

DIE WERTIGKEIT VON ERNEUERBAREN ENERGIEN AM BEISPIEL WINDKRAFT IN DEUTSCHLAND

Andreas SCHÜPPEL^{1,*}, Heinz STIGLER¹

Problemstellung

Zur Gewährleistung des Erreichens der politischen Klimaziele der EU und deren Mitgliedsstaaten werden die Erzeugungskapazitäten erneuerbarer Energieträger stetig ausgebaut. In Deutschland haben die fluktuierenden Einspeiser Windkraft und Photovoltaik jeweils die 30 GW-Marke deutlich überschritten. Dies bleibt nicht ohne Folgen für das Gesamtsystem der Elektrizitätsversorgung und auch die Endkunden spüren diesen massiven Ausbau bereits deutlich.

Dieser Beitrag beschäftigt sich anhand des Beispiels Windkraft mit verschiedenen Aspekten der fluktuierenden erneuerbaren Energieträger, um in einer möglichst gesamtsystemischen Betrachtung die Wertigkeit des Energieträgers Wind bestimmen zu können.

Methodische Vorgehensweise

Im ersten Teil des Beitrags werden bestehende Ansätze zur Wertbestimmung (Bewertung) der Windkraft diskutiert. Diese berücksichtigen typischerweise die Umweltfolgen (Emissionen, Landschaftsbild...), Förderungen und deren Wirtschaftlichkeit oder die volkswirtschaftlichen Effekte des Windkraftausbaus.

Der zweite Teil fokussiert auf eine Analyse einiger Gesamtsystemrückwirkungen der Windkraft in Deutschland. Die Untersuchung wird unter Zuhilfenahme des Modells ATLANTIS durchgeführt. Basierend auf den Annahmen des Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan (NEP) 2012 sowie der Berücksichtigung aktueller Kraftwerksprojekte in allen Ländern des Beobachtungsgebietes (ENTSOE-CE) wird der Kraftwerkspark in Deutschland variiert.

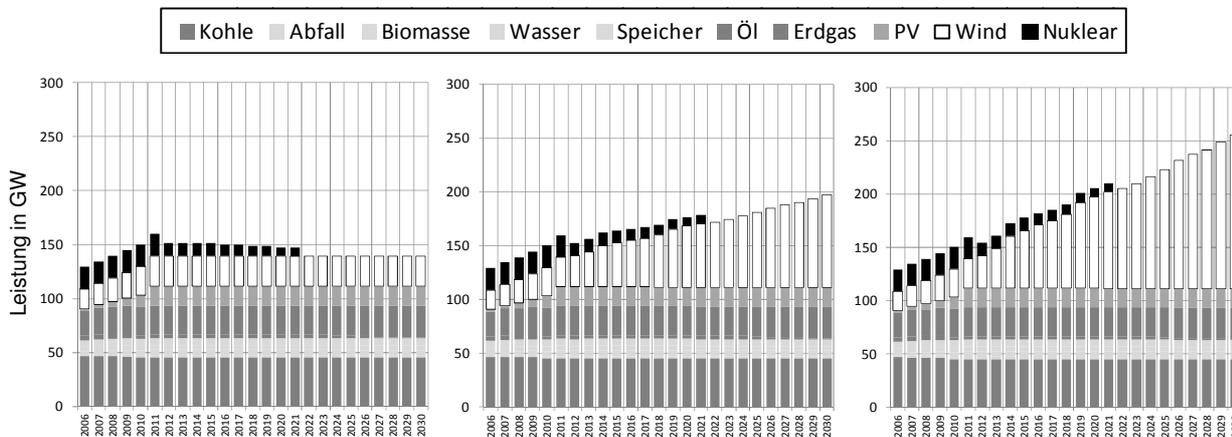


Abbildung 1: Kraftwerkspark des Referenzszenarios (links), Ausbaustufe 1 (mittig) und Ausbaustufe 2 (rechts) mit konstant gehaltenem, thermischen Kraftwerkspark

Bis Ende 2011 ist die reale Entwicklung des Elektrizitätssystems im Modell abgebildet. Ab diesem Jahr wird für den ersten Schritt der Untersuchung der thermische Kraftwerkspark „festgehalten“, das bedeutet, dass außer Betrieb gehende Einheiten durch neue Einheiten am selben Standort und mit den selben Eigenschaften (Brennstoff, Engpassleistung...) ersetzt werden. Die Ausnahme bildet die Kernkraft, die entsprechend der politischen Vorgaben bis 2022 stufenweise außer Betrieb gestellt wird, sowie der Brennstoff Heizöl, welcher im Modell sukzessive durch Erdgas ersetzt wird. Zusätzliche neue Einheiten werden nicht zugebaut. Dieser Pfad (Abb. 1 links) gilt als Referenz für die Auswertung der Simulationen. In zwei weiteren Simulationen werden Windkraftanlagen (a) im Ausmaß

¹ Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Österreich +43 316 873 7902, Fax DW 7910, andreas.schueppel@tugraz.at, http://www.IEE.TUGraz.at

des Szenariorahmens zum NEP 2012 (Abb. 1 Mitte) und (b) im doppelten Ausmaß des Szenariorahmens zum NEP 2012 zugebaut (Abb.1 rechts). Dies entspricht einer installierten Leistung 2030 von etwa 58 GW (a) bzw. 116 GW (b).

Für das Übertragungsnetz wird im ersten Schritt das „Startnetz“ aus dem Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans zugrunde gelegt, inklusive einer HGÜ-Variante mit drei Korridoren, da ansonsten eine Rechnung bis 2030 nicht möglich wäre.

Um die Untersuchung der betriebswirtschaftlichen Parameter auch räumlich differenziert zu ermöglichen, werden die ab 2012 im Modell zugebauten Windkraftanlagen zu eigenen „Windunternehmen“ zugeordnet. Diese insgesamt fünf Unternehmen sind speziellen Windzonen mit unterschiedlicher Erzeugungseigenart (Nischler, 2014) nachempfunden.

Erste Ergebnisse

Die ersten Simulationen zeigen, dass vor allem in der zweiten Ausbaustufe (116 GW) die theoretisch nutzbare Windenergie unter den getroffenen Annahmen nicht vollständig in das System integriert werden kann. Die Verdoppelung der Kapazität von Stufe 1 auf Stufe 2 führt zu einem fast viermal höheren negativen Redispatch (netzengpassbedingte Nicht-Integration von vorhandenem Windangebot) von Windenergie (Abb. 2).

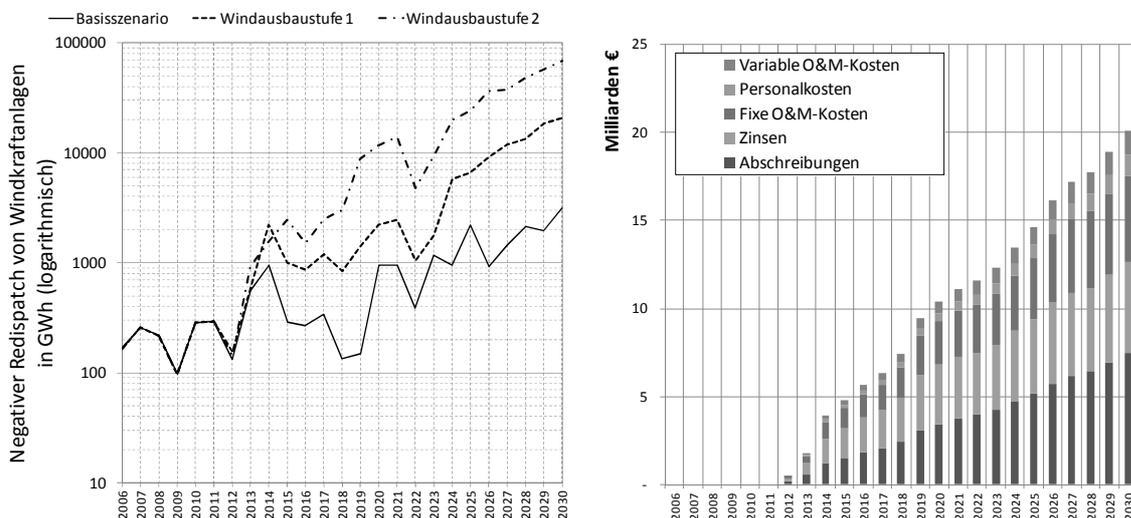


Abbildung 2: Simulationsergebnis für den gesteigerten Bedarf an negativem Redispatch von deutschen Windkraftanlagen im europäischen Verbundbetrieb (li.); jährlich anfallende Kosten des Windkraftausbaus Stufe 2 (re.)

Auf der rechten Seite der Abbildung 2 ist das Simulationsergebnis der jährlich anfallenden Kosten für den Ausbau der Windenergie auf Stufe 2 dargestellt. Den überwiegenden Anteil stellen naturgemäß die fixen Kosten dar. Abschreibungen und Zinsen leiten sich aus den Investitionskosten ab, zu deren Berechnung auch Lernkurveneffekte hinterlegt sind.

Um eine vollständige Aussage über die Wertigkeit der Windkraft treffen zu können, muss einerseits eine Reduktion des Zubaus jener thermischen Einheiten erfolgen, welche durch den Ausbau der Windkraft unnötig bzw. unwirtschaftlich geworden sind, sowie ein weiterer Netzausbau angelehnt an den deutschen Netzentwicklungsplan (NEP). Der notwendige Netzausbau unterstützt die vollständige Integration der Windkraft in das Gesamtsystem, wodurch der tatsächliche Wert der Windkraft im System erst aufzeigbar wird.