

# **BLINDLEISTUNGSERBRINGUNG IM ZUKÜNFTIGEN BUNDESDEUTSCHEN STROMSYSTEM – TECHNISCHE ALTERNATIVEN UND ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE UMSETZUNGSMÖGLICHKEITEN**

**Johannes KOCHEMS<sup>1</sup>**

## **Hintergrund und Motivation**

Das bundesdeutsche Stromsystem befindet sich derzeit in einer Transformationsphase, welche die Entwicklung weg von einem durch zentral gelegene konventionelle Großkraftwerke geprägten hin zu einem Erzeugungssystem umfasst, in dem die fluktuierenden erneuerbaren Energien Windenergie und Photovoltaik mit dezentralem Charakter das Zentrum der zukünftigen Stromversorgung bilden werden.

Die fortschreitende Verdrängung konventioneller Erzeuger zu Zeiten eines hohen regenerativen Dargebots erfordert zukünftig Alternativen zur kraftwerksunabhängigen Bereitstellung der für einen stabilen Netz- bzw. Systembetrieb erforderlichen Systemdienstleistungen. Hierzu zählt die Spannungshaltung, die durch ausreichende und lokale Blindleistungsbeiträge zu gewährleisten ist. Derzeit stellen konventionelle Kraftwerke neben Blindleistungskompensationsanlagen die „klassischen“ Erbringer der benötigten Blindleistung dar, wodurch ein netztechnischer Must-Run von bis zu 20 GW aus fossilen Kraftwerken mit ihren spezifischen Mindestnennleistungen und Gradienten impliziert wird. Ein derart hoher netztechnischer Must-Run würde zukünftig zu einem hohen Maß an Abregelungen der Erzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien führen, weshalb es geboten ist, den netztechnischen Must-Run konventioneller Kraftwerke zur Erreichung energie- und klimapolitischer Zielsetzungen auf ein Mindestmaß zu reduzieren. Zu diesem Zweck sind zukünftig alternative technische Optionen zur Blindleistungsbereitstellung zu erschließen.

## **Zentrale Fragestellungen**

Das Ziel der Arbeit war es, Kernfragen zur zukünftigen Blindleistungserbringung aus technischer sowie energiewirtschaftlicher Sicht aufzuzeigen und Antwortansätze zu diesen zu liefern. Im Wesentlichen sollte untersucht werden, wie sich die Blindleistungsbedarfe zukünftig verändern, welche technischen Alternativen die Beiträge konventioneller Kraftwerke substituieren können, wie eine sinnvolle Aufteilung der Verantwortlichkeiten zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern ausgestaltet sein könnte sowie welches Spektrum an ökonomischen Mechanismen zur Abgeltung von Blindleistungsbeiträgen zur Verfügung steht. Abgestellt wurde hierbei auf einen Betrachtungshorizont nach 2020.

## **Strukturierung und methodische Vorgehensweise**

Nach einer Einbettung des Themas Blindleistung in den Komplex der Systemdienstleistungen werden der Status quo heutiger Beschaffungs- und Abgeltungskonzepte und die erzeugungsseitigen Veränderungen innerhalb des Transformationsprozesses im bundesdeutschen Stromsystem beschrieben. An eine auf Studienergebnissen basierende Darstellung prognostizierter zukünftiger Blindleistungsbedarfe schließt sich ein Überblick über technologische Optionen an, die zur zukünftigen Blindleistungsbereitstellung infrage kommen.

Ein Schwerpunkt liegt auf der Betrachtung des Blindleistungspotenzials aus Wechselrichtern der in der Verteilnetzebene angeschlossenen dezentralen Erzeugungsanlagen hinsichtlich der Gewährleistung eines blindleistungsneutralen Betriebs des Verteilnetzes sowie einer Bereitstellung von Blindleistung für das Übertragungsnetz. Regulatorische Anpassungsbedarfe werden andiskutiert, die vor dem Hintergrund kurz umrissener europäischer Harmonisierungsbestrebungen zu sehen sind.

---

<sup>1</sup> IZES gGmbH, Altenkesseler Str. 17, Geb. A1, 66115 Saarbrücken, Tel.: +49 681 9762-865, Fax: +49 681 9762-850, [kochems@izes.de](mailto:kochems@izes.de), [www.izes.de](http://www.izes.de)

In einer Diskussion von Modellansätzen werden konzeptionelle Beschaffungsansätze und Abgeltungsmechanismen für Blindleistungsbeiträge beleuchtet. Hierbei werden die Grundzüge dreier Ansätze beschrieben, bevor sich eine Bewertung dieser Ansätze anhand eines im Rahmen dieser Arbeit entwickelten ökonomischen Kriterienkatalogs anschließt, welcher sechs Kriterien umfasst.

Als Kriterien dienen beispielsweise die Kosten der Bedarfsdeckung, die Praktikabilität der Ansätze sowie eine Einschätzung zu deren Übertragbarkeit auf die Bundesrepublik Deutschland. Den Abschluss bildet eine Diskussion von alternativen ökonomischen Mechanismen zur Abgeltung von Blindleistungsbeiträgen.

## Wesentliche Ergebnisse

Durch höhere Leistungsflüsse über größere Distanzen, fortschreitenden Netzausbau und erhöhten Verkabelungsgrad sowie zunehmende Einspeisungen auf niedrigen Spannungsebenen ist zukünftig ein insgesamt größerer Blindleistungsbedarf als im aktuellen System zu erwarten.

Aus technischer Sicht ist die zukünftige Bereitstellung von Blindleistung ein zu bewältigendes Problem: Neben den „klassischen“ Erbringern existiert eine Reihe von technischen Lösungen, die zur Deckung des Blindleistungsbedarfs in einem sich verändernden Stromsystem herangezogen werden und damit zur Reduktion des konventionellen Must-Run-Sockels beitragen können. Die betrachteten Lösungen unterscheiden sich hinsichtlich ihrer technischen Charakteristika, ihrer Kostenstruktur sowie möglichen weiteren Anwendungsfällen. Die Auswahl der einzusetzenden Technologien stellt letztlich eine wirtschaftliche Optimierungsaufgabe dar. Hierbei sind Synergien derart nutzbar, als solche Anlagen eingesetzt werden können, die zusätzlich zur Blindleistungslieferung auch andere Aufgaben übernehmen, wie Wirkleistungsbereitstellung (z. B. HGÜ-Konverter oder Wechselrichter dezentraler Erzeugungsanlagen) oder die Erbringung zusätzlicher Systemdienstleistungen (z. B. FACTS oder rotierende Phasenschieber). Teilweise sind die genannten technischen Anlagen ohnehin vorhanden bzw. geplant. Diese Aspekte sollten in die Gesamtkostenbewertung einfließen.

Grundsätzlich erscheint es sinnvoll, einen verstärkten Beitrag der oberen Spannungsebenen des Verteilnetzes zum Ausgleich der Blindleistungsbilanz des Übertragungsnetzes zu fordern. Das Potenzial, gesicherte Blindleistungsbeiträge aus den Wechselrichtern dezentraler Erzeugungsanlagen für übergelagerte Netzebenen zum Blindleistungsbilanzausgleich bereitzustellen ist aktuell sowie zukünftig nicht in allen Netzregionen gegeben. Dennoch existieren ungesicherte sowie gesicherte Potenziale, die erschlossen werden können, sofern technische Voraussetzungen erfüllt und regulatorische Anpassungen vorgenommen werden. Hierzu gehört z. B. die Anerkennung der Kosten der Netzbetreiber für die Beschaffung der Blindleistung, deren wirtschaftliche Bedeutung gegenwärtig gering ist, zukünftig aber einen größeren Anteil an den Kosten der Systemdienstleistungen einnehmen dürfte. Für die übergeordnete Koordination und den Ausgleich der Blindleistungsbilanz sollte weiterhin der Übertragungsnetzbetreiber als Systemkoordinator zuständig bleiben, wobei Verteilnetzbetreiber – insbesondere auf der der 110-kV-Ebene – diesen nach ihrem individuellen Blindleistungsvermögen entlasten. Angesichts netztechnischer Charakteristika untergelagerter Spannungsebenen sowie des zur Ansteuerung der Anlagen entstehenden Investitionsaufwands sollte in einer Kosten-Nutzen-Analyse überprüft werden, bis zu welcher Spannungsebene eine Einbeziehung der Blindleistungsbeiträge aus Wechselrichtern erneuerbarer Energien-Anlagen auf Anforderung des Netzbetreibers nutzenstiftend ist.

Die Betrachtung dreier unterschiedlicher konzeptioneller Ansätze zur Blindleistungsbedarfsdeckung führte unter anderem zu nachfolgenden Einschätzungen: Blindleistungsauktionen, wie sie in Großbritannien vorzufinden sind, sind durch einen hohen Aufwand charakterisiert und dürften wegen des heterogenen Felds der Verteilnetzbetreiber auf Deutschland kaum ohne Anpassungen übertragbar sein. Das Schweizer Modell liefert einen interessanten Ansatz zur Blindleistungsbedarfsdeckung, der, gegebenenfalls in modifizierter Form, auch für die Bundesrepublik Deutschland anwendbar erscheint, um das Blindleistungspotenzial der Verteilnetzebene verstärkt nutzbar zu machen.

Das Spektrum an ökonomischen Abgeltungsmechanismen für Blindleistungsbeiträge umfasst neben einer kostenlosen Bereitstellung Kompensationszahlungen sowie Anreizsysteme. Letztere ließen sich theoretisch marktbasiert gestalten. Dabei könnten die Vielzahl der entstehenden Marktplätze bei Beschränkung von Blindleistungsmärkten auf das Netzgebiet eines Verteilnetzbetreibers, die Gefahr, nicht jederzeit auf ein ausreichend großes Angebot zur Bedarfsdeckung zurückgreifen zu können und das aktuell verhältnismäßig kleine Marktvolumen eine sichere Bereitstellung von Blindleistung hemmen. Diese Hemmnisse rechtfertigen die Forderung nach einer ergebnisoffenen Kosten-Nutzen-Analyse zur Klärung, ob (dezentrale) Blindleistungsmärkte eingeführt werden sollten.