

LASTMANAGEMENT AUF VERTEILNETZEBENE: WANN LASSEN SICH ERNEUERBARE ENERGIEN WIRTSCHAFTLICH INTEGRIEREN? EIN STROMGESTEHUNGSKOSTENMODELL.

**Marlene GRUBER¹ (*), Lothar BEHRINGER², Hubert RÖDER³,
Matthias GADERER⁴, Wolfgang MAYER⁵**

Inhalt

Der Umbau des deutschen Energieversorgungssystems, weg vom Einsatz fossiler und nuklearer Brennstoffe hin zur Energieerzeugung aus regenerativen Quellen ist von den Bundesregierungen in Form des Atomausstiegs und der Energie- und Klimaschutzziele beschlossen worden. Obwohl die Stromproduktion durch erneuerbare Energien betriebs- und volkswirtschaftlich betrachtet aktuell vermeintlich höhere Kosten verursacht als konventionelle Kraftwerke, ist deren Einsatz gesellschaftlich gewünscht. Bei steigenden Brennstoffpreisen und einer weiter anhaltenden Kostenreduzierungen im Bereich der erneuerbaren Stromproduktion durch technologischen Fortschritt und Lernkurveneffekte wird sich die Kostensituation in Zukunft ändern. Kopp et al. prognostizierten in ihrer Studie, dass die Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien in den 2030er Jahren unter die Kosten der fossilen Stromproduktion fallen, sofern die Kosten für fossile Brennstoffe im angenommenen Mittel ansteigen [1]. Die Senkung der Einspeisevergütung für PV-Freiflächenanlagen in Deutschland von 40 Cent/kWh im Jahr 2005 [2] auf 4,91 Cent/kWh im Jahr 2017 [3] lässt die Einschätzung zu, dass das Erreichen des Kostenniveaus von fossilen Stromgestehungskosten, trotz derzeit niedriger fossiler Brennstoffpreise, früher zu erwarten ist als in Kopp et al. 2012 angenommen.

In dieser Studie wird untersucht, wann und unter welchen Rahmenbedingungen der Einsatz von erneuerbaren Energien in einem abgegrenzten Versorgungsgebiet unter der Verwendung von Stromspeichern als Lastmanagementmaßnahme wirtschaftlicher ist, als der Einsatz von fossilen Kraftwerken. Dabei wird angenommen, dass der Strombezug aus dem vorgelagerten Netz auf die minimale Bezugsleistung beschränkt wird. Die Residuallast wird aus Stromerzeugungsanlagen bzw. Speichern vor Ort gedeckt. Als Annahme für das Gesamtsystem gilt, dass keine Umlagen erhoben werden. Stattdessen stehen die einzelnen Technologien untereinander im Wettbewerb. Untersuchungsgegenstand ist ein typischer städtischer Verteilnetzbetreiber in Deutschland mit rund 16.000 Netzkunden und dessen Versorgungsgebiet. Zur Berechnung des Modells liefert der Praxispartner reale Daten. Das Ziel der Untersuchung ist die wirtschaftliche Bewertung von fluktuierenden erneuerbaren Energien, die mit Speichern als Lastmanagementmaßnahme in ein abgegrenztes Versorgungsgebiet integriert werden.

Methodik

Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit der betrachteten Stromerzeugungstechnologien werden in einem Modell die jeweiligen Stromgestehungskosten über den Zeitraum von 2015 bis 2040 verglichen. Das Stromgestehungskostenmodell betrachtet einerseits die Einsatzplanung der möglichen Kraftwerkstypen unter dem Gesichtspunkt der Kostenminimierung. Andererseits erfolgt eine betriebswirtschaftliche Betrachtung aus Sicht des Verteilnetzbetreibers. Abbildung 1a zeigt schematisch die gesamte Netzlast des Versorgungsgebietes. In Abbildung 1b ist die aus dem Netz bezogene Last (Orange) und die zwingend vor Ort zu produzierende Residuallast (Blau) dargestellt.

¹ TUM Campus Straubing, Petersgasse 18, 94315 Straubing, +49 9421/187-261, m.gruber@wz-straubing.de, www.wz-sr.de

² Stadtwerke Neuburg a. d. Donau, Heinrichsheimstraße 2, 86633 Neuburg a. d. Donau, +49 8431/509-106, lothar.behringer@stadtwerke-neuburg.de, www.stw-nd.de

³ Hochschule Weihenstephan-Triesdorf, Petersgasse 18, 94315 Straubing, +49 9421/187-260, hubert.roeder@hswt.de, www.hswt.de

⁴ TUM Campus Straubing, Schulgasse 22, 94315 Straubing, +49 9421/187-100, gaderer@tum.de

⁵ Hochschule Kempten, Bahnhofstraße 61, 87435 Kempten, +49 831/2523-9528, wolfgang.mayer@hs-kempten.de, www.hochschule-kempten.de

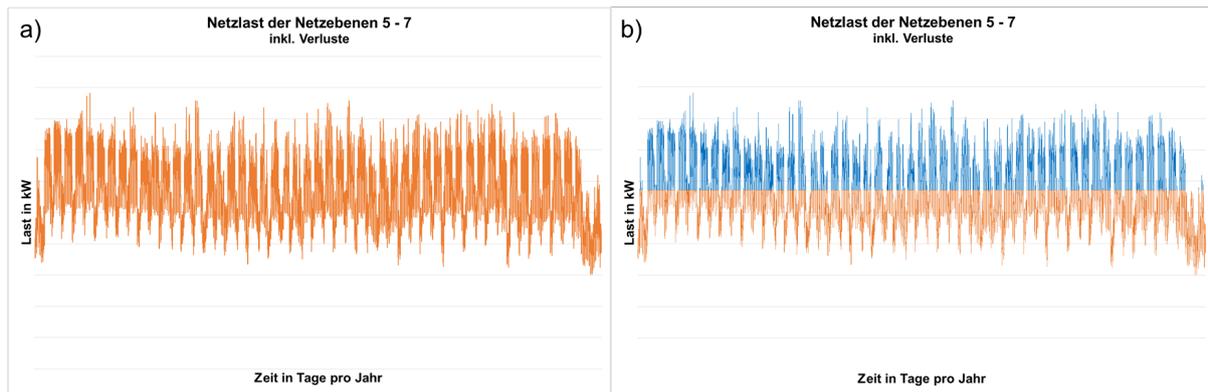


Abbildung 1: a) Netzlast der Netzebenen 5 bis 7. b) Vor Ort zu produzierende Residuallast. [Eigene Darstellung]

Im ersten Schritt des Modells wird die Wirtschaftlichkeit des Einsatzes eines entsprechend großen Gaskraftwerks zur Deckung der Residuallast im Vergleich zum Strombezug aus dem vorgelagerten Netz betrachtet. Einsparpotenziale ergeben sich einerseits durch vermiedene Netzentgelte und andererseits durch sinkende Strombezugskosten ausgedrückt in der Base-Peak-Differenz. Im zweiten Schritt werden über historische Kostenentwicklungen für Photovoltaik- und Windenergieanlagen und prognostizierte Lernkurveneffekte die Veränderungen der Stromgestehungskosten für PV- und Wind-Strom über den Betrachtungszeitraum prognostiziert. Sobald die Gestehungskosten dieser Technologien unter die des fossilen Kraftwerks fallen, wird Erzeugungskapazität aufgebaut. Der Einspeisevorrang der erneuerbaren Energien zu Marktpreisen wird hier weiterhin zugrunde gelegt. Werden regenerative Erzeugungsanlagen eingesetzt, verändern sich die Stromgestehungskosten des fossilen Kraftwerks aufgrund der verminderten jährlichen Benutzungsdauer. Die maximalen Kapazitäten von Wind- und PV-Anlagen, die hier errichtet werden können, wurden dem Energienutzungsplan des untersuchten Gebietes entnommen. Kommt es aufgrund des Einsatzes erneuerbarer Energien zeitweise zu Überproduktionen, wird der Einsatz von Stromspeichern untersucht. Über einen iterierenden Prozess werden die Auswirkungen der aufgebauten Speicherkapazität auf die Gestehungskosten der jeweiligen Technologien analysiert. Dabei ist die zentrale Fragestellung, wie hoch die Speichergestehungskosten sein dürfen, damit die regenerative Erzeugung in Verbindung mit Stromspeichern wirtschaftlicher ist als die Stromerzeugung aus dem fossilen Kraftwerk.

Ergebnisse

Das Ergebnis dieser Untersuchung ist zum einen, ob der Aufbau von dezentralen Erzeugungs- und Speicherkapazitäten zur Deckung der Spitzenlasten vor Ort im Vergleich zum Bezug aus dem vorgelagerten Netz wirtschaftlich ist. Zum anderen wird geklärt, wann und unter welchen Rahmenbedingungen die Wirtschaftlichkeit von fluktuierenden erneuerbaren Energien im Vergleich zu einem fossilen Referenzkraftwerk gegeben ist. Daraus lässt sich für lokale Energieversorgungsunternehmen wie bspw. Stadtwerke ableiten, wann und ob die Investition in eigene Stromerzeugungs- und Speichertechnologien sinnvoll sein kann. Außerdem lassen sich die Auswirkungen der Ergebnisse auf das Gesamtsystem in Deutschland ableiten. Damit liefert die Studie einen Beitrag zur aktuellen Diskussion, ob der Stromnetzausbau auf überregionaler Ebene in der derzeit geplanten Form notwendig und wirtschaftlich ist oder ob der Aufbau dezentraler Erzeugungs- und Speicheranlagen aus volkswirtschaftlicher Sicht zu bevorzugen wäre.

Referenzen

- [1] KOPP, O., EßER-FREY, A. & ENGELHORN, T. (2012): Können sich erneuerbare Energien langfristig auf wettbewerblich organisierten Strommärkten finanzieren? – Zeitschrift für Energiewirtschaft 36 (4): 243–255.
- [2] FRAUNHOFER ISE (2015): Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems. Study on behalf of Agora Energiewende.
- [3] BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHNEN (2017): Beendete Ausschreibungen 2017. Ergebnisse der Ausschreibungsrunden für Solar-Anlagen 2017. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Solaranlagen/BeendeteAusschreibungen/Ausschreibungen2017/Ausschreibungen2017_node.html (26.11.2017)