

Die Zahlenkosmetik der Schwachwindanlagen

Dipl.-Ing. Willy Fritz (BNB)

Allgemeines

Von den Windkraftbefürwortern werden immer wieder sogenannte "moderne-Schwachwindanlagen" in die Diskussion gebracht. Dabei wird suggeriert, dass es sich um eine neue, innovative Technologie handle, die auch in windschwachen Gebieten einen wirtschaftlichen Betrieb von Windkraftwerken ermögliche. Nachfolgend werden diese Schwachwindanlagen genauer analysiert. Anhand konkreter Beispiele wird nachgewiesen, dass es sich hierbei im wesentlichen um Zahlenkosmetik handelt. Detaillierte Ausführungen zur Wirtschaftlichkeit und zu Schwachwindanlagen findet man in dem BNB Info-Report der hier abrufbar ist:

<http://www.bnb-buocher-hoehe.de/images/dokumente/2014-10-22-Fehleinschaetzung%20der%20Windstromerzeugung-V2.pdf>

Wirtschaftlichkeit

Zunächst zum Begriff Wirtschaftlichkeit von Windenergieanlagen (WEA): Wirtschaftlicher Betrieb bedeutet, dass der jährliche Stromerlös die anfallenden Kosten zumindest deckt. Diese anfallenden Kosten setzen sich zusammen aus

- Betriebskosten
- Kapitalkosten.

Nach einer vom Bundesverband für Windenergie veranlassten Untersuchung (Auswertung von über 1000 Jahresabschlüssen von WEA) setzen sich die Betriebskosten wie folgt zusammen:

- Pacht- und sonstige Grundstückskosten: 5,0 %
- Versicherungen, Beiträge: 2,1 %
- Wartung, Reparaturen, Rückstellungen: 11,2 %
- Geschäfts- und Betriebsführung: 4,4 %
- Verwaltungs- und sonstige Kosten: 4,8 %
- Insgesamt: 27,5%
-

(Alle Angaben in Prozent des Jahresertrages). D.h. abzüglich der Betriebskosten verbleiben 72,5 % des Jahresertrages zur Deckung der Kapitalkosten. Laut einer Musterrechnung von Enercon betragen die Kapitalkosten für einen wirtschaftlichen Betrieb mindestens 8% der Investitionskosten. Man kann sich diese 8% aus 5% linearer Abschreibung über 20 Jahre plus 3 % Rendite für die Anleger vorstellen. (Investoren kalkulieren mit wesentlich höheren Renditen) Damit kann man eine einfache Gleichung aufstellen:

$$0,725 * E = 0,08 * I$$

Darin ist E der Stromerlös in € und I die Investitionskosten in €. Bei einem wirtschaftlichem Betrieb sollte die linke Seite der Gleichung größer sein als die rechte. Bis zu der Novellierung des EEG im August 2014 betrug die Vergütung für windschwache Standorte (diese Standorte erhalten die höchste Vergütung) 0,0941 € pro kWh. Nun haben die "normalen" WEA sehr ähnliche Verhältnisse von Rotorkreisfläche zu

Nennleistung, größere Rotoren wurden mit leistungsstärkeren Generatoren kombiniert und umgekehrt. Größere WEA brachten mehr Ertrag erforderten aber höhere Investitionskosten. Mit der o.g. Vergütung konnte man über Ertragsberechnungen zeigen, dass -wegen der erwähnten Ähnlichkeiten- die Wirtschaftlichkeitsbedingung für die meisten WEA erfüllt war, wenn mindestens 60% des Referenzertrages erbracht wurde. Das wiederum war bei den meisten WEA bei ca. 2000 Volllaststunden (VLh) der Fall.

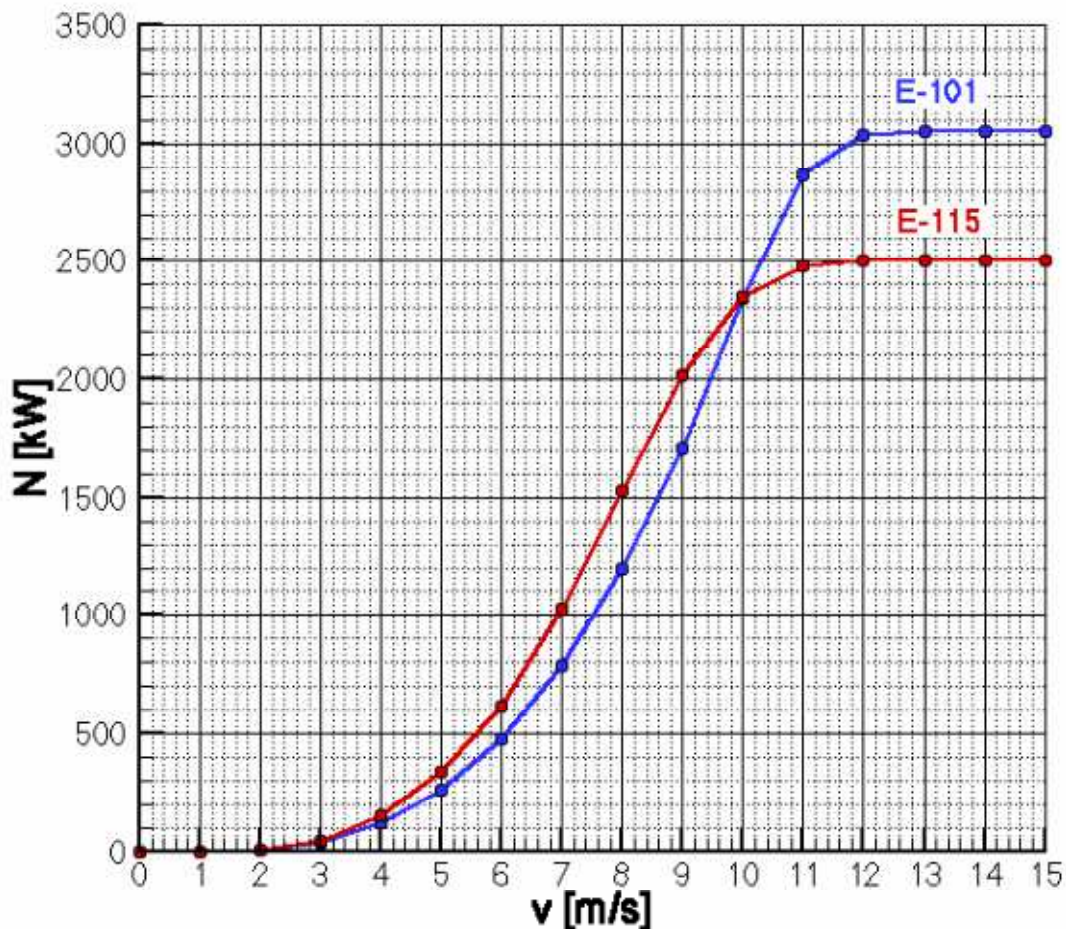
Aus diesem Grund gab das Deutsche Windenergieinstitut (DEWI) eben 60% Referenzertrag oder 2.000 VLh als untere Wirtschaftlichkeitsgrenze an.

Mit der Novellierung des EEG im August 2014 wurde aber die Vergütung auf 0,089 € pro kWh gesenkt, damit reichen die 60% Referenzertrag für einen wirtschaftlichen Betrieb nicht mehr aus, es sollten eher 70% sein, welche in etwa bei 2150 VLh erreicht werden. Investoren und Banken verlangen sogar den Nachweis von 80% Referenzertrag. Das sind Werte die in BW nur ganz selten erreicht werden.

Schwachwindanlagen

Genau da kommen jetzt die Schwachwindanlagen ins Spiel, sie versprechen auch in BW 2500 VLh und mehr, also einen angeblich wirtschaftlichen Betrieb. Es handelt sich hier keineswegs um eine neue Technologie, sondern es werden sehr große Rotoren mit leistungsschwachen Generatoren kombiniert. Der größere Rotor bringt mehr Leistung bei niedrigen Geschwindigkeiten, bei denen die Nennleistung nicht ausgeschöpft wird. Dieser Leistungszuwachs ist größer als der Einbruch infolge der geringeren Nennleistung bei höheren Geschwindigkeiten, es ergibt sich ein etwas höherer Ertrag. Durch die geringere Nennleistung werden aber die Volllaststunden drastisch erhöht. (Die Volllaststunden werden ja durch Division des Jahresertrages durch die Nennleistung gebildet). Nachfolgend ist dies am Beispiel der Enercon E-101 und E-115 dargestellt. Die E-101 ist eine "normale" WEA mit 140 m Nabenhöhe, 101 m Rotordurchmesser und 3 MW Generator. Die Maschine war in der von der Stadt Waiblingen beauftragten Potentialanalyse für die Buocher Höhe vorgesehen. Von den Abmessungen her handelt es sich bereits um eine für das Binnenland vorgesehene Anlage. Die E-115 ist eine Weiterentwicklung der E-101, eine sogenannte Schwachwindanlage mit 115 m Rotordurchmesser und 2,5 MW Generator. Wobei der Generator angeblich identisch mit dem der E-101 ist und eben auf 2,5 MW gedrosselt wurde. Der größere Rotor wirkt sich auch auf die Investitionskosten aus (der Rotor ist die teuerste Komponente einer WEA). So kostet eine Enercon E-101 5,2 Mio € (Angabe von JUWI im Internet), eine E-115 kostet 5,7 Mio € (Angabe im Internet bei Projektierung einer E-115 in Buchs/Schweiz). Also knapp 10% mehr als eine E-101. Dies deckt sich mit der Werbung der Hersteller, Schwachwindanlagen würden lediglich 10 % mehr kosten als herkömmliche Anlagen aber eben deutlich mehr Ertrag bringen. Nachfolgende Abbildung verdeutlicht nun das Prinzip der Schwachwindanlagen etwas genauer:

Leistungskennlinien E-101/E-115



Dargestellt sind die Kennlinien einer E-101 und einer E-115. Die Kennlinien beschreiben die Leistungsabgabe in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit. Erkennbar ist die starke Zunahme der Leistung mit der Windgeschwindigkeit (Die Leistung hängt von der dritten Potenz der Geschwindigkeit ab), die beim Annähern an die Nennleistung abgeregelt wird, so dass ein stetiger Übergang zur Nennleistung entsteht. Ebenfalls erkennbar, die höhere Leistung durch den größeren Rotor bei mittleren und geringen Geschwindigkeiten. Die Leistung ist proportional zur Rotorfläche, 10 % mehr Rotorfläche bedeutet 10 % mehr Leistung. Erkennbar aber auch die geringe Leistungsabgabe bei den im südlichen Binnenland dominierenden Geschwindigkeiten von 6 m/s und weniger.

In dem Diagramm sind nun 2 Bereiche erkennbar:

- Geschwindigkeiten bis 10 m/s. Hier gibt die E-115 eine höhere Leistung ab als die E-101. Eben wegen des größeren Rotors, die geringere Nennleistung hat hier keinen Einfluss.
- Geschwindigkeiten über 10 m/s. Hier gibt die E-101 wegen der höheren Nennleistung deutlich mehr Leistung ab als die E-115.

Also wird von den Windklassen 0 - 10 m/s ein Ertragsüberschuss gegenüber der E-101 erbracht, von den Windklassen größer als 10 m/s dagegen ein Ertragsmangel.

Da nun die geringeren Geschwindigkeiten sehr häufig, die hohen Geschwindigkeiten dagegen eher selten auftreten, ist der Ertragsüberschuss größer als der Ertragsmangel bei hohen Windgeschwindigkeiten, trotz des erheblichen Leistungsunterschiedes.

Ein Beispiel möge dies verdeutlichen. Angenommene mittlere Windgeschwindigkeit 5,3 m/s (wäre für die Buochoer Höhe ein realistischer Wert). Eine Ertragsberechnung ergibt dann:

	E-101	E-115
Ertragsanteil < 10 m/s	4,0 GWh	4,8 GWh
Ertragsanteil > 10 m/s	1,2 GWh	1,0 GWh
Gesamt	5,2 GWh	5,8 GWh

Also: die Schwachwindanlage E-115 erzeugt einen um 11,5 % höheren Stromertrag als die E-101, der eben durch den höheren Ertragsanteil bei niedrigen Geschwindigkeiten zustande kommt, erfordert aber 10 % höhere Investitionskosten! Von einer deutlich verbesserten Rentabilität kann keine Rede sein. Im Detail sehen die Vergleichszahlen so aus:

	Ertrag (GWh)	Anteil Referenzertrag	Volllaststunden
E-101	5,2	55 %	1700
E-115	5,8	60 %	2340
Veränderung	11,5 %		38 %

Hier sieht man deutlich die Zahlenkosmetik: trotz nur geringfügiger Ertragserhöhung spiegeln die Volllaststunden eine gigantische Zunahme der Wirtschaftlichkeit vor. Der Grund liegt eben in der oben beschriebenen Reduzierung der Nennleistung. Und genau auf diesen Schwindel fahren die Entscheidungsträger ab. Deutlich auch die wesentlich geringere Veränderung des Referenzertragsanteils. Infolge des größeren Rotors erhöht sich auch der Referenzertrag, so dass der Anteil lediglich um 5 % Punkte erhöht wird. Noch deutlicher wird die Diskrepanz beim Vergleich einer Wirtschaftlichkeitsberechnung nach den oben beschriebenen Kriterien (20 Jahre Betriebsdauer, Vergütung 0,089 €/kWh. mittlere Windgeschwindigkeit 5,3 m/s):

	E-101	E-115
Investitionskosten	5,2 Mio €	5,7 Mio €
Jahresertrag	5,2 GWh	5,8 GWh
Jahreserlös	462.800 €	516.200 €
Jahreserlös abzüglich 27,5 % Betriebskosten	335.530 €	374.245 €
Kapitalkosten 8% von Investitionskosten	416.000 €	456.000 €
Unter/Überdeckung (Netto Jahrerlös minus Kapitalkosten)	-80.470 €	-81.755 €

Beide Anlagen erbringen in etwa dieselbe Unterdeckung, die E-101 mit 1.700 VLh, die Schwachwindanlage mit 2340 VLh! Die hohen Volllaststunden bei Schwachwindanlagen sind also irreführend. Um z. B einen wirtschaftlichen Betrieb bei 20 jähriger Betriebszeit zu erreichen, benötigen beide Anlagen eine mittlere Windgeschwindigkeit

keit von 5,8 m/s (ein Wert der auf der Buocher Höhe nicht erreicht werden wird). Dies ergibt folgende Ergebnisse:

	Ertrag (GWh)	Anteil Referenzertrag	Volllaststunden
E-101	6,45	68 %	2111
E-115	7,0	72 %	2813
Veränderung	9,4 %		33 %

Hier ist der Ertragsunterschied noch geringer als bei 5,3m/s, dies liegt daran dass mit zunehmender mittlerer Windgeschwindigkeit auch die höheren Windklassen mehr zum Ertrag beitragen, die E-101 also mit der höheren Nennleistung "aufholen" kann. Auch hier wieder die irreführende Diskrepanz in den Volllaststunden. Man sollte den Referenzertrag als Kriterium für die Wirtschaftlichkeit heranziehen und hier sind mindestens 70% erforderlich wie das o. g. Beispiel zeigt. Ebenso wird klar, dass man die Volllaststunden nicht einfach mit dem Kriterium für herkömmliche WEA vergleichen kann, es sind wesentlich mehr VLh für einen wirtschaftlichen Betrieb erforderlich. Hier bei der E-115 z. B. 2813. All das wird aber bewusst verschwiegen und die Windlobby macht Werbung mit den hohen Volllaststunden, die Politiker fallen natürlich darauf herein.