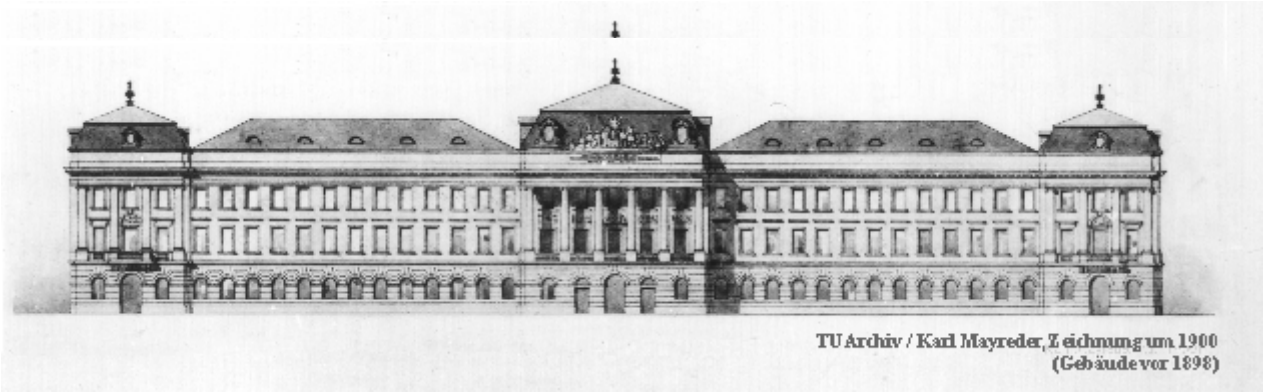
8. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien

IEWT 2013

Erneuerbare Energien: Überforderte Energiemärkte?

13. – 15. Februar 2013
Wien, Österreich

Tagungsort: Technische Universität Wien, Karlsplatz 13



Veranstalter:

Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe der TU Wien

AAEE (Austrian Association for Energy Economics)

Wenn Sie inhaltliche oder organisatorische Fragen haben, wenden Sie sich bitte an:

Michael Hartner
Tel.: 0043-1-58801-370379, e-mail: hartner@eeg.tuwien.ac.at

Christine Frey
Tel.: 0043-1-58801-370303, e-mail: frey@eeg.tuwien.ac.at
Fax: 0043-1-58801-370397

Reinhard Haas
Tel.: 0043-1-58801-370352, e-mail: haas@eeg.tuwien.ac.at

Bereitstellung von Flexibilität durch großtechnische Elektrizitätsspeicher und Übertragungsnetzausbau in zukünftigen Energiesystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energien

Karl Anton ZACH[1], Hans AUER, Günther KÖRBLER
Energy Economics Group (EEG), Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Technische Universität Wien

Motivation und zentrale Fragestellung

Der signifikant steigende Einsatz erneuerbarer Energien zu Stromerzeugung (RES-E) wie Wind (on- und offshore) und Photovoltaik (PV) verändert die Art und Weise wie Elektrizitätssysteme in der Zukunft betrieben und verwaltet werden müssen. Aufgrund des hohen Anteils variabler RES-E (hauptsächlich Wind) werden zukünftige Elektrizitätssysteme auf mehreren Zeitskalen und in beiden Dimensionen, sowohl in der "Amplitude" als auch der "Frequenz", zusätzlich beansprucht. Daher müssen geeignete Technologien implementiert werden, die die nötige Flexibilität in das zukünftige Elektrizitätssystem bringen. Die beiden aussichtsreichsten Kandidaten in diesem Kontext sind:

- Technologien zur Speicherung großer Energiemengen wie Pumpspeicher (PHES) und / oder Druckluftspeicher (CAES) und
- Erweiterung der Übertragungsnetzkapazitäten um Zugriff zu flexibler Stromerzeugung / Märkten zu bekommen

Die Fähigkeit von großtechnischen Elektrizitätsspeichern (GES) schnell große Mengen an gespeicherter Elektrizität freizusetzen oder die Last zu gewissen Zeitpunkten zu reduzieren (z.B. Bereitstellung von Regelenergie, Lastglättung, etc.) kann viele Probleme abschwächen / lösen die in einem Elektrizitätssystem mit hohem Anteil variabler RES-E auftreten können. Einerseits rufen zusätzliche variable RES-E häufigere Preisfluktuationen in Energiesystem hervor, andererseits verringern sie aber den Preisunterschied zwischen Spitzen- und Grundlast-Perioden. Dieser Preisunterschied ist aber ein essentieller Parameter für die Bestimmung der Ökonomie von Energiespeichern.

Die Bereitstellung von Flexibilität für ein Elektrizitätssystem muss aber nicht notwendigerweise innerhalb eines einzelnen Staates / Marktes erfolgen. Die Erweiterung des Übertragungsnetzes kann Synergien in benachbarte Energiesysteme bringen; neben anderen (z.B. Marktkopplung, Versorgungssicherheit, etc.) kann eine Übertragungsnetzerweiterung signifikant dazu beitragen großtechnische Erzeugungszentren variabler RES-E mit Zentren flexibler Stromerzeugung in einem europäischen Kontext zu verbinden.

Dieses Paper analysiert die Bereitstellung von Flexibilität für zukünftige Elektrizitätssysteme durch GES als auch durch Übertragungsnetzausbau basierend auf einer qualitativen und quantitativen Analyse der zukünftigen Zusammensetzung der Elektrizitätssysteme in europäischen Regionen[2].

Methodische Vorgangsweise

Zuerst werden zukünftige Ausbaupotentiale von GES in europäischen Ländern erhoben. Diese Analyse basiert auf relevanten existierenden Studien, Modellergebnissen und Daten zum projektierten Ausbau von GES in Europa ([1], [2], [3], [4] und [5]). Im nächsten Schritt werden die identifizierten GES-Potentiale mit der örtlichen Verteilung zukünftiger Erzeugung erneuerbarer Energien auf Landes- bzw. Regionen-Basis in Europa abgeglichen um mögliche direkte Vorteile von GES-Implementierungen zum Ausbalancieren des lokalen Elektrizitätssystems abzuschätzen. Für die zukünftige Erzeugung erneuerbarer Energien werden zwei verschiedene Ausbau-Szenarien (Green & BAU) jeweils bis zum Jahr 2030 und 2050 mit Hilfe der Modellierungssoftware Green-X [6] entwickelt. Um Engpässe im europäischen Übertragungsnetz zwischen einzelnen Ländern zu berücksichtigen, werden die europäischen Länder in neun Region zusammengefasst (die Zuteilung der Länder zu

[1] Gusshausstrasse 25-29/370-3, 1040 Wien, Tel: +43-1-58801-370366, Fax: +43-1-58801-370397, Email: zach@eeg.tuwien.ac.at, Web: www.eeg.tuwien.ac.at
[2] Dieses Paper wurde im Rahmen des Forschungsprojekts "stoRE" (www.store-project.eu) erstellt, ko-finanziert durch das "Intelligent Energy Europe" Programm der Europäischen Union.

Regionen basiert auf relevanten EC- & ENTSO-E-Dokumenten [7], [8] & [9]). Last- bzw. Restlastkurven für die neun analysierten europäischen Regionen werden mit stündlicher Auflösung für beide Szenarien erzeugt und der mögliche Beitrag von GES wird analysiert. Für die unterschiedlichen ausgewählten Fallstudien wird die Ökonomie von GES unter verschiedenen Bedingungen / Beschränkungen diskutiert.

Danach wird der Beitrag von möglichen zukünftigen Übertragungsnetzerweiterungen für das Zusammenführen von Zentren variabler RES-E und GES und / oder flexibler konventioneller Stromerzeugung (z.B. Gas- oder GuD-Kraftwerke) in verschiedenen europäischen Regionen analysiert. Es ist wichtig darauf hinzuweisen, dass Investitionen ins Übertragungsnetz auch zusätzliche Vorteile (z.B. Marktkopplung, Versorgungssicherheit) mit sich bringen, die ebenfalls berücksichtigt werden.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Aufgrund des altersbedingten Abschaltens von thermischen Kraftwerken werden in vielen Regionen bereits im Jahr 2030 neue Kraftwerkskapazitäten benötigt. Die Kluft zwischen Residuallast und thermischer Erzeugung kann entweder mit neuen PHES (sofern zusätzliche Potentiale in der Region vorhanden sind) oder mit thermischen Kraftwerken gefüllt werden. Welche Technologie schließlich benutzt wird hängt von den ökonomischen Parametern des Kraftwerkstyps ab (d.h. Stromerzeugungskosten abhängig von den Primärenergiekosten, CO2 Preisen, etc.). Die wirtschaftlichste thermische Kraftwerkstechnologie ist auch die Benchmark für neue PHES Kraftwerke in der Region.

Nur die Region „Iberische Halbinsel“ (Spanien & Portugal) hat genügend flexible Kraftwerkskapazitäten (Gas- und PHES-Kraftwerke) im System zur Verfügung um auch längerfristig die Residuallast decken zu können (v.a. wegen großen Investitionen in Gas-befeuerte thermische Kraftwerke innerhalb der letzten 10 Jahre). Des Weiteren übersteigt in der Region die RES-E Einspeisung den Verbrauch um mehr als die halbe Zeit im Jahr 2050 im Green-Szenario. Dieser RES-E Überschuss kann für GES und / oder Exporte zu benachbarten Regionen benutzt werden.

Auch die „Nordische Region“ (Norwegen, Schweden & Finnland) könnte aufgrund der großen Mengen an flexiblen Wasserkraftwerken signifikant zum Ausgleich benachbarter Regionen beitragen falls die Übertragungsnetze signifikant erweitert werden.

Im Allgemeinen kann festgestellt werden, dass existierende und neue PHES (und zusätzliche flexible thermische Kraftwerke) in fast allen Regionen dringend benötigt werden um die zukünftige Stromerzeugungs-Kluft zu schließen. Im Gegensatz zu fossil-befeuerten thermischen Kraftwerken können PHES Flexibilität ohne zusätzliche CO2 Emissionen bereitstellen und dabei helfen die zukünftige RES-E voll nutzbar zu machen.

Beide Technologieoptionen, zusätzliche GES als auch Übertragungsnetzausbau, werden benötigt um das zukünftige Europäische Elektrizitätssystem mit hohem Anteil von RES-E perfekt betreiben zu können. Allerdings leiden beide Technologieoptionen unter demselben Problem einer geringen sozialen Akzeptanz, die es zu überwinden gilt.

Literatur

[1] Beurskens et al: “Renewable Energy Projections as Published in the National Renewable Energy Action Plans of the European Member States”, ECN-E-10-069, 2011

[2] ENTSO-E: “System Adequacy Forecast 2010 – 2025”, report and scenarios, 2010

[3] EURELECTRIC: “Hydro in Europe: Powering Renewables”, full report, 2011

[4] Joint Research Centre (JRC): “Pumped-hydro energy storage: potential for transformation from single dams”, JRC Scientific and Technical Report, ISBN 978-92-79-23182-7, 2012

[5] PLATTS: “Electric Power Plant Database – Europe“, www.platts.com, 2010

[6] Huber et al: “Action plan for a dynamic RES-E policy”, Report of the European research project Green-X – funded by the EC-DG Research, Vienna University of Technology, 2004

[7] European Commission (EC): “Energy infrastructure priorities for 2020 and beyond - A Blueprint for an integrated European energy network”, Communication from the Commission - COM(2010) 677/4, 2010

[8] European Commission (EC): “Priority Interconnection Plan”, Communication from the Commission - COM(2006) 846 final/2, 2007

[9] ENTSO-E: “Pilot Ten-Year Network Development Plan (TYNDP)”, Executive Summary 2010, 2010