

Integration von zentraler und dezentraler Erzeugungstechnologie bis 2040

Günther Brauner

Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Gusshausstrasse 25/370-1,
1040 Wien, T.: 0043 1 58801 370110, Email: brauner@ea.tuwien.ac.at, www.ea.tuwien.ac.at

Rahmenbedingungen der Energiewende

Die Energiewende wird in Europa bis zum Jahr 2050 voraussichtlich einen vollständigen Übergang zu einer überwiegend regenerativen Energieversorgung bewirken. Bis zum Jahr 2020 wurden für die einzelnen europäischen Mitgliedsstaaten Zwischenziele definiert. Diese Ziele sind für die einzelnen Länder unterschiedlich und berücksichtigen deren historische Voraussetzungen und die technisch, wirtschaftlich und ökologisch nutzbaren Potenziale (Tab. 1). Sie sind im sogenannten Klimaschutzpaket zusammengefasst [1].

Land	Anteil EE an der Endenergienutzung		Emissionsminderung
	2005	2020	2020, (ref. 2005)
AT	24,4 %	34 %	-16 %
DE	5,8 %	18 %	-14 %
FR	10,3 %	23 %	-14 %
SP	8,7 %	20 %	-10 %
IT	5,2 %	17 %	-13 %

Tab. 1 Klimaschutzziele von 2020 für ausgewählte europäische Mitgliedsstaaten [1]

Für ausgewählte europäische Länder zeigt Tab. 1 die Vorgaben bis 2020 in Bezug auf den Anteil der erneuerbaren Energien (EE) an der Endenergienutzung und für die Emissionsminderung gegenüber dem Bezugsjahr 2005. Die einzelnen Mitgliedsstaaten haben im Jahr 2010 einen Nationalen Aktionsplan (National Renewable Energy Action Plan, NREAP 2010) abgegeben, in dem sie darstellen, durch welche Maßnahmen sie die vorgegebenen Zielwerte bis 2020 erreichen werden [2]-[4].

Österreich hatte bereits 2005 einen Anteil von 24,4 % regenerativer Energie an der Endnutzung und muss auf 34 % bis 2020 erhöhen, was einer Steigerung von 40 % entspricht. Vergleichsweise muss Deutschland seinen Anteil von 5,8 % auf 18 % steigern, was einer Verdreifachung entspricht. Der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energiequellen (EE) kommt bei der Energiewende eine Schlüsselrolle zu, da die Strategie hierbei in einer Substitution von fossilen Ressourcen durch nachhaltige Elektrizität aus Wasserkraft, Wind, Photovoltaik, Biomasse sowie Solar- und Geothermie besteht. Entsprechend Abb. 1 soll der Anteil der erneuerbar gewonnenen Elektrizität in Europa in Zeitraum von 2005 bis 2020 im Mittel von 15,8 % auf 34,5 % gesteigert werden. Österreich hat in diesem Zeitraum eine Steigerung von 60,8 % auf 70,6 % zu erbringen, da bereits ein hoher Anteil an Wasserkraft vorhanden ist. Deutschland hat seinen Anteil von 10,2 % auf 38,6 % (40 %) zu erhöhen, was außerordentliche Anstrengungen erfordert. Ähnliches gilt für Spanien, das von 18,4 % auf 40 % erhöhen muss.

Die Wasserkraft hat in Zentraleuropa aus energiewirtschaftlicher und genehmigungsrechtlicher Sicht nur noch begrenzte Ausbaupotenziale, die für die mittel- und langfristigen Ziele nicht ausreichend sind. Die wesentlichen Ausbaupotenziale bei der Energiewende stellen daher Windenergie und Pho-

tovoltaik dar. Ohne diese Energiequellen ist die Energiewende in Europa weder mittel- noch langfristig zu schaffen.

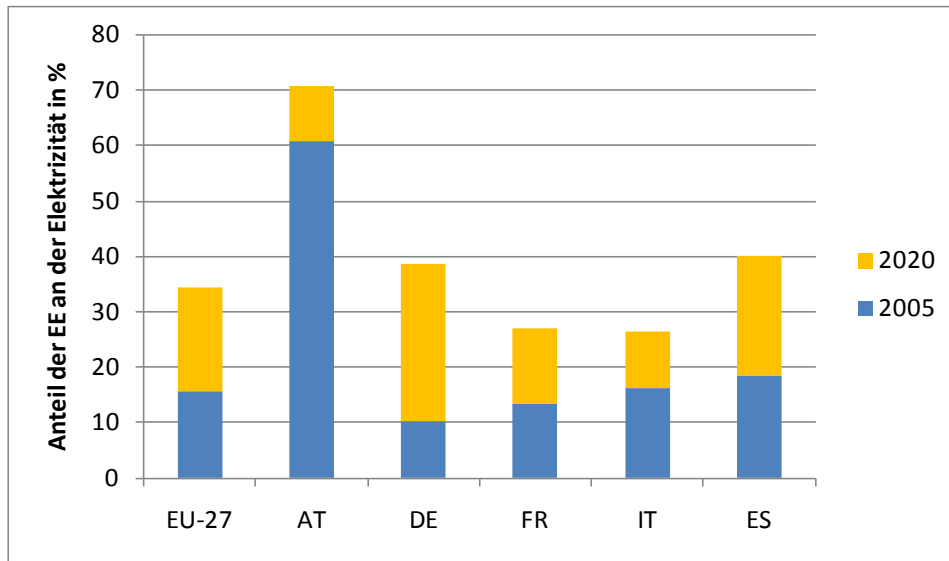


Abb. 1 Anteil der erneuerbar gewonnenen Elektrizität im Zeitraum 2005 bis 2020 [2]

In einem vom Klima- und Energiefonds geförderten Forschungsprojekt „Super for Microgrid“, (S4MG), [10] wurden die erneuerbaren Potenziale in Österreich erhoben und hieraus die technisch und umweltverträglich nutzbaren Elektrizitätserzeugungspotenziale ermittelt. Insgesamt hat Österreich ein nutzbares Elektrizitäts-Gesamtpotenzial von 91 TWh/a, das sich aus 42 TWh/a Laufwasserkraft, 10 TWh/a Speicherkraftwerken, 8 TWh/a Windkraft und 31 TWh/a Photovoltaik zusammensetzt. Derzeit liegt der Elektrizitätsbedarf bei etwa 69 TWh/a, neue Anwendungen wie Elektromobilität und Wärmepumpen erfordern daher, dass durch Effizienzmaßnahmen Potenziale für diese neuen Anwendungen geschaffen werden. Weiterhin zeigt die Potenzialstudie, dass Österreich ohne PV nur ein regeneratives Potenzial von 60 TWh/a aufweist. Eine Vollversorgung mit regenerativer Energie ohne PV ist daher nicht möglich.

Deutschland hat wesentlich ungünstigere Voraussetzungen: im Jahr 2005 hatten die regenerativen Energien lediglich einen Anteil von etwa 10% an der Elektrizitätserzeugung, bis 2020 soll dieser Anteil auf 40% gesteigert werden und bis 2050 soll die inländische regenerative Erzeugung etwa 80% ausmachen. Bis zum Jahr 2020 werden Windenergie und Photovoltaik in einigen Ländern der EU zeitweilig die Netzspitzenlast erreichen (Abb. 2).

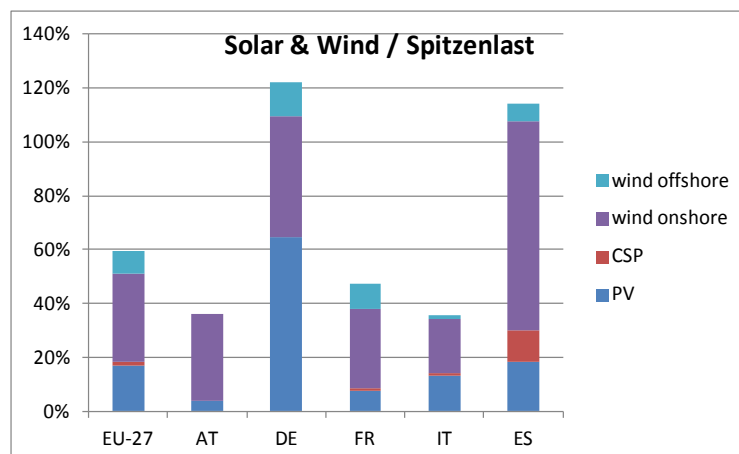


Abb. 2 Installierte Leistungen von Wind und PV im Vergleich zur Netzspitzenlast

Dies betrifft Deutschland und Spanien schon zeitweilig im Jahr 2020. Langfristig wird dies in vielen Ländern der Fall sein.

Die zukünftige Rolle von Energieeffizienz

Maßnahmen zur Energieeffizienz werden zukünftig an Bedeutung gewinnen, da sowohl die regenerativen Potenziale beschränkt sind als auch die nutzbaren Netz- und Speicherkapazitäten aus energie-wirtschaftlichen und genehmigungsrechtlichen Gründen knapp bleiben werden. Die Strategie der Energiewende sieht eine Substitution von fossilen Energieanwendungen durch erneuerbare Elektrizität vor. Hierdurch wird der Elektrizitätsbedarf insgesamt steigen, wenn auch der Primärenergiebedarf eher gleich bleiben wird oder sogar leicht absinken wird. Der durch Maßnahmen zur Effizienzsteigerung verminderte Elektrizitätsbedarf wird durch neue Anwendungen wie Wärmepumpen, Elektromobilität und Automatisierung mehr als ausgeglichen. Abb. 3 zeigt hierzu als Beispiel eine Siedlung mit traditionellem („traditional“) Energieverhaltensverhalten, das gekennzeichnet ist durch ineffiziente Hausgeräte, Ölheizung und fossil betriebenen Auto. Vergleichsweise wurde eine energieaktive Siedlung im Jahr 2050 simuliert („ren & eff“), in der die Gebäude thermisch hoch isoliert sind, neue Haushaltsgeräte entsprechend dem Grundbedarf vorhanden sind. Die Heizwärme wird mittels effizienter Wärmepumpen aufgebracht und das Auto mit Verbrennungsmotor durch ein Elektroauto ersetzt.

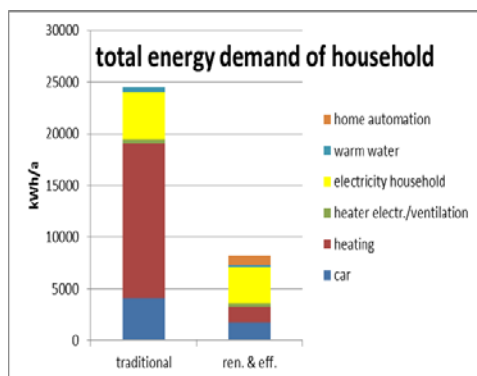


Abb. 3 Änderungspotenzial des Energiebedarfs von Haushalten von 2010 bis 2050

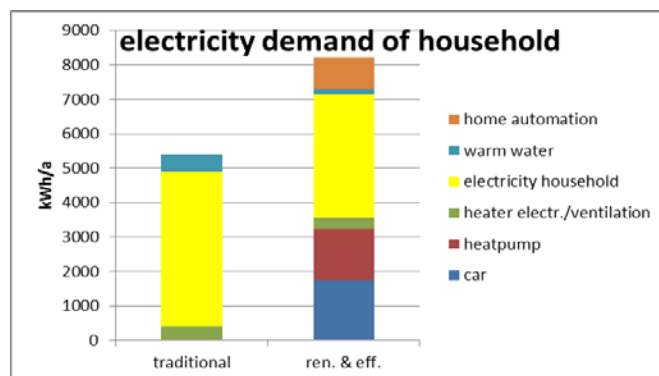


Abb. 4 Änderung des Elektrizitätsbedarf von Haushalten bis 2050

Der gesamte Energiebedarf für Wohnen und Mobilität vermindert sich hierdurch um 70 %. Die elektrische Energie hatte beim traditionellen Haushalt hierbei einen Anteil von 30 %. Der Elektrizitätsbedarf erhöht sich (Abb. 4) aber auf 150 % im Vergleich. Dies zeigt die Substitution von fossiler Energie durch erneuerbare Elektrizität.

Speicherbedarf für die Energiewende

Die volatile Erzeugungscharakteristik der EE macht einen umfangreichen Ausbau von Speicherkapazitäten erforderlich. Neben Pumpspeichern ist zukünftig auch der Einsatz von stationären Hausbatterien oder mobilen Batterien von Elektrofahrzeugen möglich, die während der Netzanbindung an den Lade-stationen „grid-to-car“ oder „car-to-grid“ genutzt werden können. Die regulatorischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen sind aber hierfür noch nicht geschaffen. Bis zum Jahr 2020 sollen daher nur die Pumpspeicher betrachtet werden. Abb. 5 zeigt die Entwicklung der Pumpspeicherpotenziale in der Europäischen Union bis 2020 [2]. Die Leistungen der Pumpspeicher werden in diesem Zeitraum zwar verdoppelt, aber im Verhältnis zu den Leistungen der installierten erneuerbaren Energiequellen nimmt ihr relativer Anteil von 10,7 auf 7,3 % ab, d.h. die regenerativen Erzeugungspotenziale wachsen schneller, als die Speicherkapazitäten folgen können. Die Bilanzierung der Residuallast (Differenz

zwischen der Netzlast und der in das Netz eingespeisten erneuerbaren Energie) kann daher mit den vorhandenen und geplanten Pumpspeichern allein nicht bilanziert werden.

Simulationsmodell

Die Untersuchung des zukünftigen Netzbetriebes in Deutschland wurde mit einem aufwendigen Simulations- und Optimierungsmodell vorgenommen [Steinke, 8]. Hierbei wurde das Energiesystem in sechs homogenisierte Regionen unterteilt, in denen die dort vorhandene Netzbelastung, die regenerative Energieeinspeisung, die vorhandenen Speicherkapazitäten und Kraftwerke im Jahr 2020 berücksichtigt wurden. Neubau und Stilllegungen sind hierbei entsprechend den Ankündigungen der Auftraggeber der Projekte berücksichtigt. Der Kraftwerksbetrieb im Jahr 2009 ist als Referenz in Abb. 5 dargestellt.

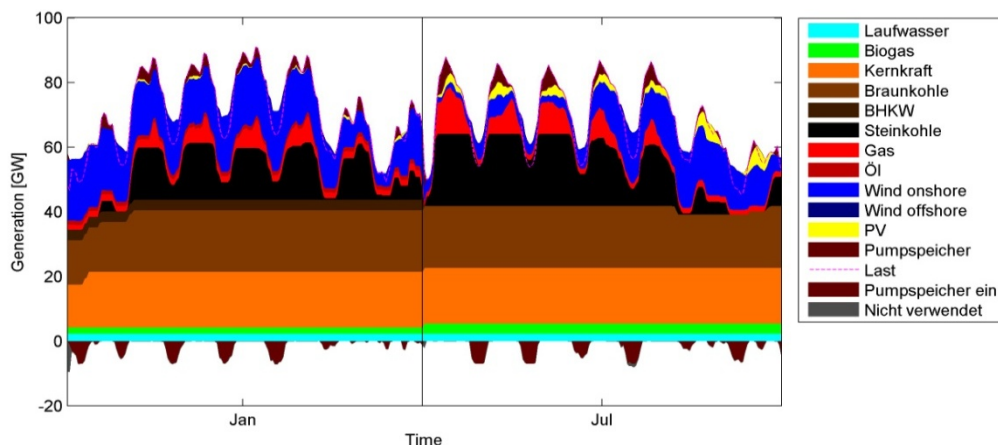


Abb. 5 Kraftwerksbetrieb im Jahr 2009 in Deutschland [8]

Der linke Abschnitt gilt für den Januar mit hohem Windangebot und der rechte für Juli mit PV-Dargebot. Laufwasser-, Kernkraft- und Braunkohlekraftwerke bilden hier die Grundlast und können bei konstanter Leistung im Bestpunkt bei hohen Wirkungsgraden durchfahren. Negative Leistungen in den Bildern stellen regenerative Leistungsanteile dar, die nicht zeitgerecht genutzt oder gespeichert werden können. Deren Anteil macht aber nur wenige Prozent aus und kann daher vernachlässigt werden. In Abb. 6 sind die Stilllegungsszenarien der Kernkraftwerke berücksichtigt ebenso der massive Ausbau von Windenergie von 58 GW, davon 42 GW Onshore und 16 GW Offshore und PV mit 60 GW.

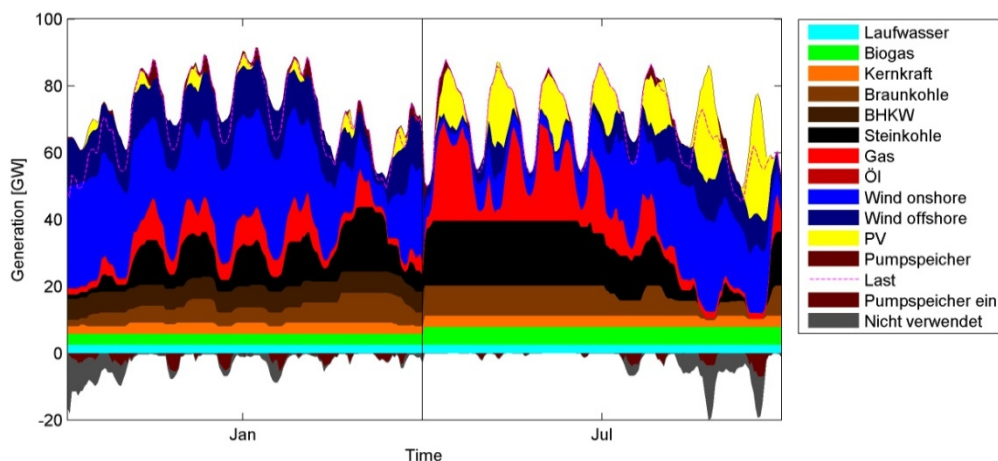


Abb. 6 Kraftwerksbetrieb in Deutschland im Jahr 2020 [8]

Die Grundlast wird hier durch die regenerativen Einspeisungen deutlich verdrängt und es sind nur noch flexibler regelbare Mittellast-Kohle und Gaskraftwerke im Einsatz. Der Anteil der nicht nutzbaren EE nimmt zu.

Zukünftiger Netzbetrieb und Rolle der thermischen Kraftwerke

Da mittelfristig keine ausreichenden Speicherkapazitäten zur Verfügung stehen, muss die Ausgleichsenergie aus thermischen Kraftwerken zur Verfügung stehen. Die Kraftwerke haben einen stark veränderten Betrieb:

- Häufiges An- und Abfahren. Die Anzahl der Startvorgänge wird sich bis 2020 verdoppeln.
- Große Leistungsgradienten und geringe Mindestlast. Im Deutschen Energiesystem sind Leistungsgradienten bis zu 15 GW/h zu erwarten, die von den thermischen Kraftwerken auszugleichen sind. Weiterhin müssen sie in der Lage sein, in Regelbereitschaft bei niedrigerer Mindestlast als bisher betriebsbereit zu bleiben.
- Niedrigere Volllaststunden. Die Volllaststunden werden von derzeit 5.000 bis 8.000 h/a auf nur mehr 1.500 bis 2.000 h/a sinken. Bei den heutigen Marktpreisen sind die thermischen Kraftwerke nicht mehr wirtschaftlich betreibbar.

Da insbesondere die PV infolge des Stundengangs der Sonne über den Tag eine steige Leistungszunahme bis zum Mittag und einen ebenso stetigen Leistungsrückgang bis zum Abend zeigt, ist es sinnvoll an den Strombörsen neben Stundenprodukte auch Gradientenprodukte zu handeln. Hiermit können auch ältere vorhandene Kraftwerke entsprechend ihren Charakteristiken sich am Ausgleichsmarkt beteiligen.

Zusammenfassung

Die sogenannte Energiewende stellt einen Transformationsprozess der Energiewirtschaft dar, bei dem langfristig fossile Energie durch erneuerbare Elektrizität substituiert wird. Die Volatilität und die geringeren Volllaststunden der EE bringen es mit sich, dass leistungsorientierte Energiesysteme mit einem höheren Anteil an Ausgleichsenergie benötigt werden. Der Speicherbedarf kann zukünftig nicht in ausreichendem Volumen aus Pumpspeichern bereit gestellt werden. Die thermischen Kraftwerke haben daher die Aufgabe, diese Aufgabe zu übernehmen. Es ist ein neues Marktdesign erforderlich, um einen sicheren Netzbetrieb hierbei zu gewährleisten.

Literatur

- [1] SEC(2008)85/3: Package for the implementation of measures für the EU's objectives an climate change and renewable energy für 2020.
- [2] L.W.M. Beurskens, M. Hekkenberg: Renewable energy projections as published in the national renewable energy action plans of the European Member States. ECN-E 10-069, 1. Feb. 2011.
- [3] Nationaler Aktionsplan 2010 für erneuerbare Energie für Österreich (NREAP-AT) gemäß Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates. Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend, 30. Juni 2010.
- [4] Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. Bundesrepublik Deutschland 2010.
- [5] Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Berücksichtigung der europäischen und globalen Entwicklung. „Leitszenario 2009“, BMU / DLR - Fraunhofer IWES – IfnE 2009.

- [6] Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. „Leitszenario 2011“, BMW / DLR – Fraunhofer IWES – IfnE, 2012.
- [7] dena-Netzstudie II: Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025.
- [8] Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke – Szenarien bis 2020. VDE-Studie 2012.
- [9] Power Vision 2040. EUREL-Study 2012.
- [10] Super for Microgrid. Forschungsprojekt, gefördert vom österreichischen Klima- und Energie Fonds 2012.