*			
Versicherung		[€/a]	Anteil an Investitionskosten pro Jahr	3%		(üblicher Anteil 2-3%)
Wartung und Instandhaltung		[€/a]	(Versicherung, Wartung etc.)			
sonstiges		[€/a]				
Summe:	*0*	[€/a]	Summe:	*525*	[€/a]	
Kostensteigerung pro Jahr			Kostensteigerung pro Jahr	1%		(angenommener Faktor der Kostensteigerung)

F) Lebensdauer

vorausgesetzte Lebensdauer WKA	20	[a]	(übliche Lebensdauer 10-20 Jahre)

G) Finanzierung

Gesamtinvestition	*17.500*	[€]	
Eigenkapital	10.000	[€]	
Fremdkapital	*7.500*	[€]	
Fremdkapitalanteil	*43%*		
Zinssatz pro Jahr	2%		(Annahme)
Fremdkapiltaltilgung pro Jahr	1.500	[€/a]	
Tilgungsdauer in Jahren	6	[a]	

H) Energieüberschuss / -defizit

Strombedarf	*4.856,0*	[kWh/a]	
Stromertrag aus Kleinwindkraftanlage	*3.975,9*	[kWh/a]	(siehe "5_Ertrag")
Eigennutzung	*3.975,9*	[kWh/a]	(wird automatisch maximiert)
Einspeisung	*0,0*	[kWh/a]	
benötigter Strom aus öffentlichem Netz	*880,1*	[kWh/a]	

I) Ertrag Einspeisung / Kosten Deckungsdefizit

Ertrag aus Einspeisevergütung in €	*0,00*	[€/a]	(bezieht sich auf das erste Ertragsjahr)
Stromkosten öffentliches Netz	263,49	[€/a]	(bezieht sich auf das erste Ertragsjahr)

(Softwarebasierte Wirtschaftlichkeitsanalyse Tabellenblatt „1_Cockpit“ 2019)

Windkarte des deutschen Wetterdienstes (DWD)

"Die Windkarten des Deutschen Wetterdienstes zeigen die mittleren jährlichen Windverhältnisse in ganz Deutschland, in einzelnen Bundesländern bzw. für Nord- und Ostsee. Die Windkarten wurden für Höhen von 10 m und von 80 m über Grund mit feiner Auflösung von bis zu 200 m berechnet." (Deutscher Wetterdienst)

Link zur DWD-Windkarte: https://www.dwd.de/DE/leistungen/windkarten/deutschland_und_bundeslaender.html#buehneTop (05.12.2019)

Zur Bestimmung der durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten in der durchgeführten Beispielberechnung, wurde die Windkarte "Rheinland-Pfalz und Saarland" verwendet und der betrachtete Bereich entsprechend vergrößert. Die Darstellung zeigt die Geschwindigkeit in einer Höhe von 10 m über Grund.

Zur Lokalisierung des betrachteten Bereiches wurde der Kartenabschnitt der DWD-Windkarte mit einem Kartenabschnitt aus Google-Maps verglichen.

Link zum Kartenbereich Google-Maps: https://www.google.de/maps/place/St.+Wendel/@49.4983011,7.0104763,12.5z/data=!4m5!3m4!1s0x4795945 75eeef435:0x51ce68dd092c7658!8m2!3d49.5141602!4d7.1028894 (09.12.2019)

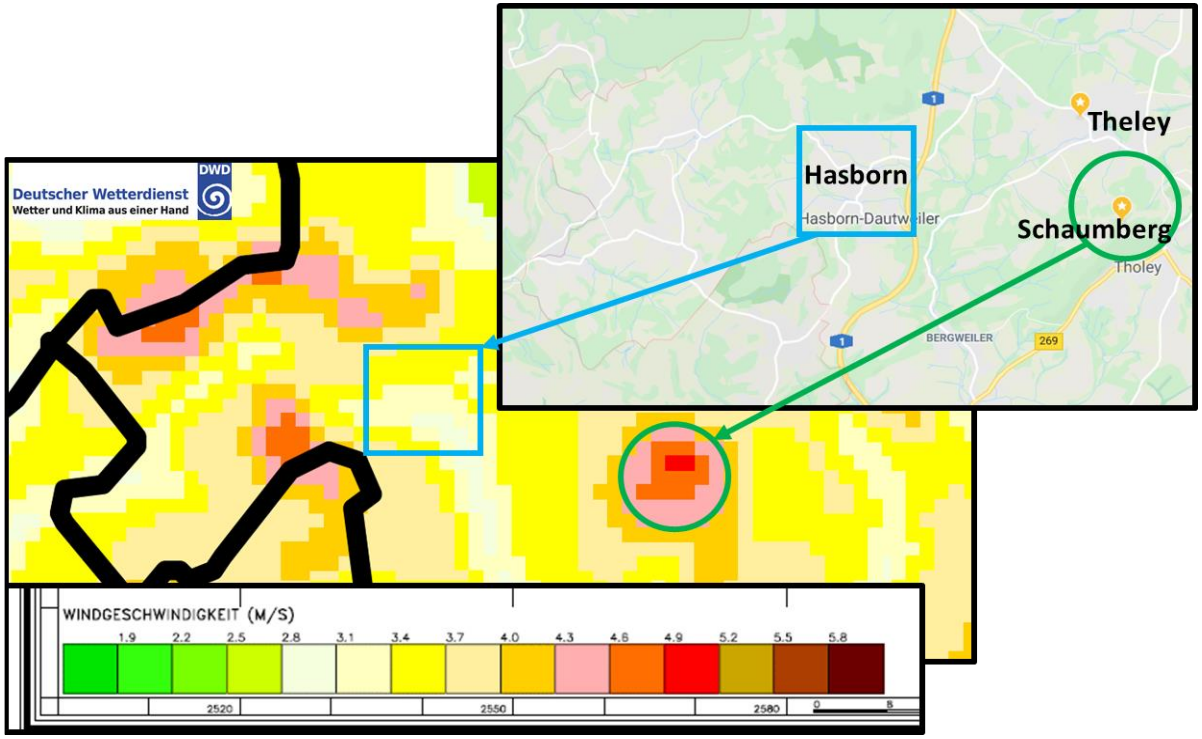
Hinweise:

als Hilfsmittel zum Abschätzen der Windgeschwindigkeit kann die Beaufort-Skala genutzt werden.

Link zur DWD-Beaufort-Skala:

https://www.dwd.de/DE/service/lexikon/Functions/glossar.html?lv2=100310&lv3=100390 (05.12.2019)

Eine Windmessung am möglichen Standort ist grundsätzlich zu empfehlen!



Datenbasis: Deutscher Wetterdienst (2004), eigene Elemente ergänzt und Google Maps (2019)

(Softwarebasierte Wirtschaftlichkeitsanalyse Tabellenblatt „2_Windkarte“ 2019)

Windmessung

Checkliste zur Standortuntersuchung

Kirterien: Ausfüllen mit "X"	Ja	Nein
1) Freie Anströmung aus westlicher Richtung (Hauptwindrichtung)?	X	
2) mittlere Windgeschwindigkeit in Rotorhöhe: min. 4 Meter pro Sekunde (m/s)?	X	
3) Rotorhöhe möglichst doppelt so hoch wie die Nachbargebäude?	X	
4) Abstand von hohen Hindernissen: min. das 20-fache der Höhe des Hindernisses?	X	

Hinweis:
als Hilfsmittel zum Abschätzen der Windgeschwindigkeit kann die Beaufort-Skala genutzt werden.
Link zur DWD-Beaufort-Skala:
https://www.dwd.de/DE/service/lexikon/Functions/glossar.html?lv2=100310&lv3=100390
(05.12.2019)
Eine Windmessung am möglichen Standort ist grundsätzlich zu empfehlen!

Hinweis: **Windschneisen und Häuserschluchten können sich positiv auswirken**
nach Verbraucherzentrale: https://www.verbraucherzentrale.de/wissen/energie/erneuerbare-energien/kleine-windenergieanlagen-stromerzeugung-in-eigener-hand-10857 (23.12.2019)

Windmessung in Höhe H_{ref1}	3 **[m]**		(Durchführung möglichst in Position und Höhe des Rotors)
Windmessung alle 5 min:	**ca.**	**8640 Messungen/Monat**	(Empfohlene Dauer mindestens ein Jahr)

		Januar	Februar	März	April	Mai	Juni	Juli	August	September	Oktober	November	Dezember			
Klassen	**Klassenmittel**	**Absolute Häufigkeit**	**Absolute Häufigkeit**	**Absolute Häufigkeit**	**Absolute Häufigkeit**	**Absolute Häufigkeit**	**Absolute Häufigkeit**	**Absolute Häufigkeit**	**Absolute Häufigkeit**	**Absolute Häufigkeit**	**Absolute Häufigkeit**	**Absolute Häufigkeit**	**Absolute Häufigkeit**	**Absolute Häufigkeit**	**Relative Häufigkeit der Klasse h_i**	**mittlere Windgeschwinigkeit nach Windmessung v_W [m/s]**
0 - 0,5 m/s	0,25 m/s	110	110	115	120	132	130	120	120	140	130	130	130	1487	1,4%	3,72
0,5 - 1 m/s	0,75 m/s	370	380	380	385	362	400	375	320	335	355	325	270	4257	4,1%	
1 - 1,5 m/s	1,25 m/s	535	560	555	570	565	565	565	550	550	535	535	550	6635	6,4%	
1,5 - 2 m/s	1,75 m/s	650	650	720	743	731	800	850	720	690	695	650	670	8569	8,3%	
2 - 2,5 m/s	2,25 m/s	820	810	800	790	830	830	830	820	810	810	810	840	9800	9,5%	
2,5 - 3 m/s	2,75 m/s	870	870	880	870	860	860	870	870	880	890	890	905	10515	10,1%	
3 - 3,5 m/s	3,25 m/s	880	880	870	870	870	870	870	880	870	870	880	880	10490	10,1%	
3,5 - 4 m/s	3,75 m/s	810	850	850	820	810	820	820	820	830	850	850	810	9940	9,6%	
4 - 4,5 m/s	4,25 m/s	756	748	748	748	730	730	748	765	760	748	748	748	8977	8,7%	
4,5 - 5 m/s	4,75 m/s	665	650	640	660	660	650	640	650	645	650	655	655	7820	7,5%	
5 - 5,5 m/s	5,25 m/s	570	565	565	550	550	500	500	540	550	540	565	565	6545	6,3%	
5,5 - 6 m/s	5,75 m/s	440	440	435	435	435	420	420	435	435	435	440	440	5210	5,0%	
6 - 6,5 m/s	6,25 m/s	337	337	337	337	337	337	330	345	340	337	337	337	4048	3,9%	
6,5 - 7 m/s	6,75 m/s	252	252	252	242	252	252	245	252	257	266	252	252	3026	2,9%	
7 - 7,5 m/s	7,25 m/s	218	184	150	178	184	184	184	184	184	184	184	184	2202	2,1%	
7,5 - 8 m/s	7,75 m/s	128	128	155	128	128	110	100	128	130	128	155	128	1556	1,5%	
8 - 8,5 m/s	8,25 m/s	97	90	87	87	87	76	49	87	103	87	90	110	1041	1,0%	
8,5 - 9 m/s	8,75 m/s	55	48	48	45	48	48	4[illegible]	48	50	48	48	55	589	0,6%	
9 - 9,5 m/s	9,75 m/s	25	20	25	20	30	32	4[illegible]	64	26	30	30	30	372	0,4%	
9,5 - 10 m/s	9,75 m/s	18	21	18	15	16	8	15	[illegible]	16	23	25	30	219	0,2%	
10 - 10,5 m/s	10,25 m/s	14	10	12	12	10	7	10	1[illegible]	15	10	12	18	145	0,1%	
10,5 - 11 m/s	10,75 m/s	8	5	8	6	6	4	8	4	[illegible]	8	8	15	84	0,1%	
11 - 11,5 m/s	11,25 m/s	5	3	3	4	2	2	3	3	[illegible]	5	7	9	50	0,0%	
11,5 - 12 m/s	11,75 m/s	4	2	2	2	2	2	2	2	2	[illegible]	2	3	28	0,0%	
12 - 12,5 m/s	12,25 m/s	2	1	2	2	2	2	0	3	2	[illegible]	2	2	23	0,0%	
12,5 - 13 m/s	12,75 m/s	1	2	0	1	0	0	1	1	5	1	[illegible]	1	13	0,0%	
13 - 13,5 m/s	13,25 m/s	0	1	0	0	1	0	0	0	1	0	[illegible]	2	5	0,0%	
13,5 - 14 m/s	13,75 m/s	1	1	0	0	0	0	0	0	1	0	[illegible]	1	4	0,0%	
14 - 14,5 m/s	14,25 m/s	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0,0%	
14,5 - 15 m/s	14,75 m/s	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0,0%	
15 - 15,5 m/s	15,25 m/s	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	3	0,0%	
15,5 - 16 m/s	15,75 m/s	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	0,0%	
16 - 16,5 m/s	16,25 m/s	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0,0%	
16,5 - 17 m/s	16,75 m/s	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0,0%	
17 - 17,5 m/s	17,25 m/s	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0,0%	
17,5 - 18 m/s	17,75 m/s	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0,0%	
18 - 18,5 m/s	18,25 m/s	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0%	
18,5 - 19 m/s	18,75 m/s	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0,0%	
19 - 19,5 m/s	19,25 m/s	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0%	
19,5 - 20 m/s	19,75 m/s	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0,0%	
> 20 m/s	20,00 m/s	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0,0%	
Summe:		*8641*	*8626*	*8642*	*8640*	*8640*	*8640*	*8643*	*8640*	*8635*	*8641*	*8630*	*8647*	*103665*	*100,0%*	

Beispieldaten für eine Windmessung

(Softwarebasierte Wirtschaftlichkeitsanalyse Tabellenblatt „3_Checkliste_Windmessung“ 2019)

Basis der Winddaten	*Abschätzung über Weibullverteilung/Windkarte*

(siehe Tabellenblatt "1_Cockpit")

Berechnung v_w in Rotorhöhe mit Hilfe der logarithmischen Höhenformel

Bezeichnung	Symbol	Betrag	Einheit	Bemerkung/Kommentar
mittlere Windgeschwinigkeit nach Windmessung	v_{w1M}	*3,72*	[m/s]	übernommen aus "3_Windmessung"
mittlere Windgeschwinigkeit nach Windkarte DWD	v_{w1K}	*4,00*	[m/s]	z.B. 4,0 m/s für Standort Schaumberg (PLZ 66636); Achtung, in erster Linie lediglich für erste Einschätzung zu nutzen; eine Windmessung ist zu bevorzugen! Windkarte des DWD
Rauhigkeitslänge	z_0	*0,4*	[m]	0,4000 m: Dörfer, Kleinstädte, landwirtschaftliches Gelände mit vielen oder hohen Hecken, Wäldern und sehr raues und unebenes Terrain (3)
Referenzhöhe (Meßhöhe)	H_{ref1}	*10*	[m]	Entweder Höhe in der die Windmessung durchgeführt wurde oder Höhe von 10 m, wenn Daten aus Windkarte DWD
mittlere Windgeschwindigkeit in Referenzhöhe H_{ref}	$\mathbf{v_{w1}}$	***4,00***	**[m/s]**	**Basis der Winddaten: Abschätzung über Weibullverteilung/Windkarte**
Höhe H_2	H_{Rotor2}	*12*	[m]	geplante Rotorhöhe
mittlere Windgeschwindigkeit in der Höhe H_{Rotor2}	$\mathbf{v_{w2}}$	***4,23***	**[m/s]**	**erwartete Windgeschwindigkeit in Rotorhöhe und somit Basis für die Ertragsrechnung**

(Softwarebasierte Wirtschaftlichkeitsanalyse Tabellenblatt „4_Windgeschwindigkeit Rotorhöhe“ 2019)

Basis der Winddaten	*Abschätzung über Weibullverteilung/Windkarte*	(siehe Tabellenblatt "1_Cockpit")

Name/Hersteller/Modell	Sonkyo Energy 3.5 KW		Windgeschwindigkeit in Rotorhöhe	$v_{w,z}$	4,23 [m/s]
Nennleistung	P_{Nenn}	3,5 [kW]	Windindex	WI	100%
Nennwindgeschwindigkeit	v_{Nenn}	12 [m/s]	betrachteter Zeitraum in h	T	8760 [h]
Einschaltgeschwindigkeit	v_{Ein}	3 [m/s]	Luftdichte	ρ	1,225 [kg/m³]
Abschaltgeschwindigkeit	v_{Ab}	30 [m/s]	Wechselrichterwirkungsgrad	η_{WR}	0,965
Nabenhöhe/Rotorhöhe	H_{Rotor}	12 [m]	Leitungswirkungsgrad	η_l	0,995
Rotordurchmesser	d_{Rotor}	4 [m]	Wirkungsgrad Netzeinspeisung	η_{Netz}	1
Überstrichene Rotorfläche/Durchströmfläche	F_{Rotor}	12,57 [m²]	Gesamtwirkungsgrad	η_{ges}	0,960
Leistungsbeiwert	C_p	0,45	Formfaktor	k	2
			Skalierungsfaktor	A	4,77 [m/s]

Windmessung

Klassen	Klassenmittel	Absolute Häufigkeit	Relative Häufigkeit der Klasse h_i	dem Wind entnehmbare Leistung pro Klasse PW	Klassenenergieertrag nach relativer Häufigkeit der vW	dem Wind entnehmbare Leistung pro Klasse (Berücksichtigung WI & Leistungsbeiwertes)	Klassenenergieertrag nach relativer Häufigkeit der v_{w} (Berücksichtigung WI & Leistungsbeiwert)	dem Wind entnehmbare Leistung pro Klasse (Berücksichtigung Leistungsbeiwert, Nennleistung und Ein- & Abschaltgeschwindigkeit)	Klassenenergieertrag nach relativer Häufigkeit der v_{w} (Berücksichtigung WI & Leistungsbeiwert, Nennleistung und Ein- & Abschaltgeschwindigkeit)
0 - 0,5 m/s	0,25 m/s	*1487*	*1,43%*	0,1 W	0,0 kWh	0,1 W	0,0 kWh	0,0 W	0,0 kWh
0,5 - 1 m/s	0,75 m/s	*4257*	*4,11%*	3,2 W	1,2 kWh	1,5 W	0,5 kWh	0,0 W	0,0 kWh
1 - 1,5 m/s	1,25 m/s	*6635*	*6,40%*	15,0 W	8,4 kWh	6,8 W	3,8 kWh	0,0 W	0,0 kWh
1,5 - 2 m/s	1,75 m/s	*8569*	*8,27%*	41,3 W	29,9 kWh	18,6 W	13,4 kWh	0,0 W	0,0 kWh
2 - 2,5 m/s	2,25 m/s	*9800*	*9,45%*	87,7 W	72,6 kWh	39,5 W	32,7 kWh	0,0 W	0,0 kWh
2,5 - 3 m/s	2,75 m/s	*10515*	*10,14%*	160,1 W	142,2 kWh	72,0 W	64,0 kWh	0,0 W	0,0 kWh
3 - 3,5 m/s	3,25 m/s	*10490*	*10,12%*	264,2 W	234,2 kWh	118,9 W	105,4 kWh	118,9 W	105,4 kWh
3,5 - 4 m/s	3,75 m/s	*9940*	*9,59%*	405,9 W	340,9 kWh	182,7 W	153,4 kWh	182,7 W	153,4 kWh
4 - 4,5 m/s	4,25 m/s	*8977*	*8,66%*	590,9 W	448,2 kWh	265,9 W	201,7 kWh	265,9 W	201,7 kWh
4,5 - 5 m/s	4,75 m/s	*7820*	*7,54%*	824,9 W	545,1 kWh	371,2 W	245,3 kWh	371,2 W	245,3 kWh
5 - 5,5 m/s	5,25 m/s	*6545*	*6,31%*	1113,8 W	616,0 kWh	501,2 W	277,2 kWh	501,2 W	277,2 kWh
5,5 - 6 m/s	5,75 m/s	*5210*	*5,03%*	1463,3 W	644,2 kWh	658,5 W	289,9 kWh	658,5 W	289,9 kWh
6 - 6,5 m/s	6,25 m/s	*4048*	*3,90%*	1879,1 W	642,8 kWh	845,6 W	289,3 kWh	845,6 W	289,3 kWh
6,5 - 7 m/s	6,75 m/s	*3026*	*2,92%*	2367,2 W	605,3 kWh	1065,2 W	272,4 kWh	1065,2 W	272,4 kWh
7 - 7,5 m/s	7,25 m/s	*2202*	*2,12%*	2933,1 W	545,8 kWh	1319,9 W	245,6 kWh	1319,9 W	245,6 kWh
7,5 - 8 m/s	7,75 m/s	*1556*	*1,50%*	3582,8 W	471,1 kWh	1612,3 W	212,0 kWh	1612,3 W	212,0 kWh
8 - 8,5 m/s	8,25 m/s	*1041*	*1,00%*	4321,9 W	380,2 kWh	1944,9 W	171,1 kWh	1944,9 W	171,1 kWh
8,5 - 9 m/s	8,75 m/s	*589*	*0,57%*	5156,3 W	256,6 kWh	2320,3 W	115,5 kWh	2320,3 W	115,5 kWh
9 - 9,5 m/s	9,25 m/s	*322*	*0,36%*	6091,7 W	191,5 kWh	2741,3 W	86,2 kWh	2741,3 W	86,2 kWh
9,5 - 10 m/s	9,75 m/s	*219*	*0,21%*	7133,9 W	132,0 kWh	3210,3 W	59,4 kWh	3210,3 W	59,4 kWh
10 - 10,5 m/s	10,25 m/s	*145*	*0,14%*	8288,7 W	101,6 kWh	3729,9 W	45,7 kWh	3500,0 W	42,9 kWh
10,5 - 11 m/s	10,75 m/s	*84*	*0,08%*	9561,8 W	67,9 kWh	4302,8 W	30,5 kWh	3500,0 W	24,8 kWh
11 - 11,5 m/s	11,25 m/s	*50*	*0,05%*	10959,1 W	46,3 kWh	4931,6 W	20,8 kWh	3500,0 W	14,8 kWh
11,5 - 12 m/s	11,75 m/s	*28*	*0,03%*	12486,2 W	29,5 kWh	5618,8 W	13,3 kWh	3500,0 W	8,3 kWh
12 - 12,5 m/s	12,25 m/s	*23*	*0,02%*	14149,0 W	27,5 kWh	6367,0 W	12,4 kWh	3500,0 W	6,8 kWh
12,5 - 13 m/s	12,75 m/s	*13*	*0,01%*	15953,2 W	17,5 kWh	7178,9 W	7,9 kWh	3500,0 W	3,8 kWh
13 - 13,5 m/s	13,25 m/s	*5*	*0,00%*	17904,6 W	7,6 kWh	8057,1 W	3,4 kWh	3500,0 W	1,5 kWh
13,5 - 14 m/s	13,75 m/s	*4*	*0,00%*	20008,9 W	6,8 kWh	9004,0 W	3,0 kWh	3500,0 W	1,2 kWh
14 - 14,5 m/s	14,25 m/s	*2*	*0,00%*	22272,1 W	3,8 kWh	10022,4 W	1,7 kWh	3500,0 W	0,6 kWh
14,5 - 15 m/s	14,75 m/s	*1*	*0,00%*	24699,7 W	2,1 kWh	11114,9 W	0,9 kWh	3500,0 W	0,3 kWh
15 - 15,5 m/s	15,25 m/s	*3*	*0,00%*	27297,7 W	6,9 kWh	12283,9 W	3,1 kWh	3500,0 W	0,9 kWh
15,5 - 16 m/s	15,75 m/s	*2*	*0,00%*	30071,7 W	5,1 kWh	13532,3 W	2,3 kWh	3500,0 W	0,6 kWh
16 - 16,5 m/s	16,25 m/s	*1*	*0,00%*	33027,5 W	2,8 kWh	14862,4 W	1,3 kWh	3500,0 W	0,3 kWh
16,5 - 17 m/s	16,75 m/s	*1*	*0,00%*	36171,0 W	3,1 kWh	16276,9 W	1,4 kWh	3500,0 W	0,3 kWh
17 - 17,5 m/s	17,25 m/s	*1*	*0,00%*	39507,8 W	3,3 kWh	17778,5 W	1,5 kWh	3500,0 W	0,3 kWh
17,5 - 18 m/s	17,75 m/s	*1*	*0,00%*	43043,8 W	3,6 kWh	19369,7 W	1,6 kWh	3500,0 W	0,3 kWh
18 - 18,5 m/s	18,25 m/s	*0*	*0,00%*	46784,8 W	0,0 kWh	21053,1 W	0,0 kWh	3500,0 W	0,0 kWh
18,5 - 19 m/s	18,75 m/s	*1*	*0,00%*	50736,4 W	4,3 kWh	22831,4 W	1,9 kWh	3500,0 W	0,3 kWh
19 - 19,5 m/s	19,25 m/s	*0*	*0,00%*	54904,5 W	0,0 kWh	24707,0 W	0,0 kWh	3500,0 W	0,0 kWh
19,5 - 20 m/s	19,75 m/s	*1*	*0,00%*	59294,9 W	5,0 kWh	26682,7 W	2,3 kWh	3500,0 W	0,3 kWh
> 20 m/s	20,00 m/s	*1*	*0,00%*	61575,2 W	5,2 kWh	27708,8 W	2,3 kWh	3500,0 W	0,3 kWh
				∑	**6658,1 kWh**	∑	**2996,1 kWh**	∑	**2832,8 kWh**
Gesamtenergieertrag nach Berücksichtigung des Wirkungsgrad η_{ges}				∑	**6392,9 kWh**	∑	**2876,8 kWh**	∑	**2720,0 kWh**

Jahresnutzungsgrad	*8,9%*
Vollaststunden [h]	*777,1*

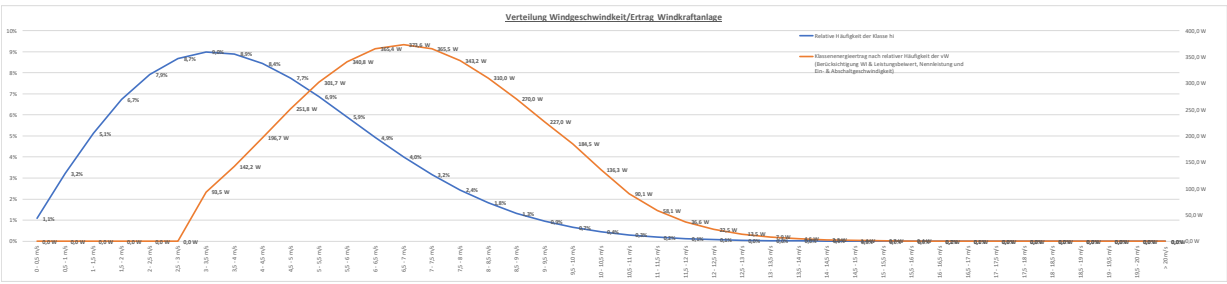
Abschätzung mit Hilfe der Weibullverteilung

Klassen	Klassenmitte	Relative Häufigkeit der Klasse h_i nach Weibull	dem Wind entnehmbare Leistung pro Klasse P_W	Klassenenergieertrag nach relativer Häufigkeit der v_W	dem Wind entnehmbare Leistung pro Klasse (Berücksichtigung WI & Leistungsbeiwertes)	Klassenenergieertrag nach relativer Häufigkeit der v_W (Berücksichtigung WI & Leistungsbeiwert)	dem Wind entnehmbare Leistung pro Klasse (Berücksichtigung Leistungsbeiwert, Nennleistung und Ein- & Abschaltgeschwindigkeit)	Klassenenergieertrag nach relativer Häufigkeit der v_W (Berücksichtigung WI & Leistungsbeiwert, Nennleistung und Ein- & Abschaltgeschwindigkeit)
0 - 0,5 m/s	0,25 m/s	*1,10%*	0,1 W	0,0 kWh	0,1 W	0,0 kWh	0,0 W	0,0 kWh
0,5 - 1 m/s	0,75 m/s	3,22%	3,2 W	0,9 kWh	1,5 W	0,4 kWh	0,0 W	0,0 kWh
1 - 1,5 m/s	1,25 m/s	5,13%	15,0 W	6,8 kWh	6,8 W	3,0 kWh	0,0 W	0,0 kWh
1,5 - 2 m/s	1,75 m/s	6,72%	41,3 W	24,3 kWh	18,6 W	10,9 kWh	0,0 W	0,0 kWh
2 - 2,5 m/s	2,25 m/s	7,92%	87,7 W	60,8 kWh	39,5 W	27,4 kWh	0,0 W	0,0 kWh
2,5 - 3 m/s	2,75 m/s	8,67%	160,1 W	121,6 kWh	72,0 W	54,7 kWh	0,0 W	0,0 kWh
3 - 3,5 m/s	3,25 m/s	8,98%	264,2 W	207,9 kWh	118,9 W	93,5 kWh	118,9 W	93,5 kWh
3,5 - 4 m/s	3,75 m/s	8,88%	405,9 W	315,9 kWh	182,7 W	142,2 kWh	182,7 W	142,2 kWh
4 - 4,5 m/s	4,25 m/s	8,45%	590,9 W	437,1 kWh	265,9 W	196,7 kWh	265,9 W	196,7 kWh
4,5 - 5 m/s	4,75 m/s	7,74%	824,9 W	559,6 kWh	371,2 W	251,8 kWh	371,2 W	251,8 kWh
5 - 5,5 m/s	5,25 m/s	6,87%	1113,8 W	670,3 kWh	501,2 W	301,7 kWh	501,2 W	301,7 kWh
5,5 - 6 m/s	5,75 m/s	5,91%	1463,3 W	757,4 kWh	658,5 W	340,8 kWh	658,5 W	340,8 kWh
6 - 6,5 m/s	6,25 m/s	4,93%	1879,1 W	812,1 kWh	845,6 W	365,4 kWh	845,6 W	365,4 kWh
6,5 - 7 m/s	6,75 m/s	4,00%	2367,2 W	830,2 kWh	1065,2 W	373,6 kWh	1065,2 W	373,6 kWh
7 - 7,5 m/s	7,25 m/s	3,16%	2933,1 W	812,2 kWh	1319,9 W	365,5 kWh	1319,9 W	365,5 kWh
7,5 - 8 m/s	7,75 m/s	2,43%	3582,8 W	762,6 kWh	1612,3 W	343,2 kWh	1612,3 W	343,2 kWh
8 - 8,5 m/s	8,25 m/s	1,82%	4321,9 W	688,9 kWh	1944,9 W	310,0 kWh	1944,9 W	310,0 kWh
8,5 - 9 m/s	8,75 m/s	1,33%	5156,3 W	599,9 kWh	2320,3 W	270,0 kWh	2320,3 W	270,0 kWh
9 - 9,5 m/s	9,25 m/s	0,95%	6091,7 W	504,4 kWh	2741,3 W	227,0 kWh	2741,3 W	227,0 kWh
9,5 - 10 m/s	9,75 m/s	0,66%	7133,9 W	410,0 kWh	3210,3 W	184,5 kWh	3210,3 W	184,5 kWh
10 - 10,5 m/s	10,25 m/s	0,44%	8288,7 W	322,7 kWh	3729,9 W	145,2 kWh	3500,0 W	136,3 kWh
10,5 - 11 m/s	10,75 m/s	0,29%	9561,8 W	246,0 kWh	4302,8 W	110,7 kWh	3500,0 W	90,1 kWh
11 - 11,5 m/s	11,25 m/s	0,19%	10959,1 W	181,9 kWh	4931,6 W	81,9 kWh	3500,0 W	58,1 kWh
11,5 - 12 m/s	11,75 m/s	0,12%	12486,2 W	130,6 kWh	5618,8 W	58,8 kWh	3500,0 W	36,6 kWh
12 - 12,5 m/s	12,25 m/s	0,07%	14149,0 W	91,0 kWh	6367,0 W	41,0 kWh	3500,0 W	22,5 kWh
12,5 - 13 m/s	12,75 m/s	0,04%	15953,2 W	61,7 kWh	7178,9 W	27,7 kWh	3500,0 W	13,5 kWh
13 - 13,5 m/s	13,25 m/s	0,03%	17904,6 W	40,6 kWh	8057,1 W	18,3 kWh	3500,0 W	7,9 kWh
13,5 - 14 m/s	13,75 m/s	0,01%	20008,9 W	26,0 kWh	9004,0 W	11,7 kWh	3500,0 W	4,6 kWh
14 - 14,5 m/s	14,25 m/s	0,01%	22272,1 W	16,2 kWh	10022,4 W	7,3 kWh	3500,0 W	2,5 kWh
14,5 - 15 m/s	14,75 m/s	0,00%	24699,7 W	9,8 kWh	11114,9 W	4,4 kWh	3500,0 W	1,4 kWh
15 - 15,5 m/s	15,25 m/s	0,00%	27297,7 W	5,8 kWh	12283,9 W	2,6 kWh	3500,0 W	0,7 kWh
15,5 - 16 m/s	15,75 m/s	0,00%	30071,7 W	3,3 kWh	13532,3 W	1,5 kWh	3500,0 W	0,4 kWh
16 - 16,5 m/s	16,25 m/s	0,00%	33027,5 W	1,9 kWh	14862,4 W	0,8 kWh	3500,0 W	0,2 kWh
16,5 - 17 m/s	16,75 m/s	0,00%	36171,0 W	1,0 kWh	16276,9 W	0,5 kWh	3500,0 W	0,1 kWh
17 - 17,5 m/s	17,25 m/s	0,00%	39507,8 W	0,5 kWh	17778,5 W	0,2 kWh	3500,0 W	0,0 kWh
17,5 - 18 m/s	17,75 m/s	0,00%	43043,8 W	0,3 kWh	19369,7 W	0,1 kWh	3500,0 W	0,0 kWh
18 - 18,5 m/s	18,25 m/s	0,00%	46784,8 W	0,1 kWh	21053,1 W	0,1 kWh	3500,0 W	0,0 kWh
18,5 - 19 m/s	18,75 m/s	0,00%	50736,4 W	0,1 kWh	22831,4 W	0,0 kWh	3500,0 W	0,0 kWh
19 - 19,5 m/s	19,25 m/s	0,00%	54904,5 W	0,0 kWh	24707,0 W	0,0 kWh	3500,0 W	0,0 kWh
19,5 - 20 m/s	19,75 m/s	0,00%	59294,9 W	0,0 kWh	26682,7 W	0,0 kWh	3500,0 W	0,0 kWh
> 20 m/s	20,00 m/s	0,00%	61575,2 W	0,0 kWh	27708,8 W	0,0 kWh	3500,0 W	0,0 kWh
				∑ **9722,6 kWh**		∑ **4375,2 kWh**	∑ **4140,8 kWh**	
Gesamtenergieertrag nach Berücksichtigung η_{ges}				∑ **9335,4 kWh**		∑ **4200,9 kWh**	∑ **3975,9 kWh**	

Jahresnutzungsgrad	*13,0%*
Vollaststunden [h]	*1136,0*

Klassen	Klassenmittel	Relative Häufigkeit der Klasse h_i	dem Wind entnehmbare Leistung pro Klasse PW	Klassenenergieertrag nach relativer Häufigkeit der v_W	dem Wind entnehmbare Leistung pro Klasse bei Berücksichtigung des Leistungsbeiwertes	Klassenenergieertrag nach relativer Häufigkeit der vW (Berücksichtigung WI & Leistungsbeiwert)	dem Wind entnehmbare Leistung pro Klasse (Berücksichtigung Leistungsbeiwert, Nennleistung und Ein- & Abschaltgeschwindigkeit)	Klassenenergieertrag nach relativer Häufigkeit der vW (Berücksichtigung WI & Leistungsbeiwert, Nennleistung und Ein- & Abschaltgeschwindigkeit)
0 - 0,5 m/s	0,25 m/s	*1,10%*	*0,1 W*	*0,0 kWh*	*0,1 W*	*0,0 W*	*0,0 W*	*0,0 W*
0,5 - 1 m/s	0,75 m/s	*3,22%*	*3,2 W*	*0,9 kWh*	*1,5 W*	*0,4 W*	*0,0 W*	*0,0 W*
1 - 1,5 m/s	1,25 m/s	*5,13%*	*15,0 W*	*6,8 kWh*	*6,8 W*	*3,0 W*	*0,0 W*	*0,0 W*
1,5 - 2 m/s	1,75 m/s	*6,72%*	*41,3 W*	*24,3 kWh*	*18,6 W*	*10,9 W*	*0,0 W*	*0,0 W*
2 - 2,5 m/s	2,25 m/s	*7,92%*	*87,7 W*	*60,8 kWh*	*39,5 W*	*27,4 W*	*0,0 W*	*0,0 W*
2,5 - 3 m/s	2,75 m/s	*8,67%*	*160,1 W*	*121,6 kWh*	*72,0 W*	*54,7 W*	*0,0 W*	*0,0 W*
3 - 3,5 m/s	3,25 m/s	*8,98%*	*264,2 W*	*207,9 kWh*	*118,9 W*	*93,5 W*	*118,9 W*	*93,5 W*
3,5 - 4 m/s	3,75 m/s	*8,88%*	*405,9 W*	*315,9 kWh*	*182,7 W*	*142,2 W*	*182,7 W*	*142,2 W*
4 - 4,5 m/s	4,25 m/s	*8,45%*	*590,9 W*	*437,1 kWh*	*265,9 W*	*196,7 W*	*265,9 W*	*196,7 W*
4,5 - 5 m/s	4,75 m/s	*7,74%*	*824,9 W*	*559,6 kWh*	*371,2 W*	*251,8 W*	*371,2 W*	*251,8 W*
5 - 5,5 m/s	5,25 m/s	*6,87%*	*1113,8 W*	*670,3 kWh*	*501,2 W*	*301,7 W*	*501,2 W*	*301,7 W*
5,5 - 6 m/s	5,75 m/s	*5,91%*	*1463,3 W*	*757,4 kWh*	*658,5 W*	*340,8 W*	*658,5 W*	*340,8 W*
6 - 6,5 m/s	6,25 m/s	*4,93%*	*1879,1 W*	*812,1 kWh*	*845,6 W*	*365,4 W*	*845,6 W*	*365,4 W*
6,5 - 7 m/s	6,75 m/s	*4,00%*	*2367,2 W*	*830,2 kWh*	*1065,2 W*	*373,6 W*	*1065,2 W*	*373,6 W*
7 - 7,5 m/s	7,25 m/s	*3,16%*	*2933,1 W*	*812,2 kWh*	*1319,9 W*	*365,5 W*	*1319,9 W*	*365,5 W*
7,5 - 8 m/s	7,75 m/s	*2,43%*	*3582,8 W*	*762,6 kWh*	*1612,3 W*	*343,2 W*	*1612,3 W*	*343,2 W*
8 - 8,5 m/s	8,25 m/s	*1,82%*	*4321,9 W*	*688,9 kWh*	*1944,9 W*	*310,0 W*	*1944,9 W*	*310,0 W*
8,5 - 9 m/s	8,75 m/s	*1,33%*	*5156,3 W*	*599,9 kWh*	*2320,3 W*	*270,0 W*	*2320,3 W*	*270,0 W*
9 - 9,5 m/s	9,25 m/s	*0,95%*	*6091,7 W*	*504,4 kWh*	*2741,3 W*	*227,0 W*	*2741,3 W*	*227,0 W*
9,5 - 10 m/s	9,75 m/s	*0,66%*	*7133,9 W*	*410,0 kWh*	*3210,3 W*	*184,5 W*	*3210,3 W*	*184,5 W*
10 - 10,5 m/s	10,25 m/s	*0,44%*	*8288,7 W*	*322,7 kWh*	*3729,9 W*	*145,2 W*	*3500,0 W*	*136,3 W*
10,5 - 11 m/s	10,75 m/s	*0,29%*	*9561,8 W*	*246,0 kWh*	*4302,8 W*	*110,7 W*	*3500,0 W*	*90,1 W*
11 - 11,5 m/s	11,25 m/s	*0,19%*	*10959,1 W*	*181,9 kWh*	*4931,6 W*	*81,9 W*	*3500,0 W*	*58,1 W*
11,5 - 12 m/s	11,75 m/s	*0,12%*	*12486,2 W*	*130,6 kWh*	*5618,8 W*	*58,8 W*	*3500,0 W*	*36,6 W*
12 - 12,5 m/s	12,25 m/s	*0,07%*	*14149,0 W*	*91,0 kWh*	*6367,0 W*	*41,0 W*	*3500,0 W*	*22,5 W*
12,5 - 13 m/s	12,75 m/s	*0,04%*	*15953,2 W*	*61,7 kWh*	*7178,9 W*	*27,7 W*	*3500,0 W*	*13,5 W*
13 - 13,5 m/s	13,25 m/s	*0,03%*	*17904,6 W*	*40,6 kWh*	*8057,1 W*	*18,3 W*	*3500,0 W*	*7,9 W*
13,5 - 14 m/s	13,75 m/s	*0,01%*	*20008,9 W*	*26,0 kWh*	*9004,0 W*	*11,7 W*	*3500,0 W*	*4,6 W*
14 - 14,5 m/s	14,25 m/s	*0,01%*	*22272,1 W*	*16,2 kWh*	*10022,4 W*	*7,3 W*	*3500,0 W*	*2,5 W*
14,5 - 15 m/s	14,75 m/s	*0,00%*	*24699,7 W*	*9,8 kWh*	*11114,9 W*	*4,4 W*	*3500,0 W*	*1,4 W*
15 - 15,5 m/s	15,25 m/s	*0,00%*	*27297,7 W*	*5,8 kWh*	*12283,9 W*	*2,6 W*	*3500,0 W*	*0,7 W*
15,5 - 16 m/s	15,75 m/s	*0,00%*	*30071,7 W*	*3,3 kWh*	*13532,3 W*	*1,5 W*	*3500,0 W*	*0,4 W*
16 - 16,5 m/s	16,25 m/s	*0,00%*	*33027,5 W*	*1,9 kWh*	*14862,4 W*	*0,8 W*	*3500,0 W*	*0,2 W*
16,5 - 17 m/s	16,75 m/s	*0,00%*	*36171,0 W*	*1,0 kWh*	*16276,9 W*	*0,5 W*	*3500,0 W*	*0,1 W*
17 - 17,5 m/s	17,25 m/s	*0,00%*	*39507,8 W*	*0,5 kWh*	*17778,5 W*	*0,2 W*	*3500,0 W*	*0,0 W*
17,5 - 18 m/s	17,75 m/s	*0,00%*	*43043,8 W*	*0,3 kWh*	*19369,7 W*	*0,1 W*	*3500,0 W*	*0,0 W*
18 - 18,5 m/s	18,25 m/s	*0,00%*	*46784,8 W*	*0,1 kWh*	*21053,1 W*	*0,1 W*	*3500,0 W*	*0,0 W*
18,5 - 19 m/s	18,75 m/s	*0,00%*	*50736,4 W*	*0,1 kWh*	*22831,4 W*	*0,0 W*	*3500,0 W*	*0,0 W*
19 - 19,5 m/s	19,25 m/s	*0,00%*	*54904,5 W*	*0,0 kWh*	*24707,0 W*	*0,0 W*	*3500,0 W*	*0,0 W*
19,5 - 20 m/s	19,75 m/s	*0,00%*	*59294,9 W*	*0,0 kWh*	*26682,7 W*	*0,0 W*	*3500,0 W*	*0,0 W*
> 20 m/s	20,00 m/s	*0,00%*	*61575,2 W*	*0,0 kWh*	*27708,8 W*	*0,0 W*	*3500,0 W*	*0,0 W*
				∑ **9722,6 kWh**		∑ **4375,2 kWh**	∑ **4140,8 kWh**	
Gesamtenergieertrag nach Berücksichtigung des Wirkungsgrad η_{ges}				∑ **9335,4 kWh**		∑ **4200,9 kWh**	∑ **3975,9 kWh**	

Jahresnutzungsgrad	*13,0%*
Vollaststunden [h]	*1136,0*



(Softwarebasierte Wirtschaftlichkeitsanalyse Tabellenblatt „5_Ertrag“ 2019)

Basis Winddaten	*Abschätzung über Weibullverteilung/Windkarte*	(siehe Tabellenblatt "1_Cockpit")

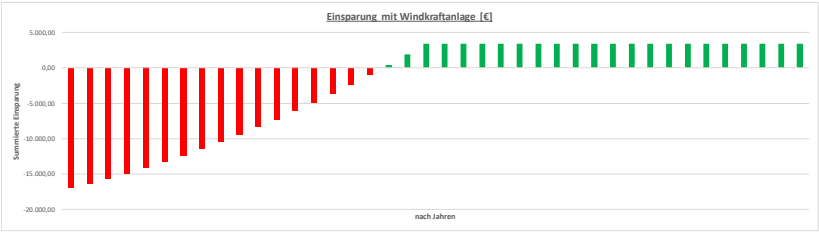
Eigenkapital	*10.000*	[€]	Benötigter Strom öffentliches Netz	*880*	[kWh/a]
Fremdkapital	*7.500*	[€]	Strompreis	*29,94*	[Cent/kWh]
Fremdkapitalzins	*2%*	[%/a]	Strompreissteigerung	*3%*	[%/a]
Fremdkapitaltilgung	*1.500*	[€/a]	Eingespeister Strom	*0*	[kWh/a]
laufende Kosten	*525*	[€/a]	Einspeisevergütung	*8,29*	[Cent/kWh]
Steigerung l. Kosten	*1%*	[%/a]	vorausgesetzte Lebensdauer t_{Leben}	*20*	[a]
			Strombedarf	*4.856*	[kWh/a]

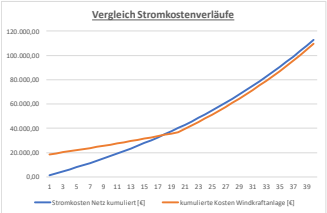
Jahr	Eigenkapital [€]	Fremdkapital im Jahr t [€]	Abschreibung [€]	Fremdkapitalzins [€]	Fremdkapitaltilgung [€]	Sum Eigenkapital [€]	Laufende Kosten [€]	Laufende Kosten kumuliert [€]	Gesamtkosten Anlage [€]	Stromkosten pro Jahr [€]	Stromertrag pro Jahr [€]
Installation + 0	10.000,00	7.500,00	0,00	0,00	0,00	10.000,00	0,00	0,00	17.500,00	263,49	0,00
Installation + 1	10.000,00	6.150,00	875,00	150,00	1.500,00	11.500,00	525,00	525,00	18.175,00	271,40	0,00
Installation + 2	10.000,00	4.773,00	875,00	123,00	1.500,00	13.000,00	530,25	1.055,25	18.828,25	279,54	0,00
Installation + 3	10.000,00	3.368,46	875,00	95,46	1.500,00	14.500,00	535,55	1.590,80	19.459,26	287,92	0,00
Installation + 4	10.000,00	1.935,83	875,00	67,37	1.500,00	16.000,00	540,91	2.131,71	20.067,54	296,56	0,00
Installation + 5	10.000,00	474,55	875,00	38,72	1.500,00	17.500,00	546,32	2.678,03	20.652,57	305,46	0,00
Installation + 6	10.000,00	0,00	875,00	9,49	484,04	17.984,04	551,78	3.229,81	21.213,84	314,62	0,00
Installation + 7	10.000,00	0,00	875,00	0,00	0,00	17.984,04	557,30	3.787,11	21.771,14	324,06	0,00
Installation + 8	10.000,00	0,00	875,00	0,00	0,00	17.984,04	562,87	4.349,98	22.334,01	333,78	0,00
Installation + 9	10.000,00	0,00	875,00	0,00	0,00	17.984,04	568,50	4.918,48	22.902,51	343,80	0,00
Installation + 10	10.000,00	0,00	875,00	0,00	0,00	17.984,04	574,18	5.492,66	23.476,70	354,11	0,00
Installation + 11	10.000,00	0,00	875,00	0,00	0,00	17.984,04	579,93	6.072,59	24.056,62	364,73	0,00
Installation + 12	10.000,00	0,00	875,00	0,00	0,00	17.984,04	585,73	6.658,31	24.642,35	375,68	0,00
Installation + 13	10.000,00	0,00	875,00	0,00	0,00	17.984,04	591,58	7.249,90	25.233,93	386,95	0,00
Installation + 14	10.000,00	0,00	875,00	0,00	0,00	17.984,04	597,50	7.847,40	25.831,43	398,55	0,00
Installation + 15	10.000,00	0,00	875,00	0,00	0,00	17.984,04	603,47	8.450,87	26.434,91	410,51	0,00
Installation + 16	10.000,00	0,00	875,00	0,00	0,00	17.984,04	609,51	9.060,38	27.044,42	422,83	0,00
Installation + 17	10.000,00	0,00	875,00	0,00	0,00	17.984,04	615,60	9.675,98	27.660,02	435,51	0,00
Installation + 18	10.000,00	0,00	875,00	0,00	0,00	17.984,04	621,76	10.297,74	28.281,78	448,58	0,00
Installation + 19	10.000,00	0,00	875,00	0,00	0,00	17.984,04	627,98	10.925,72	28.909,76	462,03	0,00
Installation + 20	10.000,00	0,00	874,00	0,00	0,00	17.984,04	634,26	11.559,98	29.544,01	475,90	0,00
Installation + 21	10.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17.984,04	0,00	11.559,98	29.544,01	2.704,66	0,00
Installation + 22	10.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17.984,04	0,00	11.559,98	29.544,01	2.785,80	0,00
Installation + 23	10.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17.984,04	0,00	11.559,98	29.544,01	2.869,37	0,00
Installation + 24	10.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17.984,04	0,00	11.559,98	29.544,01	2.955,45	0,00
Installation + 25	10.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17.984,04	0,00	11.559,98	29.544,01	3.044,12	0,00
Installation + 26	10.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17.984,04	0,00	11.559,98	29.544,01	3.135,44	0,00
Installation + 27	10.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17.984,04	0,00	11.559,98	29.544,01	3.229,50	0,00
Installation + 28	10.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17.984,04	0,00	11.559,98	29.544,01	3.326,39	0,00
Installation + 29	10.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17.984,04	0,00	11.559,98	29.544,01	3.426,18	0,00
Installation + 30	10.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17.984,04	0,00	11.559,98	29.544,01	3.528,96	0,00
Installation + 31	10.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17.984,04	0,00	11.559,98	29.544,01	3.634,83	0,00
Installation + 32	10.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17.984,04	0,00	11.559,98	29.544,01	3.743,88	0,00
Installation + 33	10.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17.984,04	0,00	11.559,98	29.544,01	3.856,19	0,00
Installation + 34	10.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17.984,04	0,00	11.559,98	29.544,01	3.971,88	0,00
Installation + 35	10.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17.984,04	0,00	11.559,98	29.544,01	4.091,04	0,00
Installation + 36	10.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17.984,04	0,00	11.559,98	29.544,01	4.213,77	0,00
Installation + 37	10.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17.984,04	0,00	11.559,98	29.544,01	4.340,18	0,00
Installation + 38	10.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17.984,04	0,00	11.559,98	29.544,01	4.470,39	0,00
Installation + 39	10.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17.984,04	0,00	11.559,98	29.544,01	4.604,50	0,00
Installation + 40	10.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17.984,04	0,00	11.559,98	29.544,01	4.742,63	0,00

Vergleich der Stromkosten

	Bezug öffentliches Netz			Windkraftanlage					
Jahre	Stromkosten Netz [Cent/kWh]	Stromkosten Netz pro Jahr [€/a]	Stromkosten Netz kumuliert [€]	Stromgestehungskosten [Cent/kWh]	Gesamtkosten Anlage [€]	Stromkosten kumuliert [€]	Stromertrag kumuliert [€]	kumulierte Kosten Windkraftanlage [€]	Einsparung mit Windkraftanlage [€]
Installation + 1	30,84	1.497,50	1.497,50	38,98	18.175,00	271,40	0,00	18.446,40	-16.948,89
Installation + 2	31,76	1.542,43	3.039,93	38,44	18.828,25	550,93	0,00	19.379,18	-16.339,25
Installation + 3	32,72	1.588,70	4.628,63	37,88	19.459,26	838,86	0,00	20.298,12	-15.669,49
Installation + 4	33,70	1.636,36	6.264,99	37,31	20.067,54	1.135,42	0,00	21.202,96	-14.937,97
Installation + 5	34,71	1.685,45	7.950,45	36,72	20.652,57	1.440,88	0,00	22.093,45	-14.143,01
Installation + 6	35,75	1.736,02	9.686,46	36,12	21.213,84	1.755,50	0,00	22.969,35	-13.282,88
Installation + 7	36,82	1.788,10	11.474,56	36,02	21.771,14	2.079,56	0,00	23.850,71	-12.376,15
Installation + 8	37,93	1.841,74	13.316,30	36,16	22.334,01	2.413,35	0,00	24.747,36	-11.431,06
Installation + 9	39,06	1.896,99	15.213,29	36,31	22.902,51	2.757,15	0,00	25.659,66	-10.446,37
Installation + 10	40,24	1.953,90	17.167,19	36,45	23.476,70	3.111,26	0,00	26.587,95	-9.420,76
Installation + 11	41,44	2.012,52	19.179,71	36,59	24.056,62	3.475,99	0,00	27.532,61	-8.352,90
Installation + 12	42,69	2.072,89	21.252,61	36,74	24.642,35	3.851,67	0,00	28.494,02	-7.241,41
Installation + 13	43,97	2.135,08	23.387,69	36,89	25.233,93	4.238,61	0,00	29.472,55	-6.084,86
Installation + 14	45,29	2.199,13	25.586,82	37,04	25.831,43	4.637,17	0,00	30.468,60	-4.881,78
Installation + 15	46,65	2.265,11	27.851,93	37,19	26.434,91	5.047,68	0,00	31.482,59	-3.630,66
Installation + 16	48,04	2.333,06	30.184,99	37,34	27.044,42	5.470,51	0,00	32.514,92	-2.329,93
Installation + 17	49,49	2.403,05	32.588,04	37,49	27.660,02	5.906,02	0,00	33.566,04	-977,99
Installation + 18	50,97	2.475,14	35.063,19	37,65	28.281,78	6.354,59	0,00	34.636,37	426,81
Installation + 19	52,50	2.549,40	37.612,59	37,80	28.909,76	6.816,63	0,00	35.726,39	1.886,20
Installation + 20	54,07	2.625,88	40.238,47	37,93	29.544,01	7.292,52	0,00	36.836,54	3.401,93
Installation + 21	55,70	2.704,66	42.943,12	0,00	29.544,01	9.997,18	0,00	39.541,19	3.401,93
Installation + 22	57,37	2.785,80	45.728,92	0,00	29.544,01	12.782,98	0,00	42.326,99	3.401,93
Installation + 23	59,09	2.869,37	48.598,29	0,00	29.544,01	15.652,35	0,00	45.196,36	3.401,93
Installation + 24	60,86	2.955,45	51.553,74	0,00	29.544,01	18.607,80	0,00	48.151,81	3.401,93
Installation + 25	62,69	3.044,12	54.597,86	0,00	29.544,01	21.651,91	0,00	51.195,93	3.401,93
Installation + 26	64,57	3.135,44	57.733,30	0,00	29.544,01	24.787,35	0,00	54.331,37	3.401,93
Installation + 27	66,51	3.229,50	60.962,80	0,00	29.544,01	28.016,86	0,00	57.560,87	3.401,93
Installation + 28	68,50	3.326,39	64.289,18	0,00	29.544,01	31.343,24	0,00	60.887,26	3.401,93
Installation + 29	70,56	3.426,18	67.715,36	0,00	29.544,01	34.769,42	0,00	64.313,43	3.401,93
Installation + 30	72,67	3.528,96	71.244,33	0,00	29.544,01	38.298,38	0,00	67.842,40	3.401,93
Installation + 31	74,85	3.634,83	74.879,16	0,00	29.544,01	41.933,22	0,00	71.477,23	3.401,93
Installation + 32	77,10	3.743,88	78.623,04	0,00	29.544,01	45.677,10	0,00	75.221,11	3.401,93
Installation + 33	79,41	3.856,19	82.479,23	0,00	29.544,01	49.533,29	0,00	79.077,30	3.401,93
Installation + 34	81,79	3.971,88	86.451,11	0,00	29.544,01	53.505,17	0,00	83.049,18	3.401,93
Installation + 35	84,25	4.091,04	90.542,15	0,00	29.544,01	57.596,21	0,00	87.140,22	3.401,93
Installation + 36	86,77	4.213,77	94.755,92	0,00	29.544,01	61.809,97	0,00	91.353,99	3.401,93
Installation + 37	89,38	4.340,18	99.096,10	0,00	29.544,01	66.150,15	0,00	95.694,17	3.401,93
Installation + 38	92,06	4.470,39	103.566,48	0,00	29.544,01	70.620,54	0,00	100.164,55	3.401,93
Installation + 39	94,82	4.604,50	108.170,98	0,00	29.544,01	75.225,04	0,00	104.769,05	3.401,93
Installation + 40	97,67	4.742,63	112.913,61	0,00	29.544,01	79.967,67	0,00	109.511,68	3.401,93

Ø Stromkosten öffentliches Netz bei Lebensdauer t_{Leben}	*0,41*	[€/kWh]	Stromgestehungskosten bei Lebensdauer t_{Leben}	*0,37*	[€/kWh]	Einsparung durch Windkraftanlage bei Lebensdauer t_{Leben}	*3.402*	[€/kWh]	Amortistationsdauer Windkraftanlage	*18*	[a]



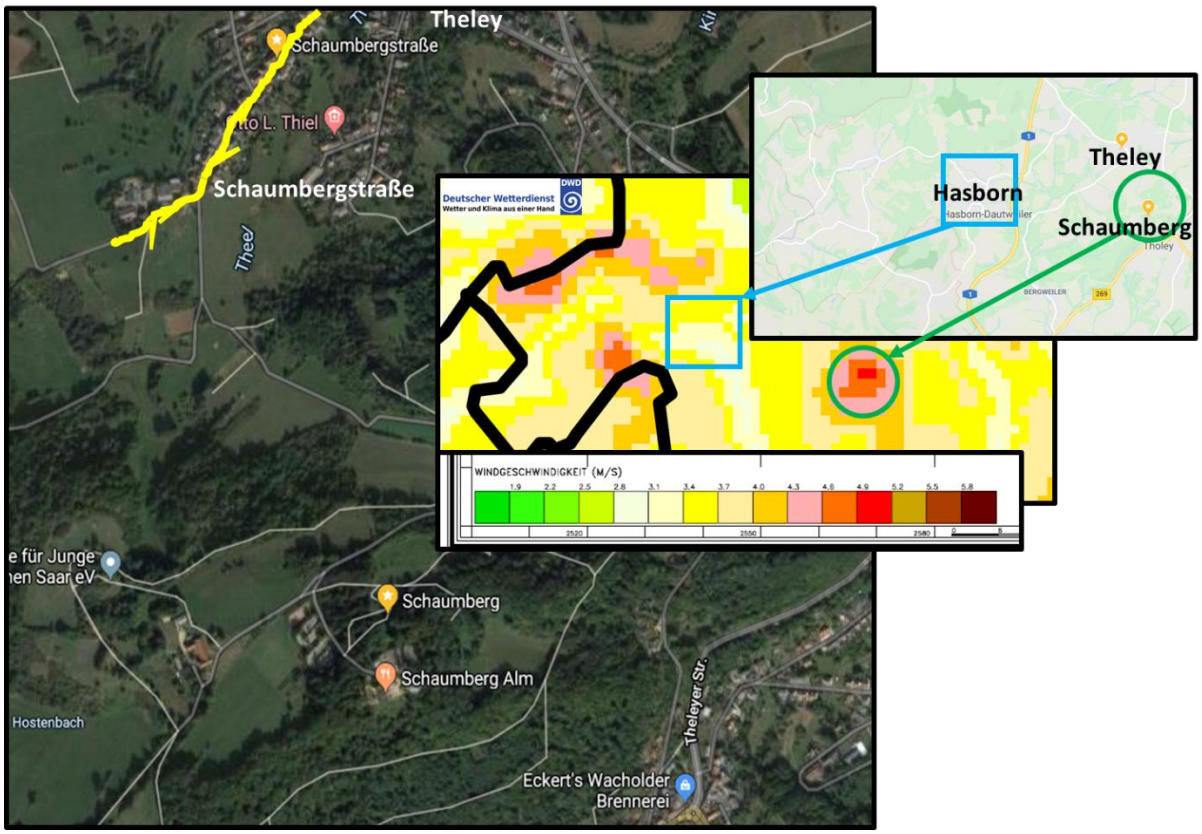


(Softwarebasierte Wirtschaftlichkeitsanalyse Tabellenblatt „6_Wirtschaftlichkeitsrechung“ 2019)

Begriff	Erklärung	weitere Informationen / weiterführende Links	Quelle	Link zur Quelle
Stromverbrauch	Der Wert beschreibt den jährlichen Stromverbrauch in kWh. Für die Rechnung mit geschätzten Daten wurden exemplarische Werte des statistischen Bundesamtes herangezogen. Die Werte beschreiben den Stromverbauch nach Haushaltsgröße für das Jahr 2017: 1-Personen-Haushalt: 2.005 kWh/a 2-Personen-Haushalt: 3.205 kWh/a 3-Personen-Haushalt: 4.856 kWh/a		vgl. Statistisches Bundesamt, 2019 (abgerufen am 08.12.2019)	https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/Materialfluesse-Energiefluesse/Tabellen/stromverbrauch-haushalte.html;jsessionid=BB02661E5640E22CA45DEDFCD55530F1.internet7327?view=main[Print]
Stromkosten/kWh	Der Wert beschreibt die Strompreise in Cent/kWh. Für die Rechnung mit geschätzten Daten wurden exemplarische Werte vom Statistik-Portal Statisa.com herangezogen. Für das Jahr 2018 wurden folgende Werte auf Basis des Verbauchs angegeben: 1.000 - 2.500 kWh: 33,32 Cent/kWh 2.500 - 5.000 kWh: 29,94 Cent/kWh		vgl. Statista, 2019 (abgerufen am 08.12.2019)	https://de.statista.com/statistik/daten/studie/197196/umfrage/elektrizitaetspreise-ausgewaehlter-europaeischer-laender/
Strompreissteigerung	Der Wert beschreibt die angenommene Strompreissteigerung pro Jahr. Aus Daten des Statistik-Portals Statista geht aus Basis des Zeitraums von 2009 bis 2019 eine Strompreissteigerung von ca. 3% pro Jahr hervor. Strompreisindex 2009: 136 Strompreisindex 2019: 177 --> 30% in 10 Jahren --> 3% in einem Jahr		vgl. Statista, 2019 (abgerufen am 08.12.2019)	https://de.statista.com/statistik/daten/studie/234370/umfrage/entwicklung-der-haushaltsstrompreise-in-deutschland/
Einspeisevergütung	Der Wert beschreibt den Vergütungssatz pro kWh für den eingespeisten Ökostrom in das öffentliche Stromnetz. Die Einspeisevergütung ist durch das EEG (Eneuerbare-Energien-Gesetz) geregelt. Dieser Vergütungssatz wird über den Zeitraum von 20 Jahren gewährt. Der Einspeisetarif wird langsam nach unten geregelt. Das heißt er verringert sich bei späterer Inbetriebnahme. Als Faustformel kann mit Werten um die 8 Cent/kWh gerechnet werden. Im vorliegen Beispiel wurde mit dem Einspeisetarif von 8,29 Cent/kWh auf Basis der Daten der Verbraucherzentrale gerechnet.		vgl. Verbraucherzentrale, 2017 (abgerufen am 08.12.2019) vgl. Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk e.V. (abgerufen am 08.12.2019)	https://www.verbraucherzentrale.de/wissen/energie/erneuerbare-energien/kleine-windenergieanlagen-stromerzeugung-in-eigener-hand-10857 https://www.carmen-ev.de/sonne-wind-co/windenergie-neu/kleinwindkraft/1651-wirtschaftlichkeit
Rauhigkeitslänge z_0	Der Wert beschreibt die Bodenrauhigkeit der Erdoberfläche. In dem Tool wurden die Daten aus der Rauhigkeitstabelle des Portals wind-data.ch (Suisse Eole – Vereinigung zur Förderung der Windenergie in der Schweiz) verwendet.	https://wind-data.ch/tools/profile.php	vgl. Hau (2016), S. 575 vgl. ENCO Energie-Consulting AG (abgerufen am 08.12.2019)	https://wind-data.ch/tools/profile.php
Windgeschwindigkeit in Rotorhöhe v_{h2}	Der Wert beschreibt die Windgeschwindigkeit in Rotorhöhe. Dieser Wert ist Basis für die Energieertragsrechnung.			
Windindex WI	Die jährlichen Schwankungen der durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten bzw. der Windenergieeträgen wird in sogenannten Windindices beschrieben. Der Windindex WI beschreibt den Windindex im jeweiligen Messjahr. Der Windindex weißt regionale Unterschiede auf und kann beispielsweise beim Betreiber-Datenbasis (BDB) für das entsprechende Jahr und den entsprechenden Standort erworben werden (siehe Link, abgerufen 08.12.2019).	http://www.btrdb.de/index.html	vgl. Hau (2016), S. 581	
betrachteter Zeitraum T	Der Wert beschreibt den betrachteten Zeitraum in Stunden der Energiebetrachtung. 1 Jahr entspricht 8760 h.			
Luftdichte ρ	"Die Luftdichte (ρ) ist das Verhältnis der Masse eines Luftquantums zu seinem Volumen (normalerweise angegeben in kg pro m³)." (Deutscher Wetterdienst) Bei Normalatmosphäre beträgt er 1,225 kg/m3 Die Luftdichte kann beispielsweise auch mit dem online Tool des Suisse Eole berechnet werden (siehe Link, abgerufen 08.12.2019)	https://wind-data.ch/tools/luftdichte.php	Deutscher Wetterdienst (abgerufen am 08.12.2019)	https://www.dwd.de/DE/service/lexikon/Functions/glossar.html?lv2=101518&lv3=607748
Wechselrichterwirkungsgrad η_{WR}	Der Wirkungsgrad beschreibt den Verlust, der bei der Umwandlung von Gleichstrom zu Wechselstrom entsteht. Im vorliegenden Beispiel wurde der europäische Wirkungsgrad des Wechselrichter Windy Boy 5000TL zur Berechnung herangezogen. Dieser Wirkungsgrad beträgt 96,5%		vgl. SMA (2012) (abgerufen am 08.12.2019)	http://files.sma.de/dl/11053/WB3600_5000TL-DDE120632W.pdf
Leitungswirkungsgrad η_L	Ein praxisnaher Wert für den Leitungswirkungsgrad beträgt 99,5%. Er beschreibt den Verlust durch Kabel.		vgl. Schmelmer (2014), S.30	
Wirkungsgrad Netzeinspeisung η_{Netz}	Der Wirkungsgrad beschreibt den Verlust, der bei einer Netzeinspeisung auftritt. Ein praxisnaher Wert wäre 99%. In der Betrachtung wird dieser Wirkungsgrad jedoch vernachlässigt, da er nur bei einer Netzeinspeisung zum Tragen kommt und im vorliegenden Fall die Eigennutzung im Vordergrund steht.		vgl. Schmelmer (2014), S.30 und S.47	
Gesamtwirkungsgrad η_{ges}	Ergibt sich aus dem Produkt der Einzelwirkungsgrade und reduziert den Gesamtenergiebetrag um den Faktor des Wirkungsgrades.		vgl. Schmelmer (2014), S.30 und S.47	
Weibull-Verteilung	Die Weibull-Verteilung ist eine stetige Wahrscheinlichkeitsverteilung, die die Verteilung der Häufigkeiten der einzelnen Windgeschwindigkeiten um eine Durchschnittsgeschwindigkeit beschreibt.	https://wind-data.ch/tools/weibull.php	vgl. Kamps, 2018 (abgerufen am 08.12.2019) vgl. Renewable Energy Concepts (abgerufen am 08.12.2019)	https://wirtschaftslexikon.gabler.de/definition/weibull-verteilung-50977/version-274184 http://www.renewable-energy-concepts.com/german/windenergie/wind-basiswissen/weibull-verteilung.html
Formel der Weibull-Verteilung	Φ =Verteilungsfunktion e = Basis des natürlichen Logarithmus, e = 2,781 A = Skalierungsfaktor [m/s] k = Formparameter [—]	$d\Phi/dv=\frac{k}{A}\cdot(\frac{v}{A})^{k-1}\cdot e^{-(\frac{v}{A})^k}$	nach Hau (2016) S. 573	
Formfaktor k	"k ist der Weibull-Formfaktor. Er gibt die Form der Verteilung an und nimmt einen Wert zwischen 1 und 3 an. Ein kleiner k-Wert bedeutet sehr variable Winde, während konstante Winde einen grösseren k-Wert ergeben." (ENCO Energie-Consulting AG)		ENCO Energie-Consulting AG (abgerufen am 08.12.2019)	https://wind-data.ch/tools/weibull.php
Skalierungsfaktor A	"A ist der Weibull-Skalierungsfaktor in m/s, ein Maß für die der Zeitreihe charakterisierende Windgeschwindigkeit. A ist proportional zum Mittelwert der Windgeschwindigkeit." (ENCO Energie-Consulting AG) A = (2/Wurzel(pi))*v		ENCO Energie-Consulting AG (abgerufen am 08.12.2019) vgl. Heier (2005) S.382 vgl. Schmidt (abgerufen am 08.12.2019)	https://wind-data.ch/tools/weibull.php http://www.solarzentrum-mv.de/preview/lernplattform/534347979a0051203/534347979a118ea02/53434797ab0a6fd0d/53434797ab0a6fd0f/Grundkurs%20Windenergie.PDF
Nennleistung P_{nenn}	"Als Nennleistung wird die vom Hersteller angegebene Leistung einer Windenergieanlage bezeichnet, die diese umsetzen beziehungsweise generieren kann. Diese maximal mögliche Leistung kann sich von der praktisch erreichten Leistung etwa aufgrund der Windverhältnisse vor Ort unterscheiden." (Bundesverband WindEnergie)		Bundesverband WindEnergie (abgerufen am 08.12.2019)	https://www.wind-energie.de/glossar-liste/glossar/nennleistung/
Nennwindgeschwindigkeit v_{Nenn}	Ab einer bestimmten Windgeschwindigkeit kann die Windkraftanlage die Nennleistung generieren. Diese Windgeschwindigkeit wird als Nennwindgeschwindigkeit bezeichnet.		vgl. Hau (2016) S. 613 und S. 619	
Einschaltgeschwindigkeit v_{Ein}	"Die Einschaltwindgeschwindigkeit v_E (v_{Ein}) [hier v_{Ein}, JB] ist die Windgeschwindigkeit, bei der die Anlage beginnt Leistung abzugeben. Mit anderen Worten, der Rotor muß bereits so viel Leistung liefern, daß die Verlustleistung im Triebstrang und der Eigenbedarf abgedeckt sind." (Hau)		Hau (2016) S. 619	
Abschaltgeschwindigkeit v_{Ab}	"Die Abschaltwindgeschwindigkeit v_A (v_{Ein}) [hier v_{Ab}, JB] ist die höchste Windgeschwindigkeit, bei der die Anlage mit Leistungsabgabe betrieben werden darf." (Hau)		Hau (2016) S. 619	
Nabenhöhe/Rotorhöhe H_{Rotor}	Höhe in m in der sich der Rotor befindet. Da in unterschiedlichen Höhen die Windgeschwindigkeiten variieren, ist es wichtig, dass die Messung der Windgeschwindigkeit in Rotorhöhe durchgeführt wird oder zumindest die Windgeschwindigkeit in Rotorhöhe über die logarithmische Höhenformel bestimmt wird.			
Rotordurchmesser d_{Rotor}	Der Wert beschreibt den Druchmesser des Rotors und beeinflusst die Leistung der Windkraftanlage.			
Überstrichene Rotorfläche/Durchströmfläche F_{rotor}	Die Überstrichene Rotorfläche ergibt sich aus dem Durchmesser des Rotors und berechnet sich über die Formel des Flächeninhaltes.	F=(π*d2)/4		
Leistungsbeiwert C_p	"Die physikalisch maximale Umwandlung von Wind- in Rotorleistung und damit der Anteil der dem Wind theoretisch maximal entziehbaren zu der im ungestörten Wind enthaltenen Leistung wird durch den theoretischen Leistungsbeiwert $c_{p,th}$ beschrieben." (Kaltschmitt) Der ideale Leistungsbeiwert beträgt c_p= 16/27 = 0,593; Für einen Dreiblattrotor kann ein Leistungsbeiwert von c_p= 0,4 - 0,5 angenommen werden.		Schlütter & Kaltschmitt (2014) S.457 f. und Özdirk, Kaltschmitt, Skiba & Schulz (2014) S.507 und Hau (2016) S.89	
Investitionskosten	Darunter fallen alle Kosten, die zur Anschaffung der Investition nötig sind. Das sind im vorliegenden Fall beispielsweise Kosten für die Windkraftanlage, den Mast/den Turm, die Infrastruktur, den Wechselrichter, die Planung und Beratung, Projektierung / Genehmigung oder die Windmessung. Zur Wirtschaftlichkeitsrechnung können entweder konkrete Kosten z.B. aus einem Angebot oder Preislisten verwendet werden oder es können geschätzte Kosten genutzt werden. Als Abschätzung für die Kosten können Werte zwischen 3.000 € und 9.000 € pro kW für eine schlüsselfertige Anlage angenommen werden. Kosten Windkraftanlage 3.000 € - 9.000 € kW --> 5.000 €		vgl. Jüttemann (abgerufen am 08.12.2019) vgl. Verbraucherzentrale, 2017 (abgerufen am 08.12.2019)	https://www.klein-windkraftanlagen.com/basisinfo/wirtschaftlichkeit/beurteilung-der-wirtschaftlichkeit-einer-investition-in-klein-windkraft/ https://www.verbraucherzentrale.de/wissen/energie/erneuerbare-energien/kleine-windenergieanlagen-stromerzeugung-in-eigener-hand-10857
Betriebskosten	Zu den Betriebskosten zählen Kosten, die im laufenden Betrieb wiederkehrend anfallen. Das sind z.B. Wartungs- und Instandhaltungskosten sowie Versicherungskosten. Als Richtwert für die jährlichen Betriebskosten können 2-3% der Investitionskosten angenommen werden.		vgl. Verbraucherzentrale, 2017 (abgerufen am 08.12.2019)	https://www.verbraucherzentrale.de/wissen/energie/erneuerbare-energien/kleine-windenergieanlagen-stromerzeugung-in-eigener-hand-10857
Lebensdauer	Die Lebensdauer beschreibt die technische Lebensdauer der Windkraftanlage in Jahren. Die Lebensdauer beträgt in der Regel 10-20 Jahre. Die Lebensdauer ist beispielsweise abhängig von Wartung, der Qualität der Anlage und dem Standort.		vgl. Verbraucherzentrale, 2017 (abgerufen am 08.12.2019)	https://www.verbraucherzentrale.de/wissen/energie/erneuerbare-energien/kleine-windenergieanlagen-stromerzeugung-in-eigener-hand-10857
Stromgestehungskosten	"Die Stromgestehungskosten umfassen alle Kosten, die für die Erzeugung von Strom durch die erneuerbaren Energien auftreten." (Photovoltaik.org)		ub.de Fachwissen GmbH (abgerufen 08.12.2019)	https://www.photovoltaik.org/wissen/stromgestehungskosten
logarithmischen Höhenformel	Die logarithmische Höhenformel ist ein üblicher Ansatz zur Bestimmung des Höhenprofils der Geschwindigkeitszunahme. z_0 = Rauhigkeitslänge z_0 ln = Natürlicher Logarithmus (Basis e = 2,7183) v_H = mittlere Windgeschwindigkeit in der Höhe H (m/s) v_{ref} = mittlere Windgeschwindigkeit in der Referenzhöhe Href (m/s) H = Höhe (m) H_{ref} = Referenzhöhe (Meßhöhe) (m)	$v_H = v_{ref} \cdot \frac{\ln \frac{H}{z_0}}{\ln \frac{H_{ref}}{z_0}}$	vgl. Hau (2016), S. 575	
dem Wind entnehmbare Leistung	Die Leistung des Windes bei Luftdichte ρ, Luftdurchströmterfläche F und Windgeschwindigkeit v_w. ρ: Liftdichte F: Luftdurchströmte Fläche v_w: Windgeschwindigkeit	$P_i = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot F \cdot v_w^3$	vgl. Hau (2016), S. 560	
Klassenenergieertrag E_i	Beschreibt den Energieertrag für eine einzelne Windklasse. Die Formel dazu lautet: $E_i = h_i \cdot P_i \cdot T$ h_i: relative Häufigkeit einer Klasse i P_i: Klassenleistung einer Klasse i T: betrachteter Zeitraum in Stunden Abhängig der Betrachtung werden Wirkungsgrade mit eingerechnet.		vgl. Schmelmer (2014), S.24	
Gesamtenergieertrag E_{ges}	Der Gesamtenergieertag resultiert aus dem Aufsummieren der einzelnen Klassenerträge E_i. η: Wirkungsgrad	$E_{ges}=\sum h_i \cdot P_i \cdot T \cdot \eta$	vgl. Hau (2016), S.638 und Schmelmer (2014), S.24	
Jahresnutzungsgrad	Der Jahresnutzungsgrad beschreibt das Verhältnis aus dem kalkulierten Jahresenergieertrag zu dem idealen Jahresenergieertrag bei 100% Nennleistung (T=8760 h).			
Volllaststunden	"Die Zahl der Volllaststunden einer Windenergieanlage ergibt sich bei Division des Jahresenergieertrages durch die Nennleistung." (Bundesverband WindEnergie)		Bundesverband WindEnergie (abgerufen am 08.12.2019)	https://www.wind-energie.de/glossar-liste/glossar/volllaststunden/

(Softwarebasierte Wirtschaftlichkeitsanalyse Tabellenblatt „7_Erläuterungen_Hinweise“ 2019)

Anhang 2 – Verortung Schaumbergstraße

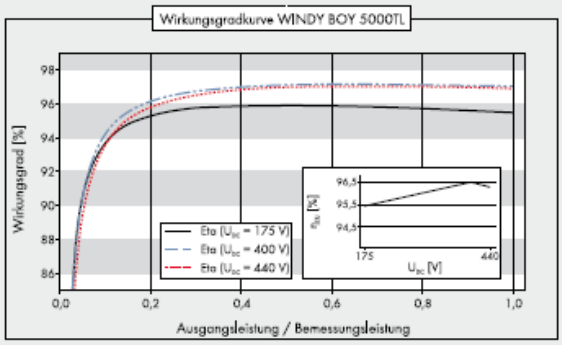


(nach DWD 2004 und Google Maps 2019)

Anhang 3 – Online-Tool zur Berechnung der Luftdichte

(ENCO Energie-Consulting AG o.J.)

Anhang 4 – Ausschnitt aus Datenblatt Windy Boy 5000TL



Zubehör

RS485-Schnittstelle
DM-485CB-10

Angaben bei Nennbedingungen

Technische Daten	Windy Boy 3600TL	Windy Boy 5000TL
Eingang (DC)		
Max. DC-Leistung (@ cos φ=1)	3800 W	5300 W
Max. Eingangsspannung / DC-Nennspannung	550 V / 400 V	550 V / 400 V
Min. Leerlaufspannung zur Aktivierung „Turbine Mode"	125 V	125 V
Spannungsbereich „Turbine Mode"	80 V – 550 V	80 V – 550 V
Max. Eingangsstrom	30 A	30 A
Ausgang (AC)		
Bemessungsleistung (@230 V, 50 Hz)	3600 W	4600 W
Max. AC-Scheinleistung	3600 VA	5000 VA
AC-Nennspannungen / Bereich	220 V, 230 V, 240 V / 180 V – 280 V	220 V, 230 V, 240 V / 180 V – 280 V
AC-Netzfrequenzen / Bereich	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz
Bemessungsnetzfrequenz / Bemessungsnetzspannung	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Max. Ausgangsstrom	16 A	22 A
Leistungsfaktor bei Bemessungsleistung	1	1
Einspeisephasen / Anschlussphasen	1 / 1	1 / 1
Wirkungsgrad		
Max. Wirkungsgrad / Europ. Wirkungsgrad	97 % / 96,4 %	97 % / 96,5 %
Schutzeinrichtungen		
Erdschlussüberwachung / Netzüberwachung	● / ●	● / ●
DC-Verpolungsschutz / AC-Kurzschlussfestigkeit	● / ●	● / ●
Schutzklasse (nach IEC 62103) / Überspannungskategorie (nach IEC 60664-1)	I / III	I / III
Allgemeine Daten		
Maße (B / H / T)	470 / 445 / 180 mm (18,5 / 17,5 / 7,1 inch)	470 / 445 / 180 mm (18,5 / 17,5 / 7,1 inch)
Gewicht	26 kg / 57,3 lb	26 kg / 57,3 lb
Betriebstemperaturbereich	-25 °C ... +60 °C / -13 °F ... +140 °F	-25 °C ... +60 °C / -13 °F ... +140 °F
Geräuschemission	29 db(A)	29 db(A)
Topologie	Transformatorlos	Transformatorlos
Kühlkonzept	OptiCool	OptiCool
Schutz Elektronik / Anschlussbereich (nach IEC 60529)	IP65 / IP54	IP65 / IP54
Klimaklasse (nach IEC 60721-2-1)	4K4H	4K4H
Zulässiger Maximalwert für die relative Feuchte (nicht kondensierend)	100 %	100 %
Ausstattung		
DC-Anschluss	SUNCLIX	SUNCLIX
AC-Anschluss	Federzugklemme	Federzugklemme
Display	Grafik	Grafik
Schnittstellen: RS485 / Bluetooth	○ / ●	○ / ●
Garantie: 5 / 10 Jahre	● / ○	● / ○
Zertifikate und Zulassungen (weitere auf Anfrage)	CE, VDE0126-1-1, DK 5940 ED2.2, G83/1-1, RD 1663/2000, EN 50438	CE, VDE0126-1-1, DK 5940 ED2.2, G83/1-1, RD 1663/2000, EN 50438
● Serienausstattung ○ Optional – Nicht verfügbar		
Typenbezeichnung	WB 3600TL-20	WB 5000TL-20

(SMA 2012)

Anhang 5 – Ausschnitt aus Sonkyo Energy 3.5 kW

SONKYOENERGY

GENERATOR: Mit Dauermagnetrotor mit erhöhter Polzahl zur Reduzierung der Nenndrehgeschwindigkeit auf 200/min.
Diese niedrige Drehgeschwindigkeit verringert deutlich die mechanische Belastung und die Geräuschentwicklung, die beide aufgrund der derzeitigen Vorschriften überprüft werden.
Dank seines niedrigen Startdrehmoments ist er bei Windgeschwindigkeiten von 3m/s funktionstüchtig.

WINDNACHFÜHRUNG: Passives Windnachführungssystem mit elegantem und aerodynamischem Design zur Stabilisierung der Gesamtanlage. Abgesehen von seinem geringen Gewicht und seiner langen Haltbarkeit ist es leicht zu montieren.

SYSTEM ZUR ÜBERTRAGUNG DER ELEKTRISCHEN ENERGIE: Drei Bürsten und drei Kupferringe zur Gewährleistung des elektrischen Kontakts während der Phase der Windnachführung der Windenergieanlage.
Große thermische Stabilität und Verschleißfestigkeit.

SYSTEM ZUR ÜBERTRAGUNG DER ELEKTRISCHEN ENERGIE: Drei Bürsten und drei Kupferringe zur Gewährleistung des elektrischen Kontakts während der Phase der Windnachführung der Windenergieanlage.
Große thermische Stabilität und Verschleißfestigkeit.

LEISTUNG	1.5 KW @ 250 rpm	3.5 KW @ 250 rpm	7.5 KW @ 200 rpm	15 KW @ 125 rpm
ROTORDURCHMESSER	3.3 m	4.0 m	5.9 m	8 m
ANLAUFGESCHWINDIGKEIT	3 m/s	3 m/s	3 m/s	3 m/s
NENNDREHZAHL	12 m/s	12 m/s	12 m/s	12 m/s
TRENNGESCHWINDIGKEIT	30 m/s	30 m/s	30 m/s	30 m/s
TYP	Luvwärtig horizontaler Rotor			
GENERATOR	Gleichlaufende Dauermagneten; 3 Phasen, 24–48-110-220 V bei 50/60 Hz			
AUSRICHTUNG	Passives System: Windnachführungsruder			
LEISTUNGSSTEUERUNG	Variablem, passivem, zentrifugalem Pitch-System mit Dämpfmechanismus (patentiertes System)			
ÜBERTRAGUNG	Direkt			
BREMSE	Elektrisch			
STEUEREINHEIT	Möglichkeit der Netzeinspeisung und der Aufladung von Batterien			
INVERTER	Effizienz ≈ 95% ; MPPT-Algorithmus			
GERÄUSCHENTWICKLUNG	Reduziert auf ein Minimum dank der niedrigen Drehgeschwindigkeit beim Betrieb und der Konstruktionsweise der Blätter			
KORROSIONSSCHUTZ	Vollkommene Abdichtung + heißverzinkt + gegen UV-Strahlen resistente Lackierung			
TURM	12, 15 und 18 m; klappbar			

GEHÄUSE: Vollständig abgedichtet, um ein langes Leben und ein ausgezeichnetes Verhalten der Gesamtanlage unter unterschiedlichsten Witterungsbedingungen und unter aggressiven Umgebungsbedingungen zu gewährleisten.

INVERTER: Wandelt Gleichstrom in Wechselstrom bei der vom Stromnetz gewünschten Voltzahl um.
Wurde speziell für Anwendungen mit kleinen Turbinen entwickelt, denn es reagiert schnell auf plötzliche Spannungsänderungen.

TURM: Je nach ausgewähltem Standort wird die geeignete Höhe für die Windenergieanlage gewählt.
Dank des Klappsystems zur vereinfachten Installation sind keine Kräne für die Montage erforderlich. Auch bei Wartungsarbeiten und im Notfall (z.B. Hurrikan) wird die Anlage umgeklappt.

Wir stellen Windenergieanlagen mit folgenden Leistungswerten her:

1.5, 3.5, 7.5 und 15 KW

WINDSPOT.

Pol. de Raos. P12 Nave B3. 39600 Santander. CANTABRIA-SPAIN TEL:+34 942 31 91 92 FAX:+34 942 31 91 93
E-MAIL: info@sonkyo-energy.com www.sonkyo-energy.com

(Sonkyo Energie o.J.)

Anhang 6 – Softwarebasierte Wirtschaftlichkeitsanalyse Tholey - Hasborn

Wirtschaftlichkeitsanalysetool für eine kleine Windkraftanlage zur privaten Nutzung | 27.12.2019 | Jan-Philipp Bartel (WIMb19 WW100)

Nutzungshinweise:			
Dropdownfeld	**Schnellanalyse Wirtschaftlichkeit**	Ø Stromkosten öffentliches Netz bei Lebensdauer t_{Leben}	0,41 [€/kWh]
Eingabefeld	keine Investitionsempfehlung	Stromgestehungskosten bei Lebensdauer t_{Leben}	0,60 [€/kWh]
Links zu weiteren *Informationen*		Einsparung durch Windkraftanlage bei Lebensdauer t_{Leben}	-9.267 [€]
		Amortistationsdauer Windkraftanlage	n/a [a]

A) Daten Stromkosten/Stromverbrauch *geschätzte Daten*

A1) Ist-Daten			A2) geschätzte Daten		
Haushaltsgröße	2 Personen	(optional)	Haushaltsgröße	*3-Personen-Haushalt und mehr*	
Stromverbrauch	3.100	[kWh/a]	Stromverbrauch	*4.856*	[kWh/a]
Stromkosten/kWh	30,00	[Cent/kWh]	Stromkosten/kWh	*29,94*	[Cent/kWh]
Stromkosten/a	930,00	[€/a]	Stromkosten im Jahr der Investition	*1.453,89*	[€/a]

B) Strompreissteigerung und Einspreisevergütung

Strompreisteigerung	3%		3% entsprechen der durchschnittlichen Strompreissteigerung zwischen 2009 und 2019
Einspeisevergütung/kWh	8,29	[Cent/kWh]	

C) Winddaten und weitere Daten

Winddaten		*Abschätzung über Weibullverteilung/Windkarte*		
Rauhigkeitslänge	z_0	*0,4*	[m]	***0,4000 m: Dörfer, Kleinstädte, landwirtschaftliches Gelände mit vielen oder hohen Hecken, Wäldern und sehr raues und unebenes Terrain (3)***
Windgeschwindigkeit Messung	v_{w1M}	*3,72*	[m/s]	
Windgeschwindigkeit Windkarte	v_{w1K}	3,4	[m/s]	**<-- gewählter Wert für Wirtschaftlichkeitsberechnung**
Windgeschwindigkeit in Rotorhöhe	v_{w2}	*3,59*		
Windindex	WI	100%		
betrachteter Zeitraum in h	T	8.760	[h]	(in der Regel 1 a = 8760 h)
Luftdichte	ρ	1,225	[kg/m³]	(bei Normalatmosphäre: 1,225 kg/m3)
Wechselrichterwirkungsgrad	η_W	0,965		
Leitungswirkungsgrad	η_l	0,995		
Wirkungsgrad Netzeinspeisung	η_{Netz}			(nur im Fall der Netzeinspeisung)
Gesamtwirkungsgrad	η_{ges}	*96,0%*		
Formfaktor	k	2		(siehe Häufigkeitsverteilung Weibull, Rechnung Windkarte)
Skallerungsfaktor	A	*4,05*	[m/s]	(siehe Häufigkeitsverteilung Weibull, Rechnung Windkarte)

D) technische Daten der Windkraftanlage

Name/Hersteller/Modell		Sonkyo Energy 3.5 KW		
Nennleistung	P_{Nenn}	3,5	[kW]	
Nennwindgeschwindigkeit	v_{Nenn}	12	[m/s]	
Einschaltgeschwindigkeit	v_{Ein}	3	[m/s]	
Abschaltgeschwindigkeit	v_{Ab}	30	[m/s]	
Nabenhöhe/Rotorhöhe	H_{Rotor}	12	[m]	
Rotordurchmesser	d_{Rotor}	4	[m]	
Überstrichene Rotorfläche	F_{Rotor}	*12,57*	[m²]	
Leistungsbeiwert	C_P	0,45		(idealer Beiwert nach Betz: 0,593)

E) Kosten der Windkraftanlage *geschätzte Daten*

E1) Ist-Daten (z.B. angebotsbasiert)			E2) geschätzte Daten			
Investitionskosten			***Investitionskosten***			
Windkraftanlage / Windgenerator		[€]	Nennleistung Windkraftanlage	***3,5***	[kW]	Kleinwindkraftanlagen: < 100 kW
Mast oder Turm		[€]	Kosten Windkraftanlage	*17.500*	[€]	(5.000 €/kW)
Infrastruktur (Fundament, Sicherung etc.)		[€]				
Wechselrichter oder Laderegler		[€]				
Planung und Beratung		[€]				
Projektierung / Genehmigung		[€]				
Windmessung		[€]				
Sonstiges		[€]				
Summe:	*0*	[€]	Summe:	*17.500*	[€]	
Betriebskosten			***Betriebskosten***			
Versicherung		[€/a]	Anteil an Investitionskosten pro Jahr	3%		(üblicher Anteil 2-3%)
Wartung und Instandhaltung		[€/a]	(Versicherung, Wartung etc.)			
sonstiges		[€/a]				
Summe:	*0*	[€/a]	Summe:	*525*	[€/a]	
Kostensteigerung pro Jahr			Kostensteigerung pro Jahr	1%		(angenommener Faktor der Kostensteigerung)

F) Lebensdauer

vorausgesetzte Lebensdauer WKA	20	[a]	(übliche Lebensdauer 10-20 Jahre)

G) Finanzierung

Gesamtinvestition	*17.500*	[€]	
Eigenkapital	10.000	[€]	
Fremdkapital	*7.500*	[€]	
Fremdkapitalanteil	*43%*		
Zinssatz pro Jahr	2%		(Annahme)
Fremdkapiltaltilgung pro Jahr	1.500	[€/a]	
Tilgungsdauer in Jahren	6	[a]	

H) Energieüberschuss / -defizit

Strombedarf	*4.856,0*	[kWh/a]	
Stromertrag aus Kleinwindkraftanlage	*2.447,1*	[kWh/a]	(siehe "5_Ertrag")
Eigennutzung	*2.447,1*	[kWh/a]	(wird automatisch maximiert)
Einspeisung	*0,0*	[kWh/a]	
benötigter Strom aus öffentlichem Netz	*2.408,9*	[kWh/a]	

I) Ertrag Einspeisung / Kosten Deckungsdefizit

Ertrag aus Einspeisevergütung in €	*0,00*	[€/a]	(bezieht sich auf das erste Ertragsjahr)
Stromkosten öffentliches Netz	721,23	[€/a]	(bezieht sich auf das erste Ertragsjahr)

(Softwarebasierte Wirtschaftlichkeitsanalyse Tabellenblatt „1_Cockpit“ 2019; durchschnittliche Windgeschwindigkeit von 3,4 m/s)