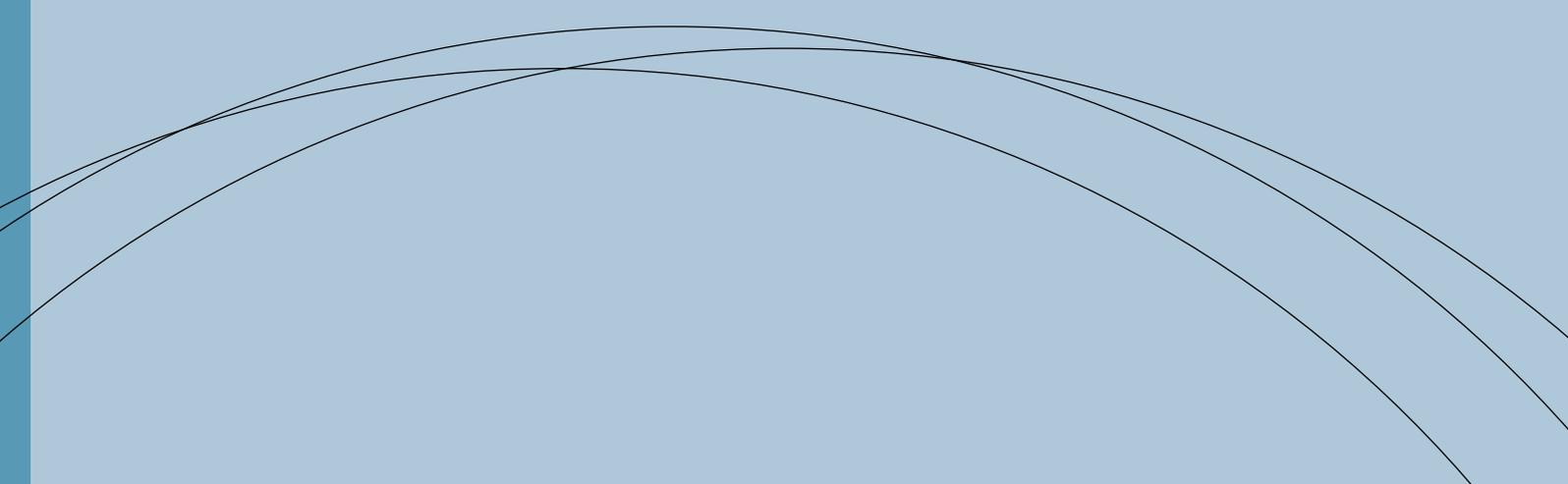




Wirtschaftlichkeit und Vergütung von Kleinwindenergieanlagen



Impressum

Herausgeber: Bundesverband WindEnergie e.V.
Marienstr. 19/20
10117 Berlin
E-Mail: info@wind-energie.de
Internet: www.wind-energie.de

Bearbeitung: Dipl.-Ing. Jan Liersch
Key Wind Energy

Stand: Dezember 2010

Gestaltung: bigbenreklamebuereau gmbh

Abbildung: Copyright Jens Meier

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	3
1. Einleitung	4
2. Ausgangslage	5
3. Ziel der Studie	5
4. Methodik	6
5. Generierung der Referenz-Szenarien für KWEA	7
5.1. Einfache Darstellung der Leistungskurve	7
5.2. Einfache Darstellung der Standorte	9
5.3. Wirtschaftliches Modell	10
6. Parameter-Studie für KWEA	12
6.1. Auswertung der Parameterstudie	12
6.2. Marktpotenzial von KWEA	14
7. Fazit	15
8. Literatur	17
Anhang	18

Abkürzungsverzeichnis

AC	Wechselstrom
BWE	Bundesverband WindEnergie e.V.
DC	Gleichstrom
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
KWE	Key Wind Energy GmbH
KWEA	Kleinwindenergieanlage
MW	Megawatt
n. v.	nicht vorhanden
RLI	Reiner Lemoine Institut gGmbH
WEA	Windenergieanlage

1. Einleitung

Kleinwindenergieanlagen (KWEA) stehen zurzeit im Fokus des medialen sowie des öffentlichen Interesses. Die Diskussionen um den globalen Klimawandel und jährlich steigende Preise für Strom bewegen viele Menschen dazu, nach einer alternativen und unabhängigen Energieversorgung zu suchen. Bereits nach kurzer Recherche ist klar, dass dafür nicht viele alternative Energieerzeugungsformen infrage kommen. Die Installation einer KWEA ist deshalb für viele Menschen sehr interessant und die steigende Nachfrage nach Informationen zum Thema Kleinwindenergie bestätigt diesen Trend.

Die Nutzung von Windenergie ist bereits seit einigen Jahren in Deutschland etabliert. Die jährlichen Zuwachsraten der installierten Leistung steigen rasant und bis zum 30. Juni 2010 waren 21.308 Windenergieanlagen in Deutschland mit einer gesamten Nennleistung von 26.384 MW aufgestellt. Bis zum Jahr 2017 sagen Berechnungen voraus, dass die installierte Windleistung in Deutschland auf knapp 45.000 MW steigen und somit allmählich zur Energiewende beitragen wird. [DEWI, 2008 und 2010]

In den letzten Jahren betrug die mittlere Nennleistung ca. 1,5 MW. Damit sind die WEA sowohl vom Investment als auch in der realen Dimension zu groß für den privaten Einzelbetreiber. Da sich aber durch die zunehmende Akzeptanz der einzelne Bürger mehr in den Erneuerbaren Energien (EE) engagieren möchte, ist das Interesse auch für kleine EE-Systeme größer geworden. Bei der Photovoltaik ist die Dachanlage für Einzelbetreiber etabliert; für die Windenergie bietet sich die KWEA an.

Dieser Trend ist nicht nur in Deutschland zu verzeichnen, auch international werden jährlich neue Rekorde der installierten Windleistung erreicht. Aber auch der internationale Markt der Kleinwindenergie ist beachtenswert. Beispielhaft hierfür sind die Vereinigten Staaten und Großbritannien zu nennen, die den Einsatz von KWEA fördern. Aber auch in Schwellen- und Entwicklungsländern weitab von öffentlichen Stromnetzen spielen KWEA für die Erzeugung elektrischer Energie eine Rolle, denn im Gegensatz zu Dieselgeneratoren benötigen sie keinen Treibstoff, was vor dem Hintergrund steigender Rohölpreise an Gewicht gewinnt.

Trotz des öffentlichen Interesses an KWEA ist es bisher in Deutschland schwierig, tragfähige Projekte zu etablieren, da häufig zu wenig Informationen beim potenziellen Betreiber vorhanden sind, sowohl über technische Aspekte, wie auch die Standortkriterien. Bisher sind KWEA-Betreiber nicht in erster Linie am betriebswirtschaftlichen Erfolg ihres Projekts interessiert.

KWEA-Projekte werden im Allgemeinen nicht mit dem planerischen Aufwand durchgeführt wie große Windparkprojekte. Genehmigungen, Standortbegutachtung und ggf. Windmessungen sowie weitere Planungsaufgaben können in Eigenregie vom zukünftigen Eigentümer bzw. Betreiber durchgeführt werden. Auch Aufbau und Wartung werden häufig in Eigenleistung erbracht. Die Hersteller von KWEA sind zum großen Teil eher kleine Unternehmen (KMU), die nur wenig Spielraum für weitere Kosten haben. So gestaltet es sich schwierig, mehrere 1.000 Euro für eine Typenprüfung und/oder eine Leistungskurvenvermessung auszugeben.

Die Möglichkeiten für die Anwendung von KWEA sind sehr vielfältig, da unter KWEA ein sehr großer Leistungsbereich der Anlagen subsummiert wird und vielfältige Anwendungen bestehen von Kleinstsystemen zur ambulanten Batterieladung bis hin zu 100-kW-WEA, die noch vor 15 Jahren zu den größten WEA zählten und eigentlich wie heute üblich im Netzparallelbetrieb arbeiten.

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) hat die Branche sehr belebt, der Bereich der KWEA ist dabei aber kaum betrachtet worden, obwohl er immer größere Leistungsbe- reiche umfasst.

2. Ausgangslage

Der Markt für KWEA gestaltet sich sehr heterogen. Hier sind zurzeit viele verschiedene kleine Anlagen mit manchmal sehr schlechtem Leistungsverhalten, geringer Effizienz und schlechter Qualität zu erwerben. Im Verhältnis zu Multimegawatt-WEA sind KWEA wirtschaftlich gesehen in der Anschaffung teuer. Die Preise für KWEA bewegen sich zwischen 2.000 Euro bis über 10.000 Euro je kW Nennleistung und sind damit mindestens doppelt so teuer wie die inzwischen so genannte „große Windkraft“. Auch die schwer einzuschätzenden Standorte bereiten der Kleinwindenergiebranche Probleme. Oftmals sind die Standorte eher mit schlechtem Windregime ausgestattet. Es herrschen bei Nabenhöhen zwischen 5 m und 30 m geringe Windgeschwindigkeiten vor, jedoch mit einer hohen Turbulenz. Ein Ausweichen auf größere Nabenhöhen ist teuer und deshalb wirtschaftlich meist nicht darstellbar oder aber aufgrund von fehlenden Genehmigungen nicht realisierbar.

Eine weitere Herausforderung für KWEA ist das Thema Einspeisevergütung. Eine Vergütung nach dem Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) ist möglich, aber der vorgesehene Tarif entspricht der gleichen Vergütung wie für Multimegawatt-WEA und ist deshalb zu gering. Und obwohl KWEA ganz im Zeitgeist liegen und schätzungsweise mehrere zehntausend KWEA in Deutschland in verschiedensten Szenarien bereits installiert sind, führen die angesprochenen Faktoren dazu, dass eine Vermarktung von KWEA schwierig ist. Die Anschaffungskosten sind zu hoch, die technische Zuverlässigkeit entspricht oft nicht den Ansprüchen, es fehlen Zertifizierungen, vermessene Leistungs- und Schallkurven sowie letztendlich auch eine entsprechende Einspeisevergütung.

3. Ziel der Studie

Die Kurzstudie beleuchtet das Thema Kleinwindenergieanlagen (KWEA) hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit, zu Fragen der Vergütung und zum Marktpotenzial. Dazu sind zuerst einige grundlegende Fragen zu klären, wie z. B. was KWEA überhaupt sind. Hierzu erfolgt eine Definition der Größen- bzw. Leistungsklassen und der Anwendungsarten in Szenarien. Ist eine Anwendung für den Außenbereich (z. B. Autobahnbrücken) oder den Siedlungsbereich (z. B. Dachmontage, Gartenaufstellung) vorgesehen?

Weiterhin stellt sich die Frage, wie ein Markt geschaffen bzw. gestützt werden kann. Dazu müssen die Kosten (z. B. für die Investition oder den Betrieb), die Einspeisevergütung bzw. andere finanzielle Förderinstrumente (z. B. Mindestpreisregelung oder Einspeisezulage) abgeschätzt werden. Auch die Einschätzung des Standorts spielt bei der wirtschaftlichen Abwägung eines Projekts eine große Rolle. Und nicht zuletzt die technische Sicherheit bzw. Zuverlässigkeit der KWEA sowie Umweltaspekte sind zu definieren und abzuschätzen.

Es stellt sich darüber hinaus die Frage, inwieweit die nächste Novelle des EEG hinsichtlich KWEA verändert oder ergänzt werden soll bzw. kann. Dazu wurden im Vorfeld folgende drei Thesen aufgestellt und werden im Rahmen dieser Kurzstudie beantwortet.

1. Wirtschaftlichkeit

Unabhängig von den zu erbringenden Gutachten für die Genehmigung steigt die Wirtschaftlichkeit einer KWEA gemessen an den Kosten für Betrieb und Investition mit ihrer installierten Leistung.

2. Vergütung

Der wirtschaftliche Betrieb einer KWEA kann mit einer Einspeisevergütung von Eurocent je Kilowattstunde erreicht werden. Die Abrechnung über den Eigenverbrauch bietet einen zusätzlichen Anreiz für Betreiber.

3. Marktpotenzial

In den nächsten Jahren wird der Zubau von KWEA in Deutschland signifikant ansteigen, da KWEA ein großes Marktpotenzial besitzen.

4. Methodik

Um eine Aussage über KWEA-Projekte im Allgemeinen zu treffen und eine Vergleichbarkeit herzustellen, müssen folgende Aspekte definiert bzw. modelliert werden:

- Leistungsverhalten der KWEA (Aspekt „Technik“)
- Energieertrag am Standort (Aspekt „Standort“)
- Investitions- und Betriebskosten (Aspekt „Wirtschaftlichkeit“)

Aus dem definierten beispielhaften Modell werden Aussagen zu Stromgestehungskosten und zur Wirtschaftlichkeit von KWEA-Projekten für verschiedene Szenarien abgeleitet. Diese wiederum verhelfen durch Parameterstudien zu so genannten Trendaussagen, die zu Empfehlungen führen, wie ggf. Vergütungsmodelle aussehen können bzw. anzupassen sind. Die technischen Aspekte und Daten von KWEA werden von der RLI-Studie „Technikbewertung KWEA“ übernommen.

„Aufteilung der KWEA in drei Leistungs- bzw. Größenklassen sowie zwei Anwendungsklassen. Daraus ergibt sich die Vorgabe des Ertrags-Potenzials: z.B. als Volllaststundenzahl und Nennleistung, besser als Volllaststunden je Fläche („flächenspezifische Volllaststunden“) kWh/m² oder Nennleistung je Rotorfläche („flächenspezifische (Rotor-)Leistung“) kW/m²“

Abbildung 1: Leistungskategorien nach Anwendungsgebieten für KWEA

Einsatzgebiet der Kleinwindanlage	Spannung	Nennleistung	Vereinfachung für Gesamtbetrachtung
A Batteriegestütztes Inselsystem	12/24/48 V DC	0 – 1,5 kW	Leistungsklasse 1 Mikrowindenergieanlagen
B Anlage auch netzgekoppelt	230 V AC		
C Gebäudeintegrierte Installation	230 V AC	1,5 – 5 kW	
Freie Aufstellung	230 V AC		
D Gewerbegebiete, Landwirtschaft	400 V AC	5 – 30 kW	Leistungsklasse 2 Miniwindenergieanlagen
E Gewerbegebiete, Landwirtschaft	400 V / 20 kV AC	30 – 100 kW	Leistungsklasse 3 Mittelwindenergieanlagen

Quelle: RLI (J. Twele), 2011

Speicher für KWEA

Die Speicherung von Energie stellt für die Sicherstellung von Versorgung und auch für eine effektive Nutzung der eingesetzten Energieressourcen eine wichtige Komponente dar. Allerdings kann aufgrund der sehr großen Vielfalt der technischen Lösungen hier kein einfaches und repräsentatives Modell verwendet werden. Daher werden die Mikrowindanlagen des Typs A und B nicht oder nur in der netzgekoppelten Variante betrachtet. Implizit wird also hier auf das Stromnetz als Zwischenspeicher zurückgegriffen.

Nach Sauer „ist die Speicherung elektrischer Energie mit signifikanten Kosten von günstigstenfalls 3 €/kWh bei Stundenspeicherung und 10 €/kWh bei Langzeitspeichern („Wochenspeicherung“) verbunden. Der Bedarf für stationäre elektrische Speicher sollte daher durch Ausschöpfung alternativer und kostengünstigerer Maßnahmen wie Lastmanagement, Beteiligung aller Stromerzeuger (incl. Wind und PV) an der Netzregelung, Erzeugungsmanagement (...) so gering wie möglich gehalten werden“. Zum Vergleich und zur Anschaulichkeit für die typische Anwendung von Speichern bei KWEA sei hier nur die Bleibatterie genannt, die einen Zykluswirkungsgrad von 80 % bis 90 % hat und eine Lebensdauer von 6 bis 12 Jahren bei 2.000 Ladezyklen aufweist.

5. Generierung der Referenz-Szenarien für KWEA

Bei der Generierung der Referenz-Szenarien muss einerseits die „Eingangsseite“, d. h. die Energieerträge aus Angebot am Standort und Umsetzung durch die Leistungskurve der KWEA dargestellt werden, andererseits auch die „Kostenseite“, wie z. B. Investitions- und Betriebskosten sowie die Vergütung bzw. Vermeidungskosten.

5.1. Einfache Darstellung der Leistungskurve

Es gibt eine Vielzahl von Herstellern und Anlagentypen von KWEA, für die es meistens keine zuverlässigen Angaben für Leistungskurve und Energieertrag gibt. Für diese Studie soll nicht auf technische Aspekte und das reale Leistungsverhalten der einzelnen KWEA eingegangen werden. Daher wird hier auf das Konzept der „generischen Leistungskurve“ zurückgegriffen, bei dem aus theoretischen Betrachtungen sowie einem Abgleich mit vorliegenden Anlagendaten eine repräsentative Leistungskurve erzeugt wird. Diese kann nur qualitative Aussagekraft haben.

Da der Markt der Kleinwindenergieanlagen einen großen Leistungsbereich und eine große Variationen bei den Bauformen umfasst, wurden folgende drei Leistungsklassen betrachtet, die sich jedoch nur auf horizontalachsige KWEA beziehen (vgl. Abbildung 2). Andere Bauformen wie Vertikalachser, Mantelturbinen, Diffusoren und Konzentratoren werden im Rahmen dieser Studie nicht näher betrachtet, da der größte Marktanteil bei KWEA und auch eine bessere Vergleichbarkeit der verschiedenen Leistungsklassen bei den Horizontalachsern gegeben ist.

- **Klasse I** umfasst alle KWEA bis zu einer Nennleistung von 5 kW. Das entspricht der Kategorien A, B und C, wie sie vom RLI vorgeschlagen wurden. Für die wirtschaftliche Betrachtung in dieser Studie können diese so genannten **Mikrowindanlagen** und kleine Hauswindanlagen zusammengefasst werden, wobei hier reine Inselanlagen (Batterielader o. ä.) nicht betrachtet werden, was vor allem die Kategorie A betrifft.
- Die **Klasse II** entspricht den so genannten **Miniwindanlagen** von 5 kW bis 30 kW Nennleistung.
- Die **Klasse III**, die „**Mittelwindanlagen**“, liegt zwischen 30 kW und 100 kW Nennleistung.

Abbildung 2: Leistungsklassen und Standortsszenarien für verschiedene KWEA (Maximaler Leistungsbeiwert $c_{p,max}$ bei Auslegungswindgeschwindigkeit v_{opt} .)

KWEA - Klasse	Nennleistungsbereich	Schwachwind-KWEA		Starkwind-KWEA	
		$c_{p,max}$	v_{opt}	$c_{p,max}$	v_{opt}
Klasse I	bis 5kW	0,35	6m/s	0,35	9m/s
Klasse II	5kW bis 30kW	0,37	5m/s	0,37	8m/s
Klasse III	30kW bis 100kW	n. v.	n. v.	0,39	11m/s

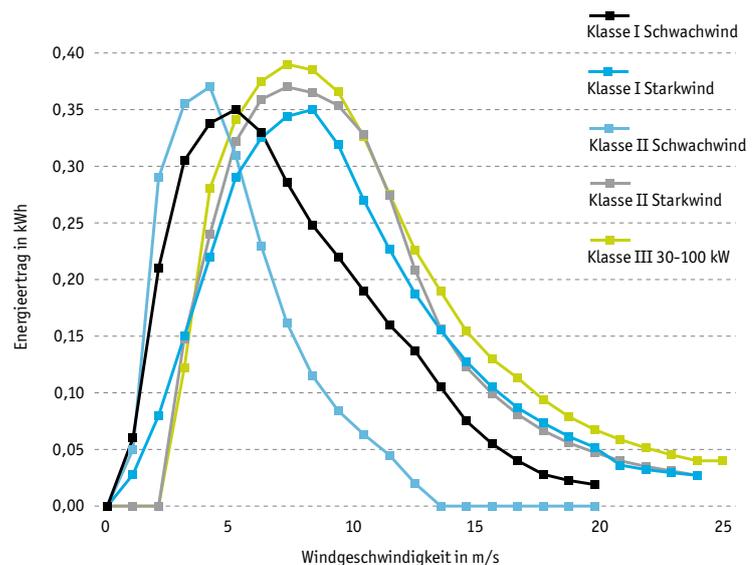
Vor allem die KWEA bis 30 kW, also Klasse I und Klasse II, werden an sehr unterschiedlichen Standorten aufgestellt. Daher haben auch diese KWEA eine zum Teil deutlich unterschiedliche Rotorauslegung in der Leistungskurve.

Weiterhin wurden die Leistungsklassen I und II in Schwachwind- und Starkwindanlagen unterteilt. Den jeweiligen Anlagentypen wurden ein repräsentativer maximaler Leistungsbeiwert $c_{p,max}$ und eine repräsentative Auslegungswindgeschwindigkeit v_{opt} zugewiesen.

Eine weitere Unterscheidung der Anlagen erfolgt demnach für Standorte mit eher normalem bis gutem Windangebot. Diese Standorte werden als „Starkwindstandorte“ bezeichnet. Sie entsprechen in etwa einer Auslegung der KWEA bei einer Auslegungswindgeschwindigkeit v_{opt} von ca. 8 m/s bis 11 m/s, bei der auch die Effizienz der Anlage am höchsten ist. Für KWEA, die für „Schwachwindstandorte“ konzipiert sind, liegt die Auslegungswindgeschwindigkeit v_{opt} etwa bei 6 m/s.

Für die Klasse III wurde nur eine generische Leistungskurve für „Starkwindstandorte“ ermittelt. Obwohl der Nennleistungsbereich von 30 kW bis 100 kW sehr weit gefasst ist, ist das Leistungsverhalten, also der Verlauf des Leistungsbeiwertes über der Windgeschwindigkeit, gleichartig. Somit ergeben sich insgesamt fünf generische Leistungskurven, die zur Verfügung stehen (Abbildung 3).

Abbildung 3: Leistungsbeiwert in Abhängigkeit zur Windgeschwindigkeit für fünf Szenarien



Es ist ersichtlich, dass es sich - wie bereits erwähnt - nur um qualitative Aussagen handeln kann; ein direkter Vergleich mit Leistungskurven einzelner KWEA ist nicht sinnvoll.

5.2 Einfache Darstellung der Standorte

Das Windenergieangebot am Referenzstandort nach EEG wird nach Vorgabe der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit in 30 m Höhe, einer Bodengrenzschicht mit einer Rauigkeitslänge von $z_0 = 0,1$ und einer Verteilung der Windgeschwindigkeit nach Raleigh von $k = 2$ definiert:

Definition EEG-Referenzstandort: $v_M = 5,5 \text{ m/s}$ in 30 m Höhe, $z_0 = 0,1$, $k = 2$

Äquivalent zum EEG-Referenzstandort werden für die definierten fünf KWEA-Leistungskurven entsprechende Standorte vorgegeben. Je nach Anwendung wird gegebenenfalls ein verschiedener Referenzstandort, auch bezogen auf die Höhe über Fundament (Dachanlage, Fassadenanlage) festgelegt (Abbildung 4).

Diese stellen dann also die fünf Referenz-Szenarien dar, von denen ausgehend die zu untersuchenden Parameter variiert werden. Qualitativ nach Anwendung (z. B. Stadtbereich, Dachanlagen, Ortsrandlage, Freifläche oder Nische im Außenbereich) kann also jeweils ein Szenario herangezogen werden. Die Standorte wurden in der Wahl der Rauigkeitslänge z_0 und der Faktoren der Weibullverteilung (Formfaktor k und Skalierungsfaktor A) für die Beschreibung der Windverteilung vorgegeben.

Abbildung 4:
Beschreibung der
Szenarien

Szenario Nr.	Name	c_p	v_{mittel}	Referenzhöhe	Rauigkeitslänge z_0	Weibullfaktor k	Weibullfaktor A
1	Klasse I stark	$c_{p,\text{max}} = 0,35$	4,02 m/s	10 m	0,5	1,7	4,51 m/s
2	Klasse I schwach	$c_{p,\text{max}} = 0,35$	4,02 m/s	10 m	0,5	1,7	4,51 m/s
3	Klasse II stark	$c_{p,\text{max}} = 0,37$	4,96 m/s	20 m	0,5	1,8	5,57 m/s
4	Klasse II schwach	$c_{p,\text{max}} = 0,37$	4,96 m/s	20 m	0,5	1,8	5,57 m/s
5	Klasse III	$c_{p,\text{max}} = 0,39$	5,50 m/s	35 m	0,1	2	6,21 m/s

Es wurden für die Größenklassen insgesamt fünf Leistungskurven für KWEA definiert, da nur für die beiden Klassen mit geringerer Nennleistung zwischen Anlagen für Starkwindstandort und Schwachwindstandort unterschieden wurde. Der Starkwindstandort entspricht in etwa dem üblichen Referenzstandort nach EEG; die Nennwindgeschwindigkeit (Referenzwindgeschwindigkeit oder Jahresmittelwindgeschwindigkeit) liegt also im Bereich 5 m/s. In den folgenden Abbildungen ist der windklassenspezifische Energieertrag gezeigt für die Referenzszenarien. Die Energieerträge je Windklasse sind für den Gesamtenergieertrag aufzusummieren, diese Angabe findet sich in Abbildung 5.

Abbildung 5: Energieertrag je Windgeschwindigkeitsklasse für KWEA-Klasse I und II

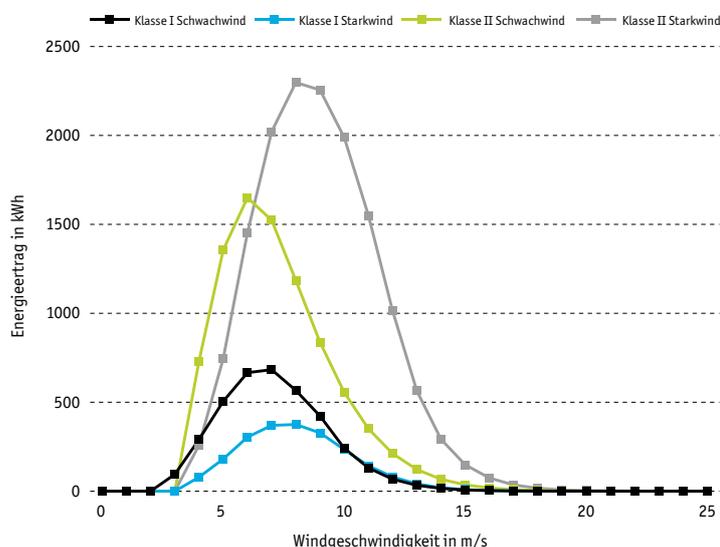
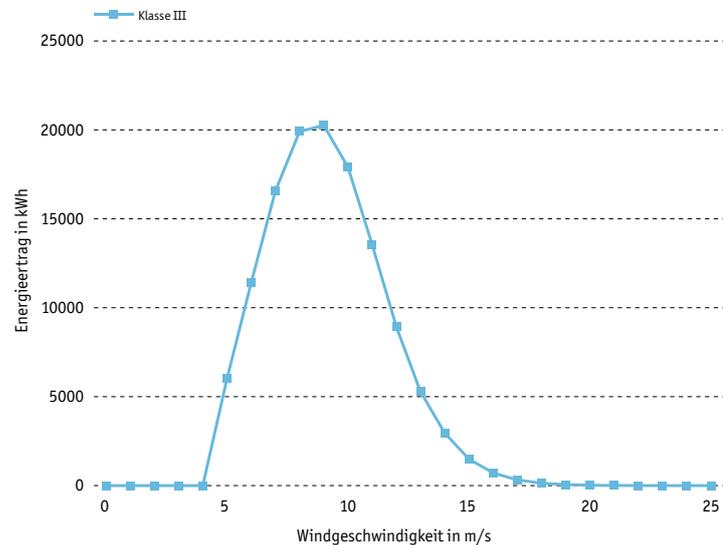


Abbildung 6: Energieertrag je Windgeschwindigkeitsklasse für KWEA-Klasse III



5.3 Wirtschaftliches Modell

Für die wirtschaftliche Betrachtung von KWEA wurde das Hauptaugenmerk auf die Stromgestehungskosten, also auf das Verhältnis der Vergütung der Energieproduktion zu den Kosten gelegt.

Bei dem Modell zur Vergütung wird eine Einspeisevergütung für KWEA im Sinne einer Mindestpreisregelung nach EEG angesetzt. Es ist möglich, zusätzliche Boni wie z. B. Sprinterbonus, Prototypbonus, standortabhängiger Dach- oder Fassadenbonus, Speicherbonus oder Eigenverbrauchsbonus später in Betracht zu ziehen. Hier wird vereinfacht mit einer Tarifebene gearbeitet. Das Referenzertragsmodell, wie für die große Windenergie, ist zwar möglich, aber hier schwer darstellbar. Es fehlen die dafür notwendigen technischen Details (Leistungskurve etc.) und valide Angaben zum Standort.

Die **Investitionskosten** für KWEA setzen sich aus folgenden Punkten zusammen:

- Anschaffungskosten (KWEA, Turm, Fundament, inkl. Aufbau und Netzanschluss)
- Kapitalkosten (Zinszahlungen)
- Anschlusskosten
- Kosten für Batterie oder andere Speicher

Die **Betriebskosten** umfassen die folgenden Punkte:

- Wartungskosten
- Reparaturkosten
- Messkosten
- Versicherungskosten

Das Zusammenspiel der Faktoren KWEA, Standort und Wirtschaftlichkeit werden beispielhaft durch Modellanlagen dargestellt. Damit beschreibt sich je Szenario der Parameterraum durch Vorgabe des Rotordurchmessers D , der Nennleistung P_N und der Nennwindgeschwindigkeit v_N für eine repräsentative Beispielanlage (siehe auch Anhang). Anhand dieser Daten lässt sich ein repräsentativer Gesamtenergieertrag für das jeweilige Szenario errechnen (Abbildung 7). Weitere Indikatoren sind die Anzahl der Volllaststunden pro Jahr sowie die mittleren Stromgestehungskosten. Die voraussichtlich zu erzielenden Volllaststunden ergeben sich aus dem Quotienten der voraussichtlichen tatsächlichen Jahresstrommenge und der installierten Leistung der Anlage. Die in Abbildung 7 angenommenen Volllaststunden können in der Praxis zum Teil deutlich abweichen.

Auffällig ist, dass der Energieertrag von Szenario 2 (Klasse I Starkwind) um fast 40 % kleiner ist als beim Szenario 1 (Klasse I Schwachwind). Der typische Standort für diese Anlagenklasse erfordert also eine KWEA, die vor allem an Schwachwindstandorten effizient arbeitet. Bei KWEA der Klasse II ist dies umgekehrt; die KWEA sollte also auf größere Windgeschwindigkeiten ausgelegt sein. Dieser Aspekt zeigt sich auch in den unterschiedlichen Stromgestehungskosten und damit in den notwendigen Vergütungen (vgl. auch Anhang).

Für die Klasse III zeigt sich, dass die Stromgestehungskosten für größere KWEA deutlich geringer sind, obwohl sich für diese Anlagengröße deutlich höhere Investitions- und Betriebskosten ergeben. Während für KWEA der Klasse I und II die Kosten für Planung häufig in Eigenleistung erbracht werden, kann dies für KWEA ab 30 kW typischerweise nur durch Fachkräfte erfolgen. Gleiches gilt für die Wartung und Instandhaltung.

Für eine KWEA mit 80 kW Nennleistung ergeben sich mittlere Stromgestehungskosten von 0,11 €/kWh. Für KWEA mit 30 kW bis zu 100 kW Nennleistung ergibt sich eine Spanne zwischen 0,10 €/kWh und 0,15 €/kWh für die Stromgestehungskosten.

Abbildung 7: Übersicht Szenarien inkl. Standortparameter, Beispielanlage, Volllaststundenzahl und Gesamtenergieertrag

Szenario Nr.	KWEA-Konfiguration	Standortparameter	Beispielanlage	Gesamtenergieertrag pro Jahr	Volllaststunden	Mittlere Stromgestehungskosten
1	Klasse I schwach	$z_0 = 0,5$ $h = 10 \text{ m}$ $k = 1,7$	$D = 4,7 \text{ m}$ $P_N = 2,4 \text{ kW}$ $V_N = 9 \text{ m/s}$	3.307 kWh/a	1.377 h	0,216 €/kWh
2	Klasse I stark	$z_0 = 0,5$ $h = 10 \text{ m}$ $k = 1,7$	$D = 3,7 \text{ m}$ $P_N = 2,4 \text{ kW}$ $V_N = 13 \text{ m/s}$	2.124 kWh/a	885 h	0,320 €/kWh
3	Klasse II schwach	$z_0 = 0,5$ $h = 20 \text{ m}$ $k = 1,8$	$D = 7,6 \text{ m}$ $P_N = 10 \text{ kW}$ $V_N = 9 \text{ m/s}$	8.484 kWh/a	848 h	0,326 €/kWh
4	Klasse II stark	$z_0 = 0,5$ $h = 20 \text{ m}$ $k = 1,8$	$D = 7,0 \text{ m}$ $P_N = 10 \text{ kW}$ $V_N = 17 \text{ m/s}$	14.431 kWh/a	1.443 h	0,189 €/kWh
5	Klasse III	$z_0 = 0,5$ $h = 35 \text{ m}$ $k = 2$	$D = 19 \text{ m}$ $P_N = 80 \text{ kW}$ $V_N = 14 \text{ m/s}$	146.741 kWh/a	1.834 h	0,113 €/kWh

6. Parameter-Studie für KWEA

Die vorgestellten fünf Szenarien für drei Leistungsklassen von KWEA wurden anhand der Veränderung von verschiedenen Parametern analysiert und es wurden Trends erstellt. Die Parameter-Studien dienen dazu, die Wirtschaftlichkeit von KWEA unter veränderten Parametern zu vergleichen. Beispielhaft werden im Folgenden einige Parametervariationen dargestellt.

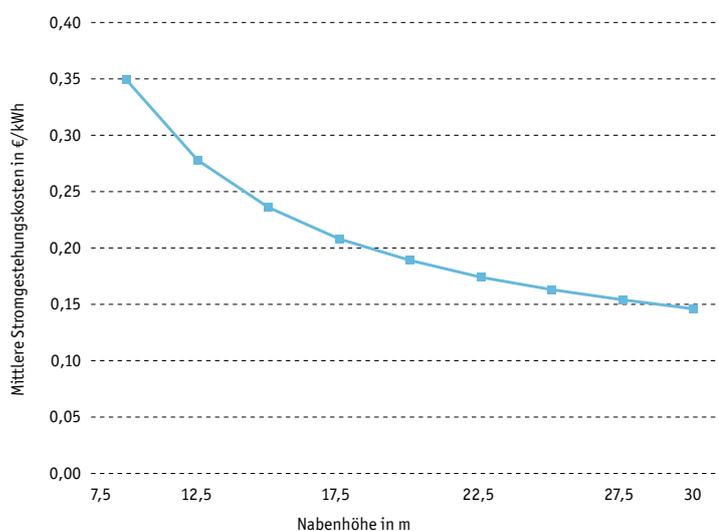
6.1 Auswertung der Parameterstudie

Stromgestehungskosten bezeichnen die Kosten, welche für die Energieumwandlung von einer anderen Energieform in elektrischen Strom notwendig sind. Rechnerisch setzen sie sich zusammen aus den Gesamtausgaben dividiert durch den Energieertrag. Das kann separat je Betriebsjahr oder über die gesamte Laufzeit des Projektes erfolgen (mittlere Stromgestehungskosten).

Mittlere Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der Nabhöhe für Klasse II Starkwind

Das Referenzszenario der Klasse II liegt bei 20 m Nabhöhe. Mit steigender Nabhöhe nehmen die Stromgestehungskosten ab, obwohl die Kosten für den Turm mit der Nabhöhe steigen. Bei etwa 20 m Nabhöhe liegen die Stromgestehungskosten bei 0,20 €/kWh. Bei einer Nabhöhe von 30 m haben sich die Stromgestehungskosten bereits auf 0,15 €/kWh reduziert. Die Wahl der Nabhöhe bzw. Turmlänge ist also durchaus relevant.

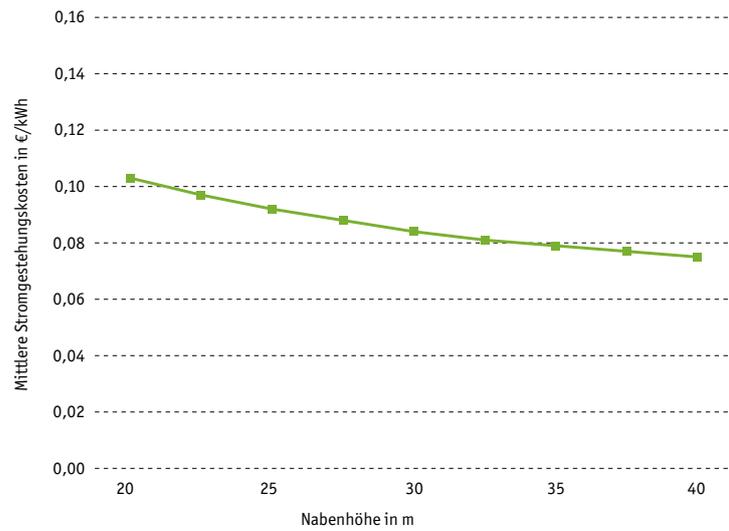
Abbildung 8: Mittlere Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der Nabhöhe (Klasse II Starkwind)



Mittlere Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der Nabhöhe für Klasse III

In der Klasse III, der Klasse mit einer Anlagengröße zwischen 30 und 100 kW, bewegen sich die mittleren Stromgestehungskosten insgesamt auf einem niedrigeren Niveau. Bei einer Nabhöhe von 35 m (Referenzszenario) liegen die Stromgestehungskosten bei 0,113 €/kWh. Bei einer Nabhöhe von 25 m liegen die Stromgestehungskosten bei 0,132 €/kWh, was einer Erhöhung um 17 % entspricht. Bei einer Nabhöhe von 45 m liegen die Stromgestehungskosten bei 0,102 €/kWh, was einer Minderung der Kosten von 10 % entspricht.

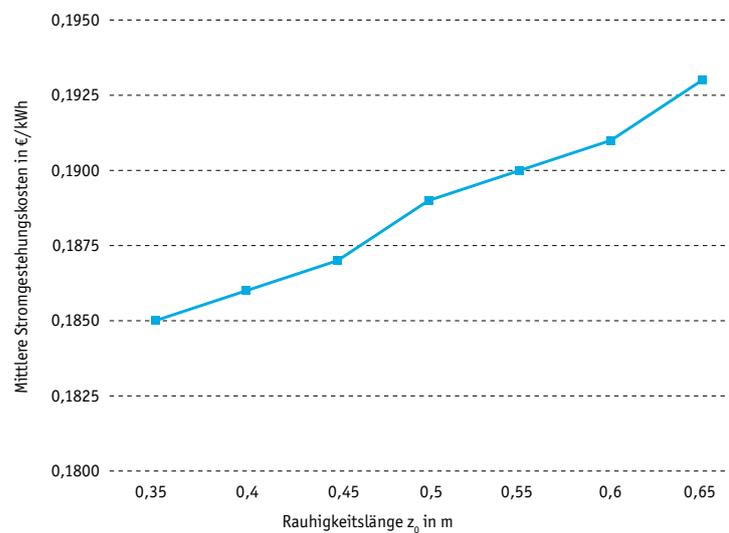
Abbildung 9: Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der Nabhöhe (Klasse III, 80 kW)



Stromgestehungskosten in Abhängigkeit zur Rauigkeitslänge z_0 für Klasse II Starkwind

Mit steigender Rauigkeitslänge, was einem flacheren Verlauf der Bodengrenzschicht entspricht, nehmen die mittleren Stromgestehungskosten zu. Bei einer Rauigkeitslänge von $z_0 = 0,5$ m (Referenzszenario) liegen die mittleren Stromgestehungskosten bei 0,188 €/kWh, bei $z_0 = 0,6$ bei 0,191 €/kWh. Da die Nabhöhe bei 20 m in der Nähe der Referenzhöhe von 30 m liegt, wirkt sich hier der Standorteinfluss nicht gravierend auf die Stromgestehungskosten aus.

Abbildung 10: Mittlere Stromgestehungskosten in Abhängigkeit zur Rauigkeitslänge z_0 (Klasse II Starkwind)



Eigenkapitalrendite nach 20 Jahren Laufzeit abhängig vom Einspeisetarif für Klasse III

Mit steigender Einspeisevergütung steigt die Eigenkapitalrendite deutlich an. Der wichtigste Einfluss ist allerdings die Größe der KWEA, d. h. die Nennleistung. Das Projekt ist wirtschaftlich bei einer Einspeisevergütung von ca. 0,15 €/kWh für eine KWEA mit 30 kW Nennleistung sowie einer Einspeisevergütung von ca. 0,10 €/kWh für eine KWEA mit 100 kW Nennleistung.

Damit kommt die Klasse III am EEG-Referenzstandort den zurzeit üblichen Vergütungen für Windstrom durchaus nahe, ist aber wirtschaftlich nicht darstellbar.

Es ist also davon auszugehen, dass für KWEA der Klasse III eine angepasste Vergütung zwischen EEG-Vergütung für große WEA und der hier vorgeschlagenen Vergütung für KWEA der Klasse II von 0,20 €/kWh gefunden werden muss.

6.2 Marktpotenzial von KWEA

Die Analysen der Parameter-Studien zeigen: Die Installation und der Betrieb von KWEA in Deutschland können wirtschaftlich sein. Zusammen mit dem großen öffentlichen und medialen Interesse an KWEA ergibt sich ein großes Marktpotenzial.

Für KWEA gibt es eine Vielzahl von theoretisch nutzbaren Standorten in Deutschland, sowohl im Außenbereich als auch im Innenbereich. Außerhalb von Siedlungen können KWEA an Standorten installiert werden, die von MW-WEA nicht genutzt werden können. Diese Nischennutzung muss sich jedoch nicht nur auf Freiflächen beziehen. Im Außenbereich können KWEA z. B. auch auf Autobahnbrücken, Masten o. ä. installiert werden. Im Innenbereich ist das Potenzial sogar noch größer, wenn man die Möglichkeit der Installation auf und an Gebäuden in Betracht zieht. Nach Schätzung der Key Wind Energy GmbH sind bis heute allein in Berlin etwa 50 KWEA installiert.

Jedoch gibt es noch einige planerische Herausforderungen bei der Umsetzung von KWEA-Projekten. Im Gegensatz zur Planung von großen Windparks gibt es bei KWEA-Projekten so gut wie kein finanzielles Budget für die Planung. Die richtige Standortwahl ist jedoch auch bei KWEA-Projekten entscheidend.

Beispiel: Problem Dachkantenwirbel

Ein Problem an Hochhausdächern ist die Ablösung an der vorderen Dachkante. Diese entsteht, wenn die Strömung auf die vordere Hauswand trifft. Im oberen Drittel weicht die Strömung nach oben aus und drückt die weiter oben ankommenden Stromlinien ebenfalls nach oben weg. Dadurch entsteht an der luvseitigen Hausfront eine aufwärts gerichtete Strömung, welche dem eigentlichen horizontalen Dachverlauf nicht folgen kann. Die Höhe dieser Ablösung nimmt bei hohen Windgeschwindigkeiten zwar wieder ab, nur werden die Anlagen auf einen relativ schwachen Wind ausgelegt. Es wird davon ausgegangen, dass die Ablösung eine Höhe auf dem Dach von etwa 1/5 der Bauhöhe erreichen kann. Bei 70 m hohen Dächern bedeutet dies eine effektive Höhe der Ablösung von bis zu 14 m im mittleren Bereich des Daches. Das wird von den vorhandenen beiden Konzepten bereits berücksichtigt und teilweise kompensiert durch die Ausrichtung der Anlagen an der vorderen Dachkante. Dort hat die Ablöseblase noch nicht die volle Höhe erreicht, sodass die Anlagen dort mit einer etwas geringen Bauhöhe auskommen. (Kleinwindanlagen in Berlin, Projektbericht WKA II, SS 2010, TU Berlin)

Ein weiterer Unsicherheitsfaktor bei KWEA sind Betriebs- und Ersatzteilkosten. Vor allem in Klasse I und II wirken sich regelmäßige Betriebs- und Ersatzteilkosten sehr negativ auf die Wirtschaftlichkeit aus. Hier liegt auch ein weiteres Risiko, das nach der Garantiezeit bisher ausschließlich vom Betreiber zu tragen ist. Sofern die potenziellen Betriebs- und Ersatzteilkosten geregelt sind, kann dieses Risiko auch über eine Versicherung oder einen Vollwartungsvertrag abgedeckt werden.

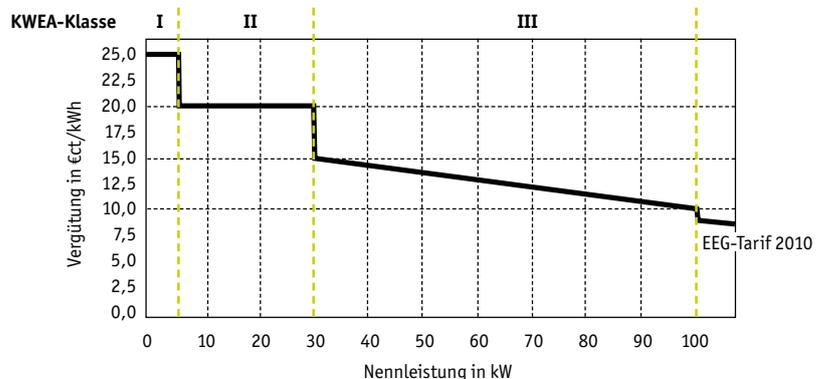
Reine Batterielader werden in dieser Studie nicht betrachtet. Allerdings sind KWEA mit Fähigkeit zum Inselbetrieb als mögliches Anwendungsszenario auch im Siedlungsbereich mit Netzanbindung einzubeziehen. Es sind hierfür einerseits größere Investitionskosten für Speicher und Regelung zu berücksichtigen wie auch die Lebens- bzw. Einsatzzeiten der Speichersysteme, die deutlich unter denen der KWEA liegen können. Daher sollte dieses Szenario separat betrachtet werden. Ein großes zusätzliches Marktpotenzial ist hierdurch für Deutschland nicht zu erwarten, da sich die Anzahl möglicher Standorte nicht erhöht.

7. Fazit

Die Nutzung von KWEA stößt allgemein auf ein großes Interesse. Das Marktpotenzial wird als groß eingeschätzt, da zusätzlich zum öffentlichen Interesse auch sehr viele Standorte in Deutschland nutzbar sind. Jedoch gibt es bei der KWEA-Technik noch Verbesserungspotenzial. Die Technik muss sich noch weiter etablieren und vor allem zuverlässiger werden.

Aufgrund der vorliegenden Analysen können KWEA als potenziell wirtschaftlich eingestuft werden. Im Gegensatz zu großen WEA ist die Wirtschaftlichkeit jedoch nicht so deutlich. Große Gewinne und Renditen können mit KWEA nicht erzielt werden. Um KWEA-Projekte für ein größeres Publikum auch wirtschaftlich interessant zu machen, ist eine politische Einflussnahme im Sinne einer speziellen Vergütung nach EEG dringend notwendig. Der Ausbau der KWEA kann so nachhaltig gefördert werden. Instrumente dafür könnten eine erhöhte Vergütung oder spezielle KWEA-Boni sein. Abhängig von der Nennleistung kann ein Vergütungstarif definiert werden. Der Differenzbetrag zur bisherigen EEG-Vergütung kann auch als leistungsabhängiger Bonus (ggf. plus zusätzlicher Bedingungen) gezahlt werden.

Abbildung 11: Vorschlag einer möglichen KWEA-Vergütung abhängig von der Nennleistung



Die Vergütung für die KWEA-Klasse I mit 0,25 €/kWh und Klasse II mit 0,20 €/kWh können als konstante Vergütung über den gesamten Leistungsbereich angesetzt werden. Für den sehr weiten Leistungsbereich der KWEA-Klasse III zwischen 30 kW und 100 kW Nennleistung muss die Vergütung der Leistung der KWEA angepasst sein. Es wird hier eine linear abfallende Vergütung zwischen 0,15 €/kWh und 0,10 €/kWh angesetzt.

Folgende Formel gibt die Vergütungsberechnung für die KWEA-Klasse III an:

$$\text{Vergütung KWEA} = 15 \text{ ct/kWh} - 0,57 P_N - 30 \text{ kW}$$

Zudem sollte im Zusammenhang mit KWEA das Thema der Energiespeicher betrachtet werden. KWEA können sehr gut dazu genutzt werden, entsprechende Speicher zu laden, die dann bei Bedarf direkt genutzt werden bzw. ins Netz einspeisen. Hierbei sind die Vermeidungskosten durch den nicht aus dem Netz bezogenen Strom in die Kalkulation einzubeziehen. Bei nicht direkter Kopplung des Inselfsystems zum Verbraucher können weiterhin Durchleitungskosten entstehen.

Zusammenfassend werden nun die zu Beginn vorgestellten Thesen kurz und abschließend beantwortet:

1. Wirtschaftlichkeit

Unabhängig von den zu erbringenden Gutachten für die Genehmigung steigt die Wirtschaftlichkeit einer KWEA gemessen an den Kosten für Betrieb und Investition mit ihrer installierten Leistung.

Ja, das ist zwar korrekt, da die Nennleistung das wichtigste Bemessungskriterium neben Rotordurchmesser und Referenzwindgeschwindigkeit ist. Andererseits können im speziellen Fall auch Standortbedingungen großen Einfluss haben. Daher kann keine einfache quantitative Abhängigkeit der Stromgestehungskosten zur Nennleistung angegeben werden.

2. Vergütung

Der wirtschaftliche Betrieb einer KWEA kann mit einer Einspeisevergütung von 20 Eurocent je Kilowattstunde erreicht werden. Die Abrechnung über den Eigenverbrauch bietet einen zusätzlichen Anreiz für Betreiber.

Ja, für Anlagenklassen II und III konnte mit einer Vergütung von 0,20 €/kWh ein wirtschaftlicher Betrieb dargestellt werden. Für die Klasse I liegen die Stromgestehungskosten 15 % darüber, also bei 0,23 €/kWh. Aus diesem Grund wird eine Vergütung für die Klasse I von 0,25 €/kWh als auskömmlich empfohlen. Für die Anlagenklasse III wird eine mit der Nennleistung linear fallende Vergütung von 0,15 €/kWh auf 0,10 €/kWh vorgeschlagen.

Um einen wirtschaftlichen Betrieb von KWEA der Klasse I und II zu gewährleisten, ist eine wichtige Voraussetzung, dass die Anlagen dem Standort angepasst sind. Ansonsten ist die vorgeschlagene Vergütung nicht ausreichend und die Stromgestehungskosten steigen auf das Doppelte.

Problematisch bleiben weiterhin die Risiken und Unsicherheiten in den technischen Eigenschaften der KWEA sowie des Standortes, die bisher allein vom Betreiber getragen werden.

3. Marktpotenzial

In den nächsten Jahren wird der Zubau von KWEA in Deutschland signifikant ansteigen, da KWEA ein großes Marktpotenzial besitzen.

Für alle Größenklassen und Anwendungsszenarien können sinnvolle Projektstandorte gefunden werden. Hierbei muss auf eine Ausgewogenheit zwischen Aufwand der Standortbegutachtung und Risiko der Ertragsunsicherheit geachtet werden. Weiterhin ist noch stark an den Genehmigungsprozessen zu arbeiten, die langfristig weniger finanziell als zeitlich für das KWEA-Projekt ein Hemmnis darstellen.

8. Literatur

Betriebserfahrungen Fraunhofer IWES (17. Oktober 2009).

Abgerufen am 12. Juni 2010 von: Kleine Windenergieanlagen Betriebserfahrungen & Ertragsabschätzungen: http://www.windenergie.de/fileadmin/BWE_Fachtagungen/KWEA%20Syposium/Vortraege/BWEKWEA2_Betrieb_IWES_kuehn.pdf

BWEA Small Wind Standard (Februar 2008). Abgerufen am 3. Juni 2010 von: Renewable UK Small wind performance & Safety standard: http://www.bwea.com/pdf/small/BWEA_SWT_Standard_Feb2008.pdf

BWEA Homepage (2010). Abgerufen am 25. Juli 2010 von: BWEA/ Small Wind Systems/ BWEA small wind performance & safety standard: <http://www.bwea.com/small/standard.html>

IEC 61400 2, design requirements for small wind turbines, 2007.

Christian Witt, Prof. Dr. Ing. Jochen Twele (2010). Datensammlung Kleinwindanlagen. DEWI (2008). WindEnergy-Studie 2008 - Markteinschätzung der Windindustrie bis zum Jahr 2017.

DEWI (2010). DewiMagazin Nr. 37.

TU-Berlin – Fachgebiet für Fluidsystemdynamik Windenergieanlagen II . (2010) Kleinwindenergieanlagen in Berlin.

Qualitätssicherung im Sektor der Kleinwindenergieanlagen (KWEA)

Sauer, Prof. Dirk Uwe: Optionen zur Speicherung elektrischer Energie in Energieversorgungssystemen mit regenerativer Stromerzeugung. In: Solarzeitalter, 4/2006.

Leonhard, W., et al. Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger. Studie des VDE, ETG Task Force Energiespeicher, Dezember 2008.

Literaturtipp:

BWE-Marktübersicht *spezial*: KLEINWINDANLAGEN

Handbuch für Technik, Genehmigung
und Wirtschaftlichkeit von KWEA

- über 230 Datenblätter von Kleinwindanlagen
- Fachartikel und Checklisten für Endverbraucher
- Orientierung für Bauherren, Architekten und Landwirte

Aus dem Inhalt:

- Grüner Strom vom eigenen Dach
- Vision Kleinwind: Architektonische Modelle für die Windenergie in der Stadt
- Leitfaden: Auf dem Weg zur eigenen Anlage
- Energieautonomie: Vom Stromnetz unabhängige Systeme
- Interview: „Wir brauchen ein einheitliches Baurecht“
- Wirtschaftlichkeit: Wie steht es mit der Rendite?
- Qualität und technische Standards: Orientierung tut Not
- Vorsicht bei „Herstellerangaben“
- Genehmigungsrecht von Kleinwindanlagen: Ein Flickenteppich
- Investitionen und Betriebskosten: Worauf zu achten ist!
- Erläuterungen zu den technischen Daten



Bitte per Fax an: +49 (0)30/28 48 21 40

- Hiermit bestelle ich ___ Ausgabe/n der BWE-Marktübersicht *spezial*: Kleinwindanlagen
(zum Einzelpreis von je 25,- Euro)
- Bitte informieren Sie mich zukünftig per E-Mail über Angebote und Neuerscheinungen

Bitte um Zusendung gegen Rechnung an:

(Bitte in Druckschrift schreiben!)

.....
Name, Vorname

.....
Firma

.....
Straße

.....
PLZ, Ort

.....
Tel. / Fax

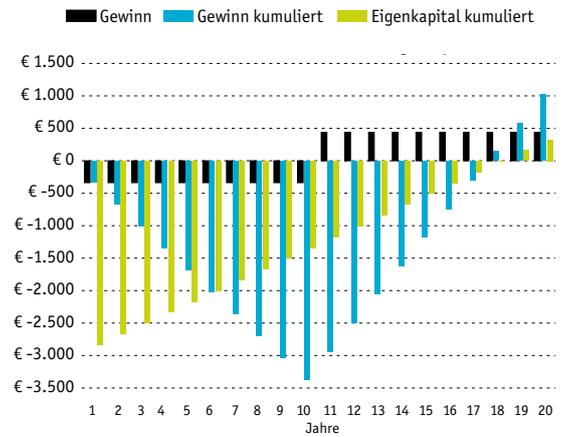
.....
E-Mail

.....
Ort, Datum, Unterschrift

Anhang

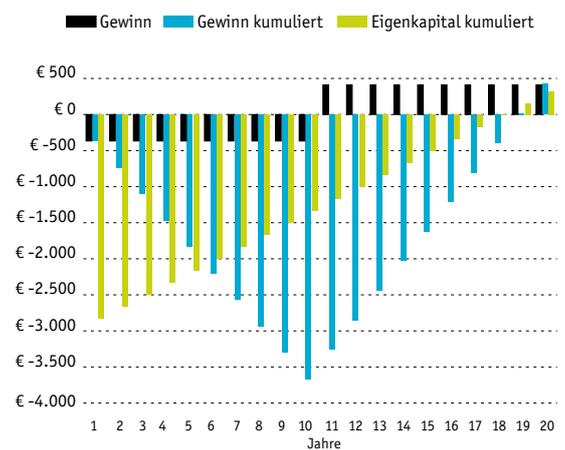
Klasse I, Schwachwind-Standort

Nennleistung	P_N	2,500 kW
Jährlich erzeugte Strommenge		3.652,963 kWh/a
Nutzungsdauer	n	20,000 a
Investitionskosten	I_w	9.300,000 €
Jährliche Betriebskosten		125,000 €
Kapitaleinsatz		9.300,000 €
Eigenkapital		3.000,000 €
Eigenkapitalverzinsung	i	1,000 %
Annuitätenfaktor für Eigenkapital	a	0,055 /a
Darlehen		6.300,000 €
Verzinsung des Darlehens		4,000 %
Laufzeit Darlehen		10,000 a
Vergütung Hochtarif		0,200 €/kWh
Vergütung Tieftarif		0,000 €/kWh
Leistungsspezifischer Investitionskostenindex		3.720,000 €/kW
Ertragspezifischer Investitionskostenindex		2,546 €/kWh*a
Mittlere Stromgestehungskosten		0,186 €/kWh
Eigenkapital am Ende der Nutzungsdauer		4.344,521 €
Eigenkapitalrendite am Ende der Nutzungsdauer		44,817 %
Jährliche Eigenkapitalrendite		1,869 % p.a



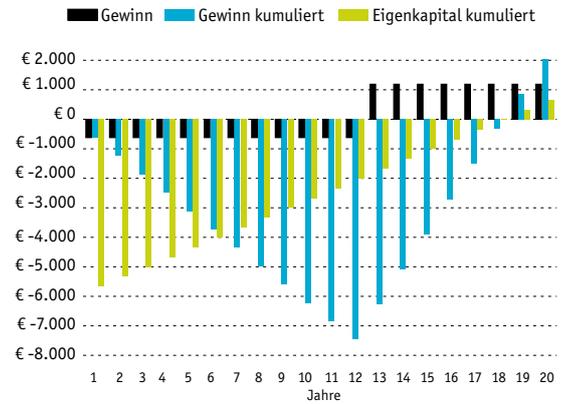
Klasse I, Starkwind-Standort

Nennleistung	P_N	2,500 kW
Jährlich erzeugte Strommenge		2.123,990 kWh/a
Nutzungsdauer	n	20,000 a
Investitionskosten	I_w	9.300,000 €
Jährliche Betriebskosten		125,000 €
Kapitaleinsatz		9.300,000 €
Eigenkapital		3.000,000 €
Eigenkapitalverzinsung	i	1,000 %
Annuitätenfaktor für Eigenkapital	a	0,055 /a
Darlehen		6.300,000 €
Verzinsung des Darlehens		4,000 %
Laufzeit Darlehen		10,000 a
Vergütung Hochtarif		0,330 €/kWh
Vergütung Tieftarif		0,000 €/kWh
Leistungsspezifischer Investitionskostenindex		3.720,000 €/kW
Ertragspezifischer Investitionskostenindex		4,379 €/kWh*a
Mittlere Stromgestehungskosten		0,320 €/kWh
Eigenkapital am Ende der Nutzungsdauer		3.751,004 €
Eigenkapitalrendite am Ende der Nutzungsdauer		25,033 %
Jährliche Eigenkapitalrendite		1,123 % p.a



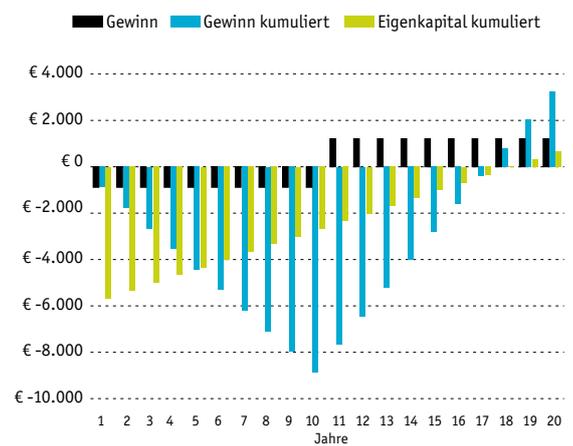
Klasse II, Schwachwind-Standort

Nennleistung	P_N	10,000 kW
Jährlich erzeugte Strommenge		14.328,518 kWh/a
Nutzungsdauer	n	20,000 a
Investitionskosten	I_w	23.000,000 €
Jährliche Betriebskosten		1.344,000 €
Kapitaleinsatz		23.000,000 €
Eigenkapital		6.000,000 €
Eigenkapitalverzinsung	i	1,000 %
Annuitätenfaktor für Eigenkapital	a	0,055 /a
Darlehen		17.000,000 €
Verzinsung des Darlehens		4,000 %
Laufzeit Darlehen		12,000 a
Vergütung Hochtarif		0,200 €/kWh
Vergütung Tieftarif		0,000 €/kWh
Leistungsspezifischer Investitionskostenindex		2.300,000 €/kW
Ertragsspezifischer Investitionskostenindex		1,605 €/kWh*a
Mittlere Stromgestehungskosten		0,193 €/kWh
Eigenkapital am Ende der Nutzungsdauer		8.697,430 €
Eigenkapitalrendite am Ende der Nutzungsdauer		44,957 %
Jährliche Eigenkapitalrendite		1,874 % p.a



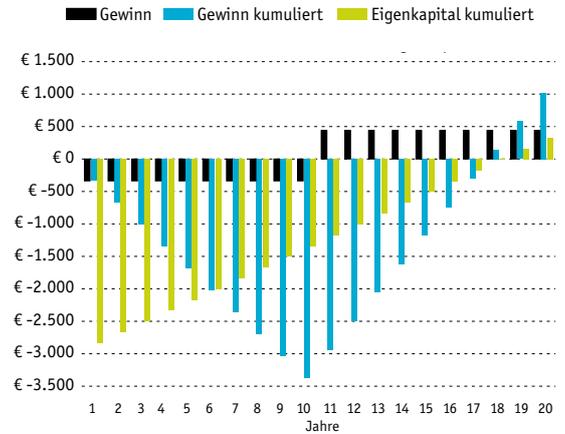
Klasse II, Starkwind-Standort

Nennleistung	P_N	10,000 kW
Jährlich erzeugte Strommenge		14.430,667 kWh/a
Nutzungsdauer	n	20,000 a
Investitionskosten	I_w	23.000,000 €
Jährliche Betriebskosten		1.344,000 €
Kapitaleinsatz		23.000,000 €
Eigenkapital		6.000,000 €
Eigenkapitalverzinsung	i	1,000 %
Annuitätenfaktor für Eigenkapital	a	0,055 /a
Darlehen		17.000,000 €
Verzinsung des Darlehens		4,000 %
Laufzeit Darlehen		10,000 a
Vergütung Hochtarif		0,200 €/kWh
Vergütung Tieftarif		0,000 €/kWh
Leistungsspezifischer Investitionskostenindex		2.300,000 €/kW
Ertragsspezifischer Investitionskostenindex		1,594 €/kWh*a
Mittlere Stromgestehungskosten		0,189 €/kWh
Eigenkapital am Ende der Nutzungsdauer		9.883,207 €
Eigenkapitalrendite am Ende der Nutzungsdauer		64,720 %
Jährliche Eigenkapitalrendite		2,527 % p.a



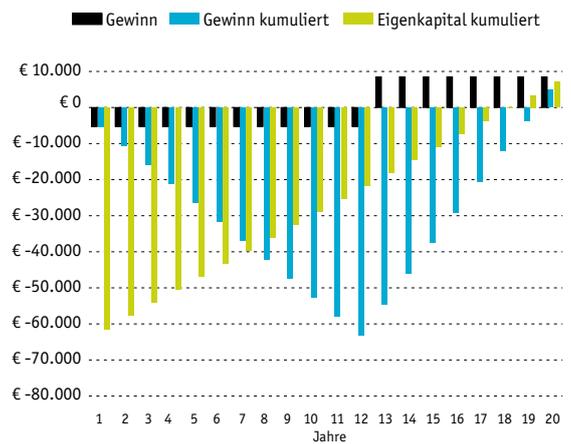
Klasse III, 30 kW

Nennleistung	P_N	30,100 kW
Jährlich erzeugte Strommenge		85.392,609 kWh/a
Nutzungsdauer	n	20,000 a
Investitionskosten	I_w	88.500,000 €
Jährliche Betriebskosten		7.234,000 €
Kapitaleinsatz		88.500,000 €
Eigenkapital		30.000,000 €
Eigenkapitalverzinsung	i	1,000 %
Annuitätenfaktor für Eigenkapital	a	0,055 /a
Darlehen		58.500,000 €
Verzinsung des Darlehens		4,000 %
Laufzeit Darlehen		12,000 a
Vergütung Hochtarif		0,150 €/kWh
Vergütung Tieftarif		0,000 €/kWh
Leistungsspezifischer Investitionskostenindex		2.940,199 €/kW
Ertragspezifischer Investitionskostenindex		1,036 €/kWh*a
Mittlere Stromgestehungskosten		0,148 €/kWh
Eigenkapital am Ende der Nutzungsdauer		36.698,203 €
Eigenkapitalrendite am Ende der Nutzungsdauer		22,327 %
Jährliche Eigenkapitalrendite		1,013 % p.a



Klasse III, 100 kW

Nennleistung	P_N	99,999 kW
Jährlich erzeugte Strommenge		228.254,423 kWh/a
Nutzungsdauer	n	20,000 a
Investitionskosten	I_w	194.000,000 €
Jährliche Betriebskosten		10.734,000 €
Kapitaleinsatz		194.000,000 €
Eigenkapital		65.000,000 €
Eigenkapitalverzinsung	i	1,000 %
Annuitätenfaktor für Eigenkapital	a	0,055 /a
Darlehen		129.000,000 €
Verzinsung des Darlehens		4,000 %
Laufzeit Darlehen		12,000 a
Vergütung Hochtarif		0,100 €/kWh
Vergütung Tieftarif		0,000 €/kWh
Leistungsspezifischer Investitionskostenindex		1.940,019 €/kW
Ertragspezifischer Investitionskostenindex		0,850 €/kWh*a
Mittlere Stromgestehungskosten		0,099 €/kWh
Eigenkapital am Ende der Nutzungsdauer		76.886,082 €
Eigenkapitalrendite am Ende der Nutzungsdauer		18,286 %
Jährliche Eigenkapitalrendite		0,843 % p.a



Notizen

