



Stromversorgung für 2050 modellieren

Wie sich erneuerbare Energien mit Speichern, Netz- und Lastmanagement optimal ins System integrieren lassen



Bis zum Jahr 2050 sollen erneuerbare Energien mindestens 80 Prozent der Stromerzeugung übernehmen. Um auch dann noch eine sichere Versorgung zu bezahlbaren Preisen zu gewährleisten, muss das gesamte Energiesystem schrittweise angepasst und umgebaut werden: Der wachsende Anteil fluktuierender Energiequellen erfordert ein schnell reagierendes, flexibles System. Ein Forschungsprojekt zeigt, welches Maß an Netzausbau, Speichern und neuen Regelungsmöglichkeiten dafür technisch nötig und wirtschaftlich sinnvoll ist.

In ihrer Forschungsarbeit stellen Wissenschaftler des Öko-Instituts dar, wie sich die Anforderungen an das Stromsystem mit steigendem Erneuerbaren-Anteil verändern. Sie modellieren die Kernstrukturen eines umfassenden Stromsystems für die Jahre 2020, 2030 und 2050. Dabei stützen sie sich auf verschiedene Szenarien zur Integration von erneuerbaren Energien im deutschen Stromsystem. Im Verlauf der Entwicklung der erneuerbaren Energien werden für den Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch zunehmend zeitliche und räumliche Flexibilitätsmechanismen gebraucht. Diese Ausgleichsfunktion können thermische Kraftwerke, Speicher sowie Maßnahmen des Lastmanagements übernehmen. Die Forscher untersuchten mit Hilfe einer modellbasierten Szenarienanalyse, wie sich der Flexibilitätsbedarf bei wachsendem Anteil erneuerbarer Energien entwickelt, welchen Beitrag die verschiedenen Flexibilitätsoptionen bei einem steigenden Anteil erneuerbarer Energien leisten können und wie wirtschaftlich diese unter Berücksichtigung ihrer jeweiligen Kosten und Erlöse sein können. Damit die Stromversorgung funktioniert, müssen Erzeugung und Verbrauch immer übereinstimmen. Durch den wachsenden Anteil an erneuerbaren Energien (EE) wird es bei schwankendem Angebot aufwendiger, diesen Ausgleich herzustellen.

Dieses Forschungsprojekt wird gefördert vom

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)

Unabhängig davon können auch schon früher Flexibilitätsoptionen notwendig werden, um Netzengpässe zu managen oder Systemdienstleistungen zur Verfügung zu stellen. Dieser Aspekt wurde hier nicht untersucht. Während anfangs geringe Überschüsse und keine Defizite auftreten, und deshalb keine zusätzlichen Flexibilitätsoptionen benötigt werden, reichen im weiteren Verlauf der Umstellung die technisch verfügbaren Flexibilitätsmöglichkeiten aus; erst bei hohen EE-Anteilen wird es erforderlich, auch längere Defiziträume zu überbrücken, beispielsweise durch Power-to-Gas.

Von der Datenanalyse über die Modellierung zum optimalen Energiesystem

Die Experten des Öko-Instituts erfassen, welche Flexibilitäts- und Speicheroptionen für ein Stromsystem auf dem Weg zur Vollversorgung mit erneuerbaren Energien bereits verfügbar sind und welche künftig zusätzlich benötigt werden. Anhand dieser Daten bewerteten sie mit einem im Institut entwickelten Energiesystemmodell die energiewirtschaftlichen, ökonomischen und treibhausgasbezogenen Effekte des Einsatzes von Kraftwerken, Speichern und anderen Flexibilitätsoptionen.

Dieses Strommarktmodell erweiterten sie um die Module „Stromimport / Stromexport“ und „Power-to-Gas“. So lassen sich alle Energieträger im künftigen System abbilden. Das erste Modul bezieht die Nachbarländer ein, es umfasst spezifische Last- und EE-Einspeiseprofile, einen stark aggregierten thermischen Kraftwerkspark und Pumpspeicher- sowie reine Speicherwasserkraftwerke. Das zweite Modul berücksichtigt sowohl Elektrolyse und Methanisierung, Einspeisung ins Erdgasnetz sowie Rückverstromung als auch Wasserstoffnachfrage in Industrie und Verkehrssektor.

Dieses Strommarktmodell verknüpften sie für eine Kosten-Nutzen-Analyse mit einem erweiterten Investitionsmodell. Damit lässt sich einschätzen, wie wirtschaftlich sich einzelne mögliche Flexibilitätsoptionen umsetzen lassen – abhängig von Investitionskosten der jeweiligen Technologie, den Einsatzstunden sowie den korrespondierenden Marktpreisen im entsprechenden Szenario. Eine erste Orientierung bietet die in Abb. 1 dargestellte Reihenfolge: mit Wärmespeichern für KWK-Anlagen lässt sich am leichtesten Geld verdienen, denn sie erfordern geringe spezifische Investitionen. Darauf folgen Lastmanagementoptionen bei Industrie und in Gewerbe, Handel, Dienstleistung. Zwar können Druckluft- und Pumpspeicher hohe Erlöse erzielen, doch aufgrund der hohen Baukosten fallen sie deutlich hinter die Spitzenreiter zurück. Auch in Haushalten sind die erforderlichen Investitionen zu hoch.

Mit dem Europäischen Netzmodell der Energynautics GmbH analysierten die Forscher die Rolle des internationalen Stromaustauschs und damit der Netze als räumliche Flexibilitätsoption. Sie gehen davon aus, dass diese Flexibilitätsoption vor den anderen zum Einsatz kommt. Damit lässt sich der innerdeutsche Flexibilitätsbedarf deutlich reduzieren, selbst dann, wenn auch die EU-Nachbarländer die erneuerbaren Energien ausbauen.

Überschüsse und Defizite flexibel ausgleichen

Die Wissenschaftler erstellten Erzeugungs- und Verbrauchsprognosen in sechs Szenarien: Für die Jahre 2020, 2030 und 2050 jeweils eines, das möglichst detailliert die Annahmen der 2011 für das Bundesum-

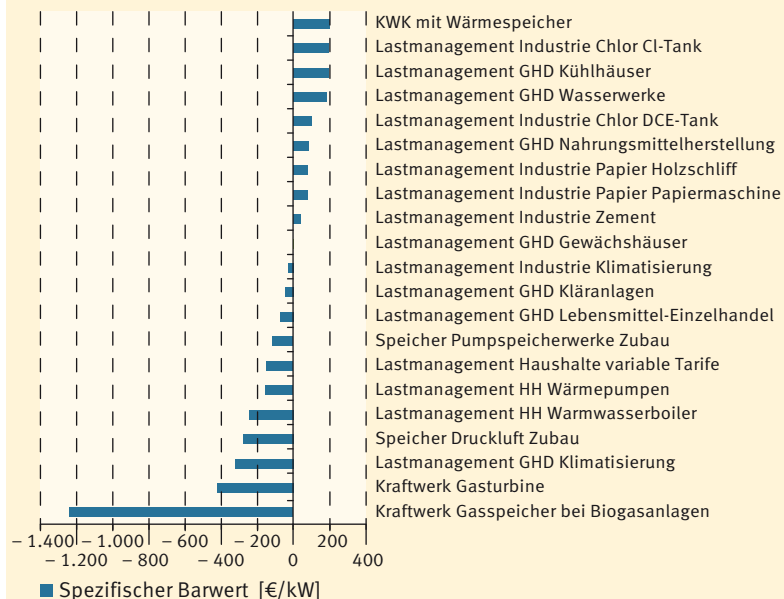


Abb. 1 Rangfolge der einsetzbaren Flexibilitätsoptionen nach Wirtschaftlichkeit; Maßstab spezifischer Barwert. Es gilt die Annahme, dass die verschiedenen Optionen nicht miteinander konkurrieren.

Modelliertes Szenario/jahr	2020		2030	2050		
	a	b	a	a	b	c
EE-Anteil	41 %	56 %	60 %	74 %	97 %	100 %
Flexibilitätsbedarf	Noch keine Kapazitätsdefizite, nur sehr geringe EE-Überschüsse		Sowohl sichtbare Defizite als auch Überschüsse	Defizite und Überschüsse deutlich höher, erste Langfristspeicher erforderlich	Defizite und Überschüsse bei Energiemenge und Leistung deutlich höher, Langfristspeicher erforderlich	
Bedarf und Auswirkungen von Flexibilität	Bestehende Flexibilitätsoptionen reichen weitgehend; neue konkurrieren vor allem mit bestehenden Optionen; insbesondere ermöglichen sie es, konventionelle Kraftwerke kosteneffizienter einzusetzen		Die ermittelten Flexibilitätspotenziale technisch etablierter Optionen reichen aus, um den zusätzlichen Flexibilitätsbedarf abzudecken	Ausreichende Leistung über längere Zeiträume nicht verfügbar	Über längere Zeiträume ist ausreichende Leistung nicht verfügbar	

■ BMU Leitstudie ■ Ziele der Bundesländer ■ Ergebnisse Öko-Institut

Abb. 2 Die Kernannahmen und -ergebnisse der sechs untersuchten Szenarien von BMU und Bundesländern zum in den Bezugsjahren erreichten EE-Anteilen und die daraus resultierenden Effekte auf das Energiesystem.

weltministerium erstellten Leitstudie abbildet. Für das Jahr 2020 betrachteten sie zusätzlich, wie sich die EE-Zubauziele der Bundesländer auswirken. In den Szenarien 2050b und 2050c erhöhten sie den EE-Anteil schrittweise bis zur Vollversorgung (Abb. 2).

In allen Szenarien sind die Überschüsse höher als die Defizite; ideale Speicheroptionen vorausgesetzt, könnten diese in jeder Stunde gedeckt werden. Sukzessive werden zusätzliche Flexibilitätsoptionen nötig; auch bei ca. 60 % EE-Anteil treten nur in ca. 150 Stunden des Jahres Defizite auf. Neben konventionellen Kraftwerken können auch Stromimporte dazu dienen, ein sonst drohendes Defizit von bis zu knapp 18 GW abzudecken. Andererseits steigt der Export von EE-Strom bis zu einem EE-Anteil von 75 %, der Export konventioneller Energie wird bis 2050 auf Null zurückgefahren. 2050 entstehen bei ca. 75 % EE-Anteil höhere Energiedefizite.

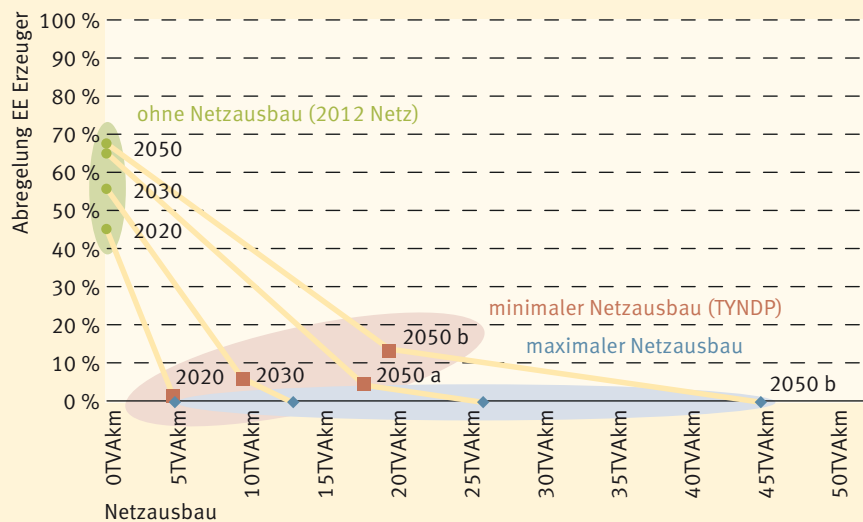


Abb. 3 Erforderlicher Abregelungsbedarf in den Szenariojahren, abhängig von EE-Anteil und Netzausbau (TVAkM = Stromkreislänge x installierte Leistung).

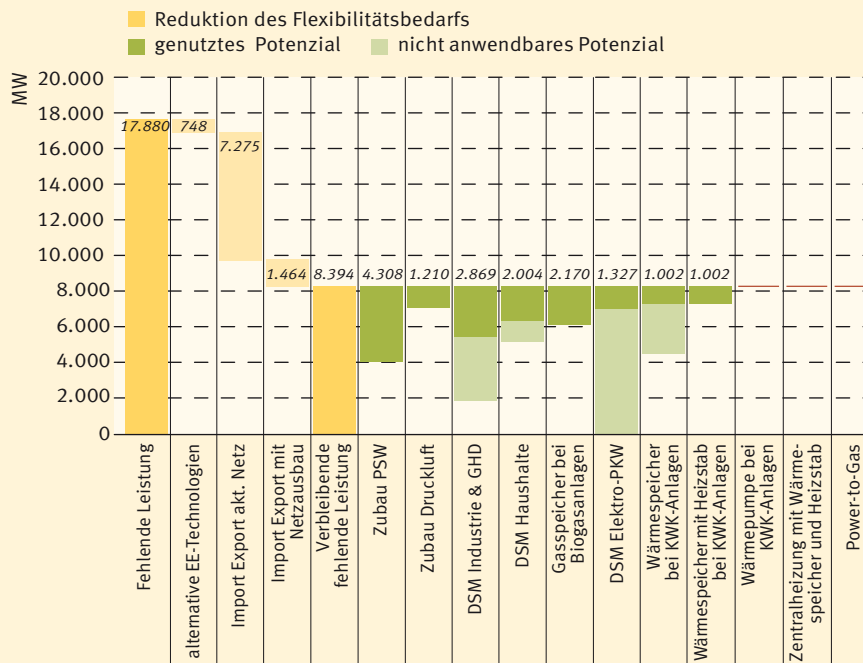


Abb. 4 Beitrag, den die einzelnen Flexibilitätsoptionen bei ca. 60 % EE-Anteil im Jahr 2030 zur Reduktion des Leistungsdefizits leisten können. Hierzu können die rechts dargestellten Optionen, die Überschüsse beispielsweise in den Wärmebereich überführen, nicht direkt beitragen.

Wie viel Netzausbau und Netzreserve sind nötig?

Die Netze müssen die wachsenden EE-Mengen verkraften können; es zeigt sich, dass bereits eine moderate Erweiterung entsprechend dem Zehn-Jahres-Netzausbauplan der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (TYNDP) ausreicht, um die Abregelungsquote bis 2020 unter 5 % zu halten. Erst im Bereich von 100 % Erneuerbaren steigt sie deutlich (Abb. 3). In einer vergleichbaren Größenordnung lässt sich durch eine bessere Netznutzung zusätzliche Flexibilität gewinnen. Sie steigt ebenso durch eine bessere Vernetzung mit den Nachbarländern.

Mit steigendem EE-Anteil im System nimmt der Bedarf an konventioneller Erzeugungsleistung nur geringfügig ab, diese wird aber in immer weniger Stunden des Jahres gebraucht.

Ab 2020 bleibt in den Szenarien die residuale Spitzenlast zwischen 60 und 70 GW, unabhängig vom wachsenden EE-Anteil. In dieser Größenordnung

braucht das Stromsystem flexible Leistung, um die Lücke zwischen Nachfrage und EE-Erzeugung zu schließen. Neben Kraftwerken und Speichern können auch Lastmanagement (Demand Side Management DSM) in verschiedenen Wirtschaftsbereichen und eine verstärkte europäische Vernetzung dazu beitragen, Energiedefizite zu vermeiden.

Zur Einordnung der erforderlichen Flexibilitätsoptionen: Das Pumpspeicherwerk in Goldisthal (Ostthüringen) hat als eines der größten und modernsten Europas eine Kapazität von 1.060 MW.

Wie Industrie und Gewerbe zum Lastmanagement beitragen können

Die Industrie verbraucht mit über 300 Mio. Wh pro Jahr knapp die Hälfte der elektrischen Energie in Deutschland; die chemische Industrie verbrauchte 2013 über 50 Mio. Wh.

Welchen Beitrag zu einem flexibleren Energieeinsatz können die einzelnen Branchen leisten?

In der Papierindustrie können die Herstellung von Holzschliff und die eigentliche Papierherstellung in Papiermaschinen genutzt werden. Das ergibt eine Speicherkapazität von 100 MWh bei der Holzschliff- und 790 MWh bei der Papierproduktion, die Speicherkapazität für fertiges Papier beträgt 7.900 MWh.

Bei der Chemieindustrie liegt ein wesentliches Potenzial im Prozess der Chlorelektrolyse, hauptsächlich ermöglicht durch die Speicherung von Chlor oder Dichlorethan (DCE), einem Zwischenprodukt der PVC-Herstellung. Das Öko-Institut geht von einer Kapazität von 800 MWh für Chlor und 3.000 MWh für DCE aus.

In der Zementindustrie eignen sich vor allem die Zementmühlen für ein Lastmanagement. Sie haben eine Gesamtleistung von 347 MW, die nutzbare Speicherkapazität beträgt 2.900 MWh.

Die Schmelzprozesse in Aluminiumindustrie und Elektrostaahlproduktion sind sehr energieintensiv, eignen sich aber produktionsbedingt nicht fürs Lastmanagement. Die Untersuchung beschränkt sich auf das industrielle Lastmanagement. Hierzu gehört es, Produktionsschritte zeitlich zu verschieben beziehungsweise Zwischen- oder Endprodukte zu speichern. Lastabwurf bleibt unberücksichtigt, weil die Kosten dadurch verursachter Produktionsausfälle nicht eindeutig definierbar sind.

Im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistung wurden sieben Branchen betrachtet, die ihren Stromverbrauch flexibel gestalten können. Das ist möglich bei Kläranlagen, Wasserwerken und Gewächshausbeleuchtungen mit prozessbedingtem Intervallbetrieb, bei Kühlhäusern, Klimatisierung, Lebensmittelherstellung und -einzelhandel über thermische Speicher.

In KWK-Anlagen, Heizwerken und Heizungsanlagen können mittelfristig neben Wärmespeichern auch elektrische Wärmeerzeugungsanlagen wie Heizstäbe oder Wärmepumpen installiert werden (Power-to-Heat).

Mehr Flexibilität senkt Stromgestehungskosten

Die Studie zeigt, dass die variablen Stromgestehungskosten 2020 bei zusätzlichen Flexibilitätsoptionen wie Lastmanagement, Wärme- und Pumpspeicher sinken. Dazu trägt einerseits bei, dass Speicher mit möglichst günstigem Strom beladen und zu teureren Zeiten entladen werden und dass Anlagen mit hohem Wirkungsgrad bestehende Anlagen mit geringerem Wirkungsgrad ersetzen.



Pilotprojekte vernetzen Energiesysteme neu

Damit der Umbau der Energiesysteme zum Erfolg wird, müssen alle Akteure Hand in Hand arbeiten. Dabei verändern sich Energieflüsse – und auch Aufgabenverteilung zwischen Erzeugern, Netzbetreibern und Verbrauchern; letztere werden zu sogenannten Prosumern, wenn sie als Erzeuger und als Nachfrager auftreten. Die große Aufgabe für alle Akteure, Forscher, Bund und Länder ist es nun, die Energiesysteme bestmöglich an die steigenden Anteile erneuerbarer Energien anzupassen.

Im Rahmen der Plattform Forschung und Innovation des BMWi kümmert sich eine Task Force darum, wie eine flexible, sichere und wirtschaftliche Versorgung auszugestaltet ist. Der großflächige Umbau des Energiesystems wird am Beispiel von fünf Modellregionen demonstriert und erprobt. Dabei sollen massentaugliche Musterlösungen für eine klimafreundliche, sichere und effiziente Versorgung bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien entwickelt werden. Die Entwickler erproben innovative Netztechnologien und -Betriebskonzepte, um Erzeugung und Verbrauch intelligent zu vernetzen. Das Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) unterstützt diese Arbeit für die Energiewende. Es ist Teil des Maßnahmenpakets „Innovative Digitalisierung der Deutschen Wirtschaft“ der Bundesregierung. Das BMWi fördert die Vorhaben mit insgesamt bis zu 230 Mio. Euro; die beteiligten Unternehmen planen, rund 370 Mio. Euro einzusetzen. Über 200 Unternehmen und weitere Akteure arbeiten in den Projektgruppen an den Schwerpunkten Systemintegration, Flexibilität, Versorgungssicherheit, Systemstabilität und Energieeffizienz sowie am Aufbau intelligenter Energienetze und Marktstrukturen.

Diese fünf Schaufensterprojekte decken insgesamt einen großen Teil unserer Landesfläche ab. Jedes zielt dabei auf spezifische Aspekte, die künftig besonders relevant sind: Im Süden Deutschlands will „C/sells“ Erzeugung und Verbrauch von Solarenergie regional optimieren. Im Westen soll das „Designnetz“ demonstrieren, wie dezentral erzeugte erneuerbare Energie Ballungszentren und Industriestandorten versorgen kann. In Niedersachsen soll bei „Energ“ das Energiesystem durch technisches Nachrüsten von Erzeugern, Verbrauchern und Speichern flexibilisiert werden. In „NEW 4.0“ kooperieren Hamburg als Energieverbrauchszentrum und Schleswig-Holstein als Windenergie-Erzeugungszentrum mit dem Ziel, die Region bis 2025 mit 70 % erneuerbarer Energie zu versorgen. Im Osten wird „WindNODE“ erneuerbare Erzeugungskapazitäten, Stromnetze und Energienutzer digital vernetzen, damit diese optimal zusammenwirken.

Projektbeteiligte

- » **Projektleitung, Kraftwerkseinsatzmodell:** Öko-Institut e.V., Dr. Dierk Bauknecht, d.bauknecht@oeko.de
- » **Netzmodellierung:** Energynautics GmbH, info@energynautics.com

Links und Literatur

- » Öko-Institut e. V., www.oeko.de
- » Energynautics GmbH, www.energynautics.com
- » Energiespeicher-Forschungsinitiative der Bundesregierung, www.forschung-energiespeicher.info
- » Stromnetze-Forschungsinitiative der Bundesregierung, www.forschung-stromnetze.info
- » Bauknecht, D.: Systematischer Vergleich von Flexibilitäts- und Speicheroptionen im deutschen Stromsystem zur Integration von Erneuerbaren Energien und Analyse entsprechender Rahmenbedingungen. Schlussbericht. FKZ 0325276. Öko-Institut, Freiburg (Hrsg.); Energynautics GmbH, Darmstadt (Hrsg.). [2015]. 77 S.
- » Nitsch, J.; Pregger, T.; Naegler, T. u. a.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global (BMU Leitstudie). Schlussbericht. BMU - FKZ 03MAP146. März 2012

Mehr vom BINE Informationsdienst

- » Stromnetz mit starker DNA. BINE-Projektinfo 15/2015
- » Stabiles Netz mit 100 % Ökostrom. BINE-Projektinfo 06/2015
- » Dieses Projektinfo gibt es auch online und in englischer Sprache unter www.bine.info/Projektinfo_02_2016

BINE Informationsdienst berichtet aus Projekten der Energieforschung in seinen Broschürenreihen und dem Newsletter. Diese erhalten Sie im kostenlosen Abonnement unter www.bine.info/abo

Impressum

Projektorganisation
Bundesministerium
für Wirtschaft und Energie (BMWi)
11019 Berlin

Projektträger Jülich
Forschungszentrum Jülich GmbH
Kerstin van Mark
52425 Jülich

Förderkennzeichen
0325276

ISSN
0937-8367

Herausgeber
FIZ Karlsruhe · Leibniz-Institut
für Informationsinfrastruktur GmbH
Hermann-von-Helmholtz-Platz 1
76344 Eggenstein-Leopoldshafen

Autor
Gerhard Hirn

Urheberrecht
Titelbild: Fotolia / Fotolyse
Abb. 1-4: Öko-Institut

Eine Verwendung von Text und
Abbildungen aus dieser Publikation ist
nur mit Zustimmung der BINE-Redaktion
gestattet. Sprechen Sie uns an.

Kontakt · Info

Fragen zu diesem Projektinfo?
Wir helfen Ihnen weiter:

0228 92379-44
kontakt@bine.info

BINE Informationsdienst
Energieforschung für die Praxis
Ein Service von FIZ Karlsruhe

Kaiserstraße 185-197
53113 Bonn
www.bine.info

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages