

DEZENTRALE WINDINTEGRATION BEI BERÜCKSICHTIGUNG VON ANLAGEN- UND NETZKOSTEN

Günther Brauner

Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe,
Gusshausstrasse 25/370-1, 1040 Wien, 0043 1 58801 370101,
guenther.brauner@tuwien.ac.at

Kurzfassung: Der Ausbau der Windenergie erfordert die Integration hoher Erzeugungsleistungen in den Hoch- und Höchstspannungsnetzen. Bei Betrachtung der Gesamtkosten aus Anlagen- und Netzkosten sind Schwachwindanlagen mit erhöhten Rotorleistungen kostengünstiger als bei konventioneller Auslegung.

Keywords: Windenergie, Netzintegration, Kosten, Schwachwindanlagen

1 Szenarien der Netzintegration von Windenergieanlagen

Die Förderung der nachhaltigen Energieversorgung bezog sich bisher auf die regenerativen Quellen selbst. Für die Netzintegration waren überwiegend keine Förderungen vorgesehen. Dies war in der Anfangszeit der Netzintegration möglich, da für die Integration die vorhandenen Netzreserven nach dem klassischen n-1-Sicherheitsprinzip freigegeben wurden. Heute sind diese Netzreserven weitgehend aufgebraucht, wodurch es bei einem hohen Dargebot insbesondere von Windenergie zu Netzengpässen in den Höchstspannungs- und Hochspannungsnetzen kommen kann. Entsprechend dem weiter starken Ausbau der Windenergie ist es erforderlich, neue Netzkapazitäten zu schaffen. Die hierfür notwendigen Investitionen werden bisher in den allgemeinen Netztarifen sozialisiert. Dadurch entsteht kein wirtschaftlicher Anreiz für die Betreiber von Windenergieanlagen für eine netzfreundliche Auslegung in Richtung von begrenzten Erzeugungsleistungen bei gleichzeitig höheren Volllaststunden.

Zukünftig sind ganzheitliche Lösungsansätze erforderlich, bei denen sowohl die regenerativen Energiequellen und der erforderlichen Netzausbaubedarf einem gemeinsamen energiewirtschaftlichen Optimum zugeführt werden. Dies könnte z.B. dadurch erfolgen, dass Windenergieanlagen und der zugehörige Netzausbau gemeinsam gefördert werden oder dass – wie bereits in Österreich – die Netzintegration von Windenergieanlagen mit einem einmalig zu zahlenden Leistungspreis für den anteiligen Netzausbau erfolgt.

Windenergie kann zukünftig verbrauchsnahe als kleine Windparks installiert werden oder als große Windparks, die fern von Verbrauchszentren angelegt sein können. Offshore-Windparks erreichen heute bis zu 4.500 Volllaststunden. Sie sind daher

vergleichbar mit Wasserkraftanlagen, haben aber größere Fluktuationen. Zur Netzanbindung sind leistungsfähige Verbindungen zu den Ballungszentren erforderlich. Dies wird hier nicht betrachtet.

Im Binnenland haben die dezentral und damit verbrauchsnahe aufgestellten Windenergieanlagen (WEA) heute etwa 2.000 Volllaststunden. Ein Netzausbau entsprechend deren Spitzenleistung erscheint wegen der geringen Nutzungsdauer wenig wirtschaftlich. Die Reichweite der Windversorgung in einem Netz wird durch ein Struktur-Flächengesetz bestimmt [1]. Die Reichweite ergibt sich bei der Spitzenleistung der Windenergieanlagen bei gleichzeitig geringster Netz-Flächenlast. Wenn eine lokale Speicherung oder eine vorübergehende Abregelung nicht betrachtet werden, sind hierfür Netzverstärkungen erforderlich.

2 Neue Auslegungskriterien von Windenergieanlagen

Zukünftig sollte eine Auslegung der WEA für Schwachwindregionen gewählt werden, bei der die Rotorleistung vergrößert wird (z.B. auf 8 MW) und die Generatorleistung vermindert wird (z.B. auf 3 MW). Damit ergeben sich im Binnenland etwa 3.000 Volllaststunden. Diese Anlagen haben höhere Investitionskosten als konventionell ausgelegte Anlagen, wegen verstärkter Fundamente und Türme. Dafür werden Kosten beim Netzausbau eingespart.

	Dimension	Konventionell (Standard)	<i>innovativ</i>	Innovativ & new design
Rotorleistung	kW	3.000	8.000	8.000
Generatorleistung	kW	3.000	3.000	3.000
Nabenhöhe	m	100	135	135
Hauptinvestitionen	€kW_{el}	1.000	2.300	1.000
Nebeninvestitionen <i>Netzanbindung, Fundament. Sonstiges</i>	€kW_{el}	287	410	287
Summe Gesamtinvestition		1.287	2.710	1.287
O & M / Ges.Invest.	p.u.	0,03	0,03	0,03
Zinssatz	%	3,0	3,0	3,0
Nutzungsdauer	a	20	20	20
Volllaststunden	h/a	2.000	3.000	3.000
Erzeugungskosten	€kWh	0,0446	0,0625	0,0297

Tabelle 1 Kosten von Windenergie ohne Netzkosten [1]

Tabelle 1 gibt eine Kostenschätzung von folgenden Anlagentypen

- Windenergieanlagen mit konventioneller Auslegung: 3 MW Rotor und 3 MW Generator.
- Windenergieanlage für Schwachwind: 8 MW Rotor und 3 MW Generator.
- Windenergieanlage für Schwachwind mit neuem kostengünstigem Design mit 8 MW Rotor und 3 MW Generator.

Die innovative Anlage in Tab. 1 mit vergrößertem Rotor wird nach heutigen Kosten geschätzt. Die Gesamtinvestitionen erreichen den doppelten Wert gegenüber von Anlagen mit konventioneller Auslegung. Zukünftig ist zu erwarten, durch neue Technologien bei der Rotorfertigung und durch Leichtbauweise von Turm und Gondel die Anlagenkosten und die Fundamentkosten gesenkt werden können, sodass Schwachwindanlagen die Investitionskosten heutiger Anlagen mit konventioneller Auslegung erreichen.

Bei den Schwachwindanlagen, wird ein Teil der höheren Investitionskosten durch die höheren Volllaststunden kompensiert. Dennoch sind diese Anlagen bei den heutigen Forderungsregelungen nicht wettbewerbsfähig.

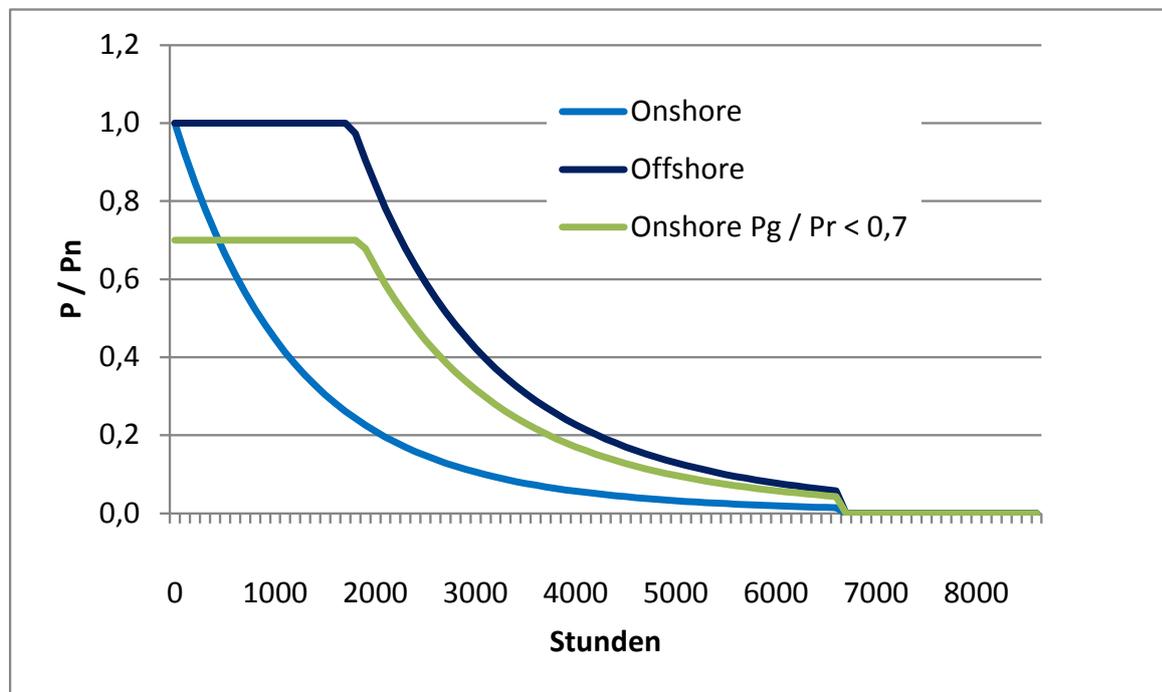


Abb. 1 Auslegung von Windenergieanlagen: blau: konventionell, grün: innovativ, schwarz: Offshore-Anlagen

Abb. 1 zeigt die Jahresdauerlinien der Windenergieanlagen mit konventioneller und innovativer Auslegung im Vergleich zu Offshore-Windenergieanlagen. Bei den Offshore Anlagen ergibt sich die höhere Volllaststundenzahl durch die höheren mittleren Windgeschwindigkeiten, bei den Onshore-Schwachwindanlagen durch den größer ausgelegten Rotor.

Um Anreize für diese neue netzfreundliche Auslegung zu geben, sollten die Kosten für den Netzausbau zukünftig berücksichtigt werden, z.B. durch eine einmalige leistungsorientierte Netzzugangsgebühr. Leistungsbegrenzte WEA haben hier geringere Netzzugangsgebühren und könne auch durch die höheren Volllaststunden und die geringeren Generatorkosten einen Teil der höheren Investitionskosten kompensieren. Abb. 1 zeigt eine Auslegung eine Schwachwindanlagen (grün).

3 Erzeugungskosten bei Berücksichtigung der Netzkosten

In Abb. 2 sind Vergleiche der Erzeugungskosten von WEA mit konventioneller und neuer netzfreundlicher Auslegung bei energiewirtschaftlicher Bewertung der Anlagen und Netzausbaukosten dargestellt.

Größe Windparks benötigen das Übertragungs- und das Hochspannungsnetz zum Abtransport der Energie von den Erzeugungsregionen zu den Ballungszentren. Hierfür werden die Netztarife der Ebenen 7, 6 und 5 (380kV-Netz, Umspannung 380/110kV und 110kV-Netz) entsprechend der installierten Windleistung berücksichtigt. Dabei ist berücksichtigt, dass bei niedrigen Windleistungen die vorhandenen n-1-Sicherheitskapazitäten des Netzes für die Integration der Windenergie ohne Verrechnung von Netzintegrationskosten freigegeben werden. Entsprechend Abb. 2 beginnen daher die Erzeugungskosten bei allen Varianten zu den in Tab. 1 dargestellten Kosten mit horizontalem Verlauf, bis die Kapazitätsgrenzen der Netze erreicht werden.

Dabei fällt auf, dass die Anlagen mit konventioneller Auslegung bereits bei einem Anteil von 30% an der Gesamtleistung die Netzreservekapazitäten aufgezehrt haben. Die Kosten wachsen dann wegen der stärkeren Leistungsorientierung schneller an als bei innovativer Auslegung.

Schwachwindanlagen erreichen erst bei einem Anteil von 50% die Kapazitätsgrenzen der Netze. Wegen dem geringeren Leistungszuwachs gegenüber dem Energiezuwachs haben die Netzkosten eine geringere Steigung. Bei hohem Anteil von Windenergie schneiden sich die Kostenkurven beider Auslegungen, d.h. bei hohem Anteil von Windenergie sind die gesamtheitlich betrachteten Erzeugungskosten gleich. Da aber bei innovativer Auslegung weniger Leitungskapazitäten benötigt werden, sind die Genehmigungsverfahren einfacher und die Wahrscheinlichkeiten höher, dass genügend Netzkapazitäten ausgebaut werden können.

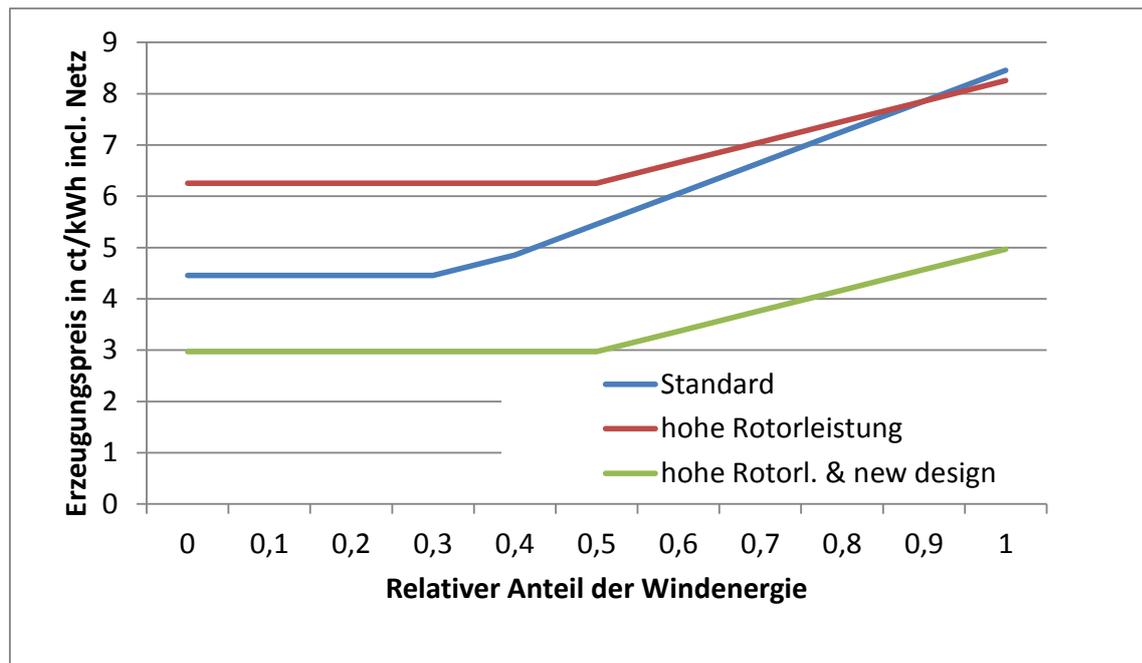


Abb. 2 Erzeugungspreise von WEA bei Berücksichtigung von Anlagen und Netzkosten [1]

Bei einer zukünftigen Auslegung nach neuem Design werden die Erzeugungskosten der Windenergie die heutigen Börsenpreise der elektrischen Energie erreichen und damit wettbewerbsfähig im Markt agieren können.

4 Ausblick

Die Energiewende ist durch hohe Wachstumsraten bei der Windenergieleistung gekennzeichnet. Die bisherigen Förderungsregime und die Auslegung passen nicht mehr als Rahmenbedingung zu den netztechnischen Realitäten. Zukünftig sollten nicht die Netze entsprechen den konventionell ausgelegten Onshore-Windenergieanlagen mit hoher Leistung und niedrigen Volllaststunden ausgelegt werden.

Es ist vielmehr ein Paradigmenwechsel erforderlich, bei dem sich die Windenergieanlagen durch Leistungsbegrenzung und Auslegung für höhere Volllaststunden and die knappe Ressource Leitungskapazität anpassen. Die Auslegung als Schwachwindenergieanlage ist daher notwendig und es sollten wirtschaftliche Anreize für kombinierte Investitionen in Schwachwindenergieanlagen und den Netzausbaubedarf geschaffen werden.

Der Fortschritt Energiewende scheitert derzeit an den nicht zeitgerecht ausbaubaren Leitungskapazitäten. Wenn der Ausbaubedarf vermindert wird, können mit weniger Leistungen die nachhaltige Energieversorgung mit verminderten Umweltauswirkungen beim Leitungsausbau gefördert werden.

5 Literatur

- [1] Brauner, G.: Energiesysteme: regenerativ und dezentral – Strategien für die Energiewende. Lehrbuch. Springer Verlag 2016.