

Wie lässt sich der deutsche Exportüberschuss für Strom in 2013 erklären?

Christian Growitsch, Stephan Nagl, Jakob Peter und Christian Tode

Prinzipiell ist der Stromaustausch zwischen Ländern auf Preisunterschiede an den jeweiligen Strombörsen zurückzuführen. Bei einer beliebigen Stromnachfrage werden die Strompreise an den einzelnen Börsen vor allem von den Brennstoffpreisen, der jeweiligen Verfügbarkeit von Kraftwerken sowie der Einspeisung von erneuerbaren Energien beeinflusst. Die relativen Strompreise wiederum wirken auf den Stromaustausch. Dass sich trotz der Abschaltung von rund 8 GW Kraftwerksleistung im Zuge des Kernenergieausstiegs im Frühjahr 2011 hohe Stromexporte einstellen, könnte überraschen. Der Stromexport kann aber auf ein weiterhin bestehendes Überangebot an Kraftwerkskapazitäten, einen im europäischen Vergleich effizienten Kraftwerkspark sowie den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland zurückgeführt werden.



Die bislang national ausgerichtete „Energiewende“ und die Förderung erneuerbarer Energien müssen europäisch gedacht und ausgestaltet werden
Foto: promesaartstudio | Fotolia.com

Entwicklung des Stromnettoexports in Deutschland

Deutschland war im letzten Jahrzehnt mit durchschnittlich 17,2 TWh durchweg Nettostromexporteur und erzielte in 2013 einen Exportüberschuss in Höhe von 33,8 TWh mit einem Wert von 1,94 Mrd. €. Die wichtigsten Abnehmer für Strom aus Deutschland waren im Jahr 2013 die Niederlande

(25,1 TWh), Österreich (14,0 TWh) und die Schweiz (11,5 TWh). Importiert wurde hauptsächlich aus Frankreich (11,6 TWh), aus der Tschechischen Republik (9,7 TWh), Österreich (7,7 TWh), Schweiz (3,8 TWh) und Dänemark (3,2 TWh) (Abb. 1) [1].

In 2013 war Deutschland auch in allen Monaten Nettostromexporteur, wobei besonders viel Strom in den Herbst- und Wintermonaten

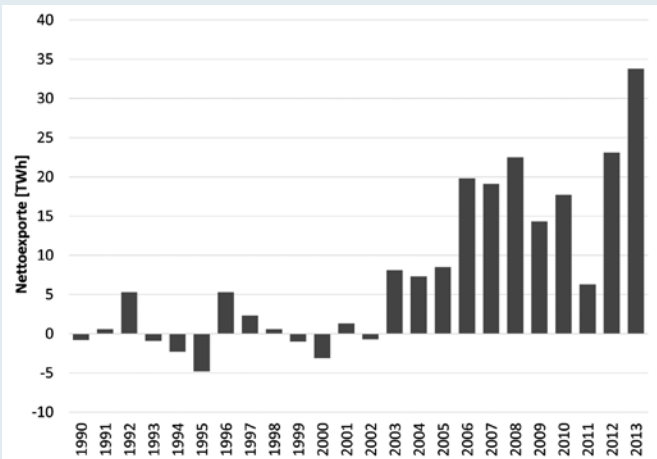


Abb. 1 Entwicklung der Nettostromexporte Deutschlands

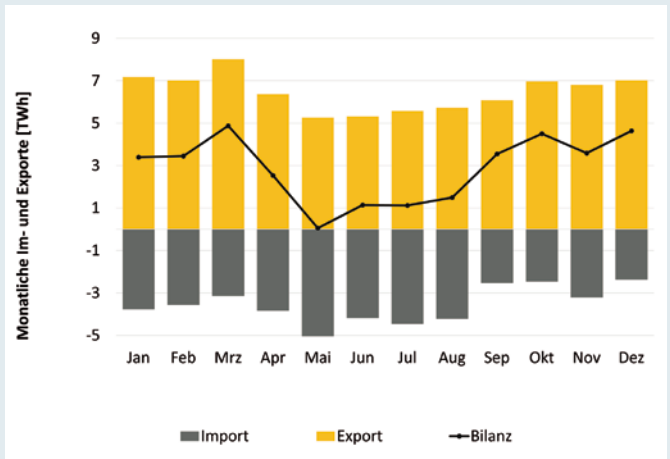


Abb. 2 Monatliche Strom-Im- und -Exporte 2013

exportiert wurde (Abb. 2). Die durchschnittlichen Nettoexporte unterscheiden sich dabei deutlich in den einzelnen Monaten: Während Deutschland in den Monaten Mai bis August einen fast ausgeglichenen Stromaustausch mit den europäischen Nachbarn hatte, wurden in den Monaten März, Oktober und Dezember jeweils mindestens 4 TWh mehr Strom exportiert als importiert.

Auffällig ist der (durchschnittlich) relativ hohe Nettostromexport in den Mittagsstunden zwischen 13 und 16 Uhr (Abb. 3): Während um die Mittagszeit mehr als 5 GWh/h exportiert wurden, lagen die Nettoexporte bei rund 2 GWh in den frühen Morgenstunden und am frühen Abend. Dementsprechend wurde zumeist bei hoher Nachfrage Strom exportiert.

Eine Zuweisung der Exporte auf einzelne Energieträger ist nicht möglich, da Strom eine leitungsgebundene Energieform ist. Es lässt sich lediglich der Strommix der jeweiligen Stunden den Nettostromexporten gegenüberstellen. Dieser liefert eine Indikation, welche Technologien überdurchschnittlich zu den Stromexporten beigetragen haben. Da derzeit keine zuverlässigen Daten über den stündlichen Kraftwerkseinsatz der konventionellen Anlagen in 2013 öffentlich verfügbar sind [1], können nur Teilanalysen für die Einspeisung von Wind- und Solaranlagen durchgeführt werden.

In 2013 wurde tendenziell mehr Strom neto exportiert, wenn Wind- und Solaranlagen

überdurchschnittlich viel Strom ins Netz eingespeist haben (Abb. 4). Dieser Zusammenhang ist aus ökonomischer Sicht wenig überraschend. Die Kostenstruktur von Solar- und Windkraftanlagen ist vor allem von hohen initialen Investitionskosten geprägt. Im späteren Betrieb der Anlagen fallen für die Erzeugung einer Kilowattstunde Strom kaum weitere Kosten an. Damit können diese Kraftwerke (dargebotsabhängig) für nahezu 0 €/MWh in den Strommarkt bieten und befinden sich am linken Rand der Stromangebotskurve (Merit-Order).

Witterungsabhängig kommt es so zu einer Verschiebung der konventionellen Kraftwer-

ke in der Stromangebotskurve nach rechts. Nicht nur in einem isolierten nationalen Elektrizitätssystem würde dies unausweichlich zu einer Senkung des Großhandelspreises führen (Abb. 5).

Der zugrunde liegende Effekt lässt sich am besten anhand eines Beispiels verdeutlichen. Angenommen, in einem ebenfalls isolierten benachbarten Land bestünde zwar ein identischer konventioneller Kraftwerkspark, aber eine deutliche geringere Kapazität an Solar- und Windkraftanlagen, würde sich in Zeiten hoher Wind- und/oder Solareinspeisung dort ein höherer Großhandelspreis einstellen. Sobald jedoch

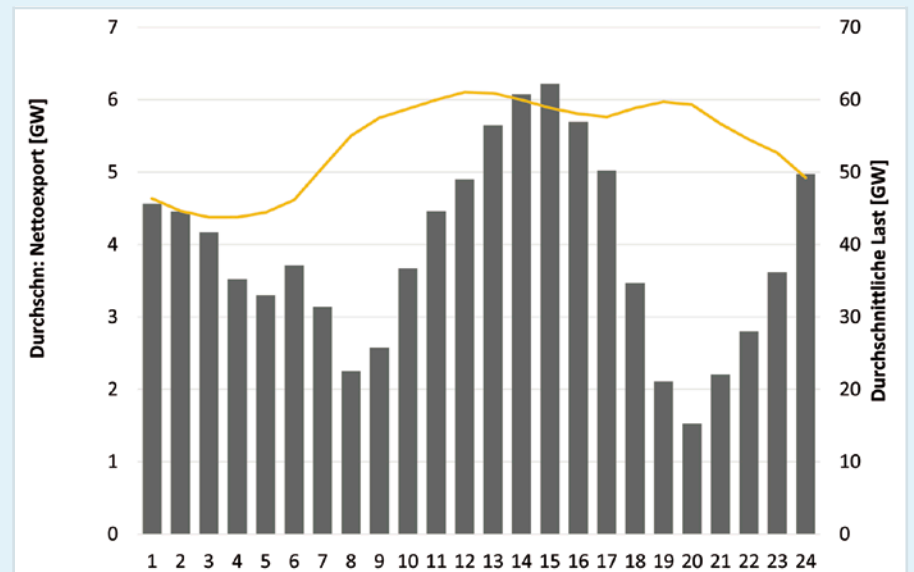


Abb. 3 Nettostromexport und Last nach der Tageszeit

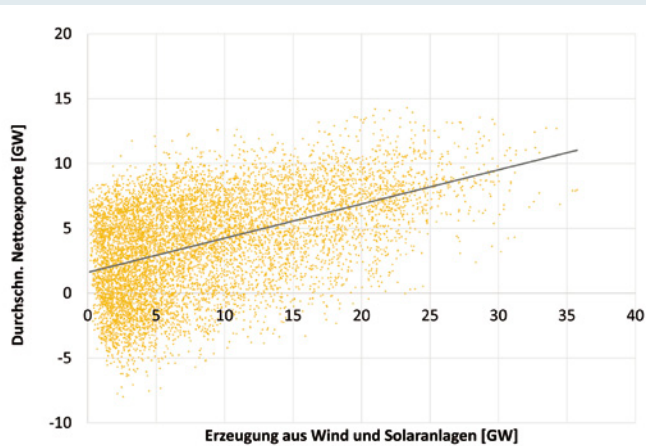


Abb. 4 Erzeugung aus Wind- und Solaranlagen und Nettostromexporte

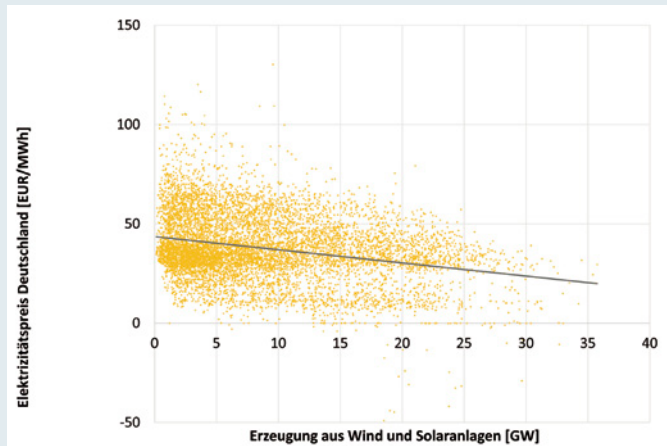


Abb. 5 Erzeugung aus Wind- und Solaranlagen und Strompreis

zwischen beiden Märkten eine Verbindung geschaffen würde, ergäbe sich eine Arbitragemöglichkeit für die Marktteilnehmer. Infolgedessen würde der vorher niedrige Strompreis im Land mit hoher Erzeugung aus erneuerbaren Energien steigen und der Strompreis im Land mit geringer Erzeugung aus erneuerbaren Energien sinken. Bei ausreichender Übertragungskapazität zwischen den Märkten wäre die Gleichheit der Preise die Folge.

Ursachen, Auswirkungen und Effekte

Der zunehmende Export ist auf eine Kombination einer hohen Erzeugung aus erneuerbaren Energien und im europäischen Vergleich vergleichsweise kostengünstiger konventioneller Stromerzeugung zurückzuführen. Der im Beispiel herangezogene Fall ist neben der Einspeisung von erneuerbaren Energien auch vom Kraftwerkspark in den verbundenen Ländern abhängig. Es wird unmittelbar ersichtlich, dass sich ein Export nur einstellt, wenn zusätzliche Stromerzeugung in Deutschland günstiger ist als im Ausland – unabhängig, ob es sich dabei um erneuerbare oder konventionelle Kraftwerke handelt. Da in jüngster Zeit in Deutschland vorwiegend neue Kapazitäten an grenzkostengünstigen erneuerbaren Energien geschaffen wurde, haben die Stunden zugenommen, in denen mit im Vergleich zum Ausland geringen Grenzkosten Strom produziert wird. Infolgedessen konnten sowohl erneuerbare als

auch aufgrund Vernachlässigung gewisser Externalitäten kostengünstige konventionelle Kraftwerke (bspw. Nuklear-, Braunkohle oder neue Steinkohlekraftwerke) in Deutschland ihre Elektrizität im Ausland vermarkten, was mit höheren Exporten einherging.

Diese Überlegungen zeigen deutlich, dass niedrige Elektrizitätserzeugungskosten in Deutschland zu Exporten führen. Dies wiederum bedingt, dass die Großhandelspreise im Inland steigen und im Ausland sinken. Neben einem offensichtlichen Außenhandelsüberschuss (1,94 Mrd. € in 2013) hat dies zwei bedeutende Auswirkungen:

- Zum einen ist der Grenznutzen weiterer Erzeugung aus erneuerbaren Energien auch bezüglich des Stromaußenhandels langfristig abnehmend. Das heißt, je mehr Strom aus Deutschland exportiert wird, desto mehr sinkt der Preis in den benachbarten Nationen und damit auch der Ertrag aus jeder zusätzlich exportierten Stromerzeugungsmenge.
- Zum anderen ergeben sich Verteilungseffekte, die zu diskutieren sind. Ökonomisch spricht man in diesem Zusammenhang von zusätzlicher Erzeugung aus erneuerbaren Energien unter dem EEG, höheren Exporten und damit resultierenden Großhandelspreissenkungen im Ausland von einer Externalität der nationalen Förderung von erneuerbaren Energien. Aus dieser Externalität ergeben sich Effekte auf Produzenten- und Konsumentenseite.

Grundsätzlich sinkt in jedem Jahr die Konsumentenwohlstand des nicht-privilegierten Endverbrauchs um den Betrag der Differenzkosten für die Förderung erneuerbarer Energien. Der Wirkungszusammenhang ist dabei wie folgt und gilt unabhängig von Stromexporten in benachbarte Länder. Durch den Export von Elektrizität sinken im Ausland die Preise, während sie in Deutschland ansteigen. Dies führt unmittelbar zu einer steigenden Produzentenrente für inländische Erzeuger konventionellen Stroms. Für Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien resultiert aus dem Stromexport dagegen keine Rentenänderung, er erhält eine fixe Einspeisevergütung [2]. Der Übertragungsnetzbetreiber, der den erneuerbaren Strom aufnimmt und den Produzenten mit dem festen Vergütungssatz kompensiert, veräußert die Strommengen zum nationalen Strompreis. Da er die Differenzkosten aus gezahlten Vergütungssätzen und Erlösen am Strommarkt durch die EEG-Umlage von den nicht-privilegierten Endverbrauchern ausgeglichen bekommt, ist auch der Netzbetreiber vom Stromexport nicht beeinflusst.

Auf Konsumentenseite ergeben sich unterschiedliche Effekte. Für alle Endverbraucher sinkt die Konsumentenrente für den konventionellen Anteil am Strommix analog zum Anstieg der Produzentenrente von Erzeugern konventionell erzeugten Stroms durch steigende nationale Strompreise.

Für Konsumenten im nicht-privilegierten Endverbrauch ändern die Exporte jenseits

der ohnehin erlittenen Konsumentenrentenverluste aus den konventionellen Exporten und den Differenzkosten nichts. Durch die export-induziert steigenden Preise sinken die Differenzkosten entsprechend; die Exporte sind für den Teil der Erneuerbaren am Strommix somit für die die EEG-Umfrage zahlenden Konsumenten rentenneutral.

Für den privilegierten Endverbrauch ergibt sich ein Rentenverlust aus dem Export des Merit-Order-Effekts.

Die genannten Verteilungswirkungen zwischen Produzenten und Konsumenten im In- und Ausland werden in der politischen Diskussion nicht adressiert. Das energiepolitische Ziel zum Ausbau erneuerbarer Energien bezieht die gesamte inländische Erzeugung aus erneuerbaren Energien auf den inländischen Bruttostromverbrauch. Exporte des Stroms von Erneuerbaren zählen damit für die Zielerreichung in gleichem Maße wie inländisch verbrauchte Mengen.

Bei Erreichung der Ziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien bis 2020 werden die Exporte bei hoher Einspeisung aus Wind- und Solaranlagen zunehmen. Die derzeitigen Ziele der Bundesregierung beinhalten einen weiteren Ausbau der Wind- und Photovoltaikanlagen. Unter anderem sollen Photovoltaikanlagen bis zu einer Leistung von 52 GW weiter gefördert werden. Dies wird dazu führen, dass Stromexporte bei hoher Einspeisung von Wind- und Solaranlagen weiter zunehmen. Dies verdeutlichen Simulationsrechnungen des EWI.

Nationale Energiewende europäisch denken!

Es gilt, die bislang national ausgerichtete „Energiewende“ europäisch zu denken und entsprechend die Förderung erneuerbarer Energien europäisch auszugestalten. Zum einen können aufgrund heterogener Standortbedingungen für Wind- und Solaranlagen die Kosten durch eine europäisch ausgestaltete Förderung insgesamt reduziert werden. Zum anderen besteht dann die Möglichkeit, die Kosten für den Ausbau der Anlagen auf alle Stromverbraucher in Europa zu verteilen. Denn ein effizienter Stromaustausch innerhalb Europas ist sinn-

voll und im Sinne des europäischen Binnenmarkts für Energie.

Anmerkungen

[1] Zwar stellt die EEX-Transparency Platform ex-post Erzeugungsdaten zur Verfügung, allerdings basiert dies auf freiwilliger Meldung der Marktteilnehmer und daher besteht weder eine hundertprozentige Vollständigkeit noch Zuverlässigkeit der Daten.

[2] Nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2012.

Quellen

AGEB: Stromerzeugung nach Energieträgern. Stand 11.6.2014.

AGEB: Energieverbrauch in Deutschland - Daten für das 1. bis 4. Quartal 2013.

BMWi: Schriftliche Frage an die Bundesregierung im Monat Juni 2014, Frage 85. 6.2.2013.

EEX: Strom Spotmarkt - EPEX SPOT, 2014.

ENTSO-E: Cross-Border Commercial Schedules. Transparency platform, 2014.

ENTSO-E: Load and consumption data. Transparency platform, 2014.

Weiterführende Informationen

Prognos, EWI, GWS: Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose. Studie im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Basel/Köln/Osnabrück 2014.

EWI: Trendstudie Strom 2022 - Belastungstest für die Energiewende. Studie im Auftrag des Bundesverbands der Deutschen Industrie e. V., Köln 2014.

EWI: Flexibility options in European electricity markets in high RES-E scenarios. Studie im Auftrag der Internationalen Energieagentur (IEA), Köln 2012.

PD Dr. Chr. Growitsch (HWWI), Dr. St. Nagl (KPMG), MSc ETH Masch.-Ing. J. Peter und Dipl.-Ing. Chr. Tode, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI)
jakob.peter@ewi.uni-koeln.de

LEIPZIGER
MESSEN
850
Jahre



FLEXIBLE UND EFFIZIENTE ENERGIESYSTEME

27.–29. JANUAR 2015
LEIPZIGER MESSEGELÄNDE

www.enertec-leipzig.de

- die Energiefachmesse in Leipzig
- neueste Technologien
- innovative Dienstleistungen
- aktuelle Rahmenbedingungen
- mit hochkarätigem Fachprogramm

enerTEC 
INTERNATIONALE FACHMESSE FÜR ENERGIEERZEUGUNG,
ENERGIEVERTEILUNG UND -SPEICHERUNG

IM VERBUND MIT:
terraTEC 
INTERNATIONALE FACHMESSE FÜR UMWELTECHNIK
UND -DIENSTLEISTUNGEN