

TECHNO-ÖKONOMISCHE UNTERSUCHUNG VERSCHIEDENER FLEXIBILITÄTSOPTIONEN ZUR INTEGRATION FLUKTUIERENDER ENERGIEEINSPEISUNG IM EUROPÄISCHEN STROMNETZ 2050

Jan MUTKE^{1(*)}, Leonie PLAGA², Valentin BERTSCH³

Angetrieben durch die Entwicklung des Klimawandels rückt die Integration von erneuerbaren Energien (EE) im Rahmen der Energiewende mehr und mehr in den Vordergrund politischer und gesellschaftlicher Diskussionen. Durch den Übergang von nachfrageorientierter Stromerzeugung durch konventionelle Kraftwerke zu angebotsorientierter Erzeugung durch fluktuierend einspeisende Technologien ist die zeitgleiche Deckung von Stromangebot- und Nachfrage nicht mehr ohne weiteres gewährleistet. Für eine erfolgreiche Integration von EE müssen daher Flexibilitätsoptionen herangezogen werden. Der vorliegende Beitrag widmet sich der Modellierung des europäischen Stromnetzes unter Berücksichtigung verschiedener Flexibilitätsoptionen. Im ersten Teil der Studie werden neben zwei Batterietechnologien adiabate Druckluftspeicher und Wasserstoff als Stromspeicher untersucht. Im zweiten Teil wird außerdem der Ausbau von Biomassekraftwerken unter verschiedenen Szenarien von Biomassepotentialen berücksichtigt. In beiden Teilen wird der Einsatz dieser Flexibilitätsoptionen im schrittweise dekarbonisierten Stromsystem betrachtet.

Modellentwicklung

Das Modell des europäischen Stromnetzes 2050 wird in dem Energiesystemmodell „Backbone“ abgebildet [1]. Ausgangspunkt der Modelldaten bildet das bestehende europäische Stromsystem (Stand 2013), das auf Basis von PyPSA-Eur erstellt wird [2]. Zudem werden in Backbone verschiedene Investitionsalternativen implementiert, die eine endogene Erweiterung des Systems erlauben und damit Grundlage einer Ausbauoptimierung bilden. So wird der Ausbau von den verschiedenen Flexibilitätsoptionen, von zusätzlich benötigten Gaskraftwerken und von Windkraft- und Photovoltaikanlagen endogen ermittelt. Netzausbau, der über die heute bereits geplante Netzentwicklung (TYNDP) hinausgeht, wird vernachlässigt. Die Optimierung des Modells erfolgt in Hinblick auf die Minimierung der Gesamtsystemkosten. Das entwickelte Modell wird für verschiedene Dekarbonisierungsszenarien untersucht, indem es unter linear zunehmenden CO₂ Schranken modelliert wird.

Im ersten Teil der Studie werden ausschließlich Stromspeicher als Flexibilitätsoption berücksichtigt. Im zweiten Teil werden zusätzlich Potentiale für die jährliche Produktion von Biomasse auf Grundlage von [3] in das Modell implementiert und der Ausbau von Biomassekraftwerken erlaubt. Da Bioenergie als nicht-fluktuierende erneuerbare Energie einen besonderen Stellenwert als Flexibilitätsoption einnimmt und die Verfügbarkeit von Biomasse in Hinblick auf konkurrierende Industrien hohen Unsicherheiten unterliegt, werden mehrere Potentialszenarien untersucht.

Ergebnisse

Abbildung 1 visualisiert die Ergebnisse des ersten Teils der Studie. Es wird deutlich, dass Stromspeicher mit zunehmender Dekarbonisierung des Stromsystems – und damit zunehmenden Anteil EE – eine größer werdende Rolle einnehmen. So wird der Speicherbedarf im CO₂-unbeschränkten Szenario „C“ noch zu einem großen Teil durch bereits bestehende Pumpspeicherkapazitäten gedeckt. Bei schrittweiser Beschränkung der erlaubten Emissionen steigt die leistungsorientierte Speicherkapazität nicht-linear an. Insbesondere bei den verbleibenden Prozentsätzen zu einem vollständig CO₂-neutralen Stromsystem (C90 zu C100) nimmt der Einsatz von Stromspeichern signifikant zu, was ebenfalls zu einem erheblichen Sprung in den Gesamtsystemkosten führt.

¹ Jan Mutke^(*), Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft, Ruhr-Universität Bochum, Universitätsstr. 150, 44801 Bochum, Deutschland, +49 234 3225794, mutke@ee.rub.de

² Leonie Plaga, s.o., +49 234 3226849, plaga@ee.rub.de

³ Prof. Dr. Valentin Bertsch, s.o., +49 234 3226357, ee@ee.rub.de

Im Laufe der Dekarbonisierung werden alle zur Verfügung gestellten Stromspeichertechnologien eingesetzt. Hervorzuheben ist der Ausbau von Lithium-Ionen-Batterien und Wasserstoffspeichern. Lithium-Batterien werden über alle Szenarien hinweg aufgrund ihres hohen Wirkungsgrades und ihrer vergleichsweise geringen leistungsspezifischen Investitionskosten als Kurzzeitspeicher für überschüssige Photovoltaikerzeugung eingesetzt. Die Speicherung von überschüssiger Windenergie erfolgt vorzugsweise durch Wasserstoffspeicher, welche zwar einen vergleichsweise geringen Gesamtwirkungsgrad haben, aber durch niedrige energiespezifische Investitionskosten als Langzeitspeicher von großen Energiemengen fungieren. Sowohl Vanadium-Redox-Batterien als auch Druckluftspeicher spielen nur in wenigen Szenarien eine Rolle.

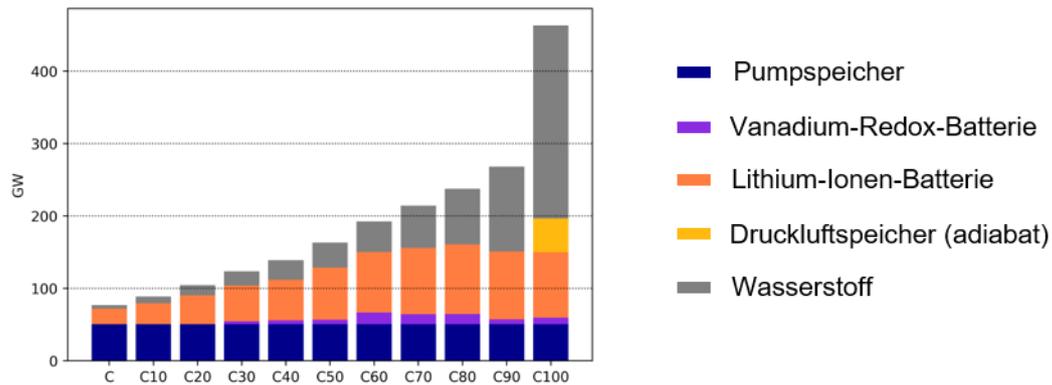


Abbildung 1: Auszug der Ergebnisse: Endogen ermittelte Stromspeicherkapazitäten (leistungsbezogene Ausspeicherkapazität) nach Technologie und Dekarbonisierungsszenario. Von links nach rechts: Keine Beschränkung von CO₂-Emissionen (C) bis hin zu vollständig emissionsreduziertem Szenario (C100). Ausbau von Pumpspeichern nicht zugelassen.

Im zweiten Teil der Studie stellt sich heraus, dass die Stromerzeugung aus Biomasse einen signifikanten Einfluss auf den Bedarf an Stromspeichern hat. So gilt grundsätzlich: je höher das angenommene Biomassepotential ist, desto weniger Speicher werden eingesetzt. Diese Korrelation gilt über alle Dekarbonisierungsszenarien hinweg und macht deutlich, dass die Erzeugung aus Biomasse unter den getroffenen Annahmen die ökonomisch attraktivere Option gegenüber Stromspeichern darstellt.

Die durchgeführte Modellierung des europäischen Stromnetzes mit Berücksichtigung verschiedener Flexibilitätsoptionen macht deutlich, dass mit zunehmender Dekarbonisierung sowohl Stromspeicher als auch Bioenergie einen bedeutenden Beitrag zur Integration von fluktuierenden Energien leisten können. Besonders bei sehr tiefer Dekarbonisierung – bzw. hohen Anteilen EE – werden Flexibilitätsoptionen bedeutend. Gleichzeitig stellt sich heraus, dass das Erreichen eines vollständig EE-basierten Stromsystems mit technisch-ökonomischen Herausforderungen verbunden ist.

Literatur

- [1] N. Helistö *et al.*, „Backbone - An Adaptable Energy Systems Modelling Framework“, *Energies*, Jg. 12, Nr. 17, S. 3388, 2019, doi: 10.3390/en12173388.
- [2] J. Hörsch, F. Hofmann, D. Schlachtberger und T. Brown, „PyPSA-Eur: An open optimisation model of the European transmission system“, *Energy Strategy Reviews*, Jg. 22, S. 207–215, 2018, doi: 10.1016/j.esr.2018.08.012.
- [3] European Commission, „The JRC-EU-TIMES model. Bioenergy potentials for EU and neighbouring countries.“, Jg. 2015