

DEZENTRALE WINDINTEGRATION BEI BERÜCKSICHTIGUNG VON ANLAGEN UND NETZKOSTEN

Günther BRAUNER¹

Zusammenfassung

Bis zum Jahr 2050 wird der Anteil von Windenergie stark zunehmen. Die bisherige Auslegung der Windenergieanlagen (WEA) im Binnenland für etwa 2.000 Volllaststunden führt zu ineffizient ausgelegten Netzen. Zukünftig ist eine Auslegung als Schwachwindanlagen notwendig und es sollten die Gesamtkosten für die WEA-Anlage und den Netzausbau energiewirtschaftlich bewertet werden. Schwachwindanlagen haben höhere Volllaststunden und benötigen einen geringeren Netz- und Speicherausbau. Zukünftig werden sie gegenüber der konventionellen Auslegung wirtschaftlich sein.

Historische Entwicklung

Die Integration der Erneuerbaren Energien (EE) aus Windenergie und Photovoltaik erfolgte in der Vergangenheit in den meisten Ländern ohne Berücksichtigung der Netzausbaukosten. Den EE wurden quasi die Netzreserven des n-1-Prinzips zur Verfügung gestellt. Dies konnte so lange erfolgen, bis die Netzreserven aufgebraucht waren. Der adäquate Netzausbau für die Integration hoher Erzeugungsleistungen stellt derzeit das größte Problem dar, da die Akzeptanz für neue Freileitungen gering ist. Derzeit kommt es daher vermehrt zu Engpässen, insbesondere im Übertragungsnetz. Für das Engpassmanagement, insbesondere bei Windenergieanlagen, wird derzeit im europäischen Übertragungsnetz ein Redispatch durchgeführt, bei dem Windenergieanlagen im Norden vorübergehend abgeschaltet und dafür im Süden thermische Kraftwerke angefahren werden. Das statische n-1-Prinzip, bei dem die Übertragungssicherheit bei einem einfachen Komponentenausfall ohne Operatoreingriff gegeben war, wurde durch ein dynamisches Sicherheitsprinzip nach einem n-Prinzip ersetzt, bei dem jeder Engpass nur durch Operatoreingriff beherrschbar ist. Bei weiterem Ausbau der EE ist dieses Prinzip kaum weiterzuführen und muss durch neue Auslegungskriterien ersetzt werden.

Im Folgenden wird gezeigt, dass dies durch Leistungsbegrenzung der EE-Anlagen möglich ist.

Szenarien der Netzintegration erneuerbarer Energien bis 2050

Szenarien der Netzintegration von Windenergieanlagen

Zukünftig sind ganzheitliche Lösungsansätze erforderlich, bei denen sowohl die regenerativen Energiequellen und der erforderliche Netzausbaubedarf einem gemeinsamen energiewirtschaftlichen Optimum zugeführt werden.

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 verbrauchsnahe aufgestellten Windenergieanlagen (WEA) heute etwa 2.000 Volllaststunden. Ein Netzausbau entsprechend von deren Spitzenleistung erscheint wegen der geringen Nutzungsdauer wenig wirtschaftlich. Die Reichweite der Windversorgung in einem Netz wird durch ein Struktur-Flächengesetz bestimmt. 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.

¹ Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Gußhausstraße 25/370-1, 1040 Wien, Tel.: +43 664 3401502, guenther.brauner@tuwien.ac.at

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

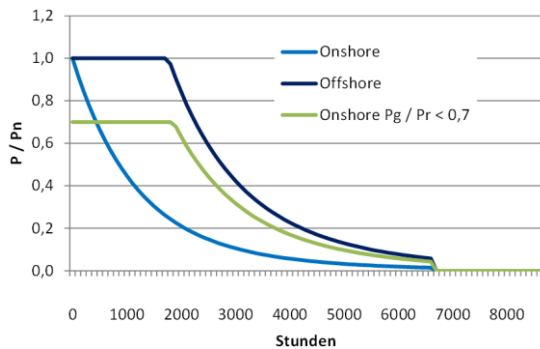


Abbildung 1: Leistungsbegrenzte Auslegung von Windenergieanlagen.

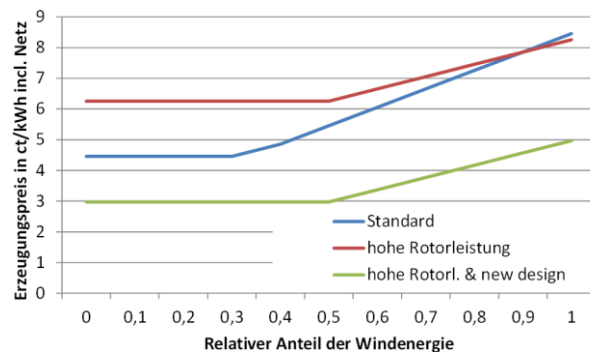


Abbildung 2: Erzeugungspreise von WEA bei Berücksichtigung von Anlagen und Netzkosten.

- Bei konventioneller Auslegung (blau, Rotor- = Generatorleistung) kann nur etwa ein Anteil von 30% an der Gesamtenergie eines Netzes ohne Ausbau transportiert werden (durch Nutzung der n-1-Netzreserve). Die Netzkosten steigen danach stärker an, da die Volllaststunden geringer sind.
- Bei neue leistungsbegrenzter Auslegung (rot, Rotorleistung = 2,5-fache Generatorleistung) kann ein Anteil von 50% an der Gesamtenergie eines Netzes ohne Ausbau transportiert werden. Die Netzkosten steigen wegen der höheren Volllaststunden geringer an und bei überwiegendem Windenergieanteil über 80% werden die Gesamtkosten aus Anlagen- und Netzkosten geringer.
- Zukünftig werden WEA-Anlagen nach neuen Fertigungsverfahren in Leichtbauweise ausgeführt (grün), wodurch die Kosten von Turm und Fundament geringer ausfallen und die Anlagenkosten denen bei heutiger Auslegung entsprechen. Die Netzkosten steigen wie bei den Schwachwindanlagen (rot). Die neuen Anlagen werden zukünftig niedrige Gesamt-Erzeugungskosten haben und daher den Elektrizitätsmarkt dominieren.