

Risiken der Energiewende für die Industrie

Hanno Kempermann und Hubertus Bardt

Die Energiewende stellt eine grundlegende Veränderung der Stromversorgungsstruktur in Deutschland dar. Bisher werden die auch zukünftig weiter steigenden Strompreise gegenüber stromintensiven Unternehmen durch Ausnahmeregelungen abgemildert. Werden diese infrage gestellt, hat das nicht nur Auswirkungen auf jene Industrien. Gerade der hierzulande enge Verbund der Wirtschaft – vor allem bei der gemeinsamen Entwicklung von Innovationen – ist ein echter Wettbewerbsvorteil. Ein Abwandern energieintensiver Unternehmen würde damit auch andere Bereiche der deutschen Industrie in ihrer Wettbewerbsfähigkeit schwächen. Handfeste Risiken stehen somit neuen Marktchancen gegenüber, die sich durch die Energiewende insbesondere bei den erneuerbaren Energien und den Techniken zur Verbesserung der Energieeffizienz ergeben.

Die Industrie zählt zu den Hauptbetroffenen der Energiewende. Als großer Stromabnehmer sieht sie sich allen entstehenden Risiken bei Versorgung und Kosten ausgesetzt. Die Aufrechterhaltung der Stromversorgung ist für die Industrie, aber auch für die öffentlichen Infrastrukturen und für die Privathaushalte essenziell [1]. Offensichtlicher sind jedoch zunächst die Kostenprobleme, die durch erhöhte Energiepreise entstehen.

Die Diskussion um das Zurückfahren bestimmter Ausnahmeregelungen ist zudem ein politisches Risiko, welches Investitionsentscheidungen am Standort Deutschland erschwert. Dies trifft insbesondere energieintensive Industrien. Ferner können auch die weniger betroffenen Branchen an Wettbewerbsfähigkeit einbüßen, und zwar durch die Veränderung der Wertschöpfungsketten. Mit der Energiewende sind



Eine Gefährdung der energieintensiven Branchen ist auch ein Risiko für das Wohlstandsmodell Deutschlands
alphaspirit | Fotolia.com

Überblick

Ausgehend von der Darstellung des Studiendesigns der Befragung der deutschen Industrie zur Betroffenheit von der Energiewende, werden im ersten Teil die aktuellen Wirkungen der Energiepolitik auf die deutschen Unternehmen zusammengefasst. Anschließend werden die Einflüsse auf die Wertschöpfungsketten und die Innovationsfähigkeit genauer analysiert. Im dritten Schritt zeigen die Autoren, welche Chancen die deutsche Industrie aus der Energiewende schöpft. Abschließend erfolgt eine Einschätzung zum Verhältnis von Chancen und Risiken der aktuellen Energiepolitik für den Standort Deutschland.

allerdings auch einige neue wirtschaftliche Chancen verbunden.

Im Folgenden werden Ergebnisse der 18., 19. und 20. Welle des Zukunftspanels des Instituts der deutschen Wirtschaft Köln zur Betroffenheit der Industrie von der Energiewende analysiert und diskutiert [2]. Die Befragungen wurden im Januar, März und Juli 2012 durchgeführt.

Analysemethodik

Bei der Analyse der Ergebnisse für das Verarbeitende Gewerbe konnten je nach Filter zwischen 250 und 1 500 Antworten auf die jeweiligen Fragen berücksichtigt werden. Bei einem Großteil der Ergebnisse wird darüber hinaus nach einer aggregierten Erfolgstypisierung zwischen Unternehmen vom Typ-D und vom Typ-0 differenziert.

Unternehmen vom Typ-D bilden die Avantgarde in Deutschland – sie vereinen drei Erfolgsmerkmale auf sich [3]: Sie sind internationalisiert, forschen und entwickeln und sind innovativ. Dazu gehören knapp 60 % der Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes. Im Vergleich zu ihnen sind Typ-0-Unternehmen – sie besitzen keines oder nur eines dieser drei Merkmale – deutlich weniger erfolgreich. Der Erfolgsunterschied ist auf dem 5 %-Niveau statistisch signifikant.

Erfolg wird dabei über den IW-Erfolgsindex gemessen. Dieser Index berücksichtigt die Umsatz- und Beschäftigtenentwicklung und die Nettoumsatzrenditen der letzten drei Jahre sowie die kurz- und mittelfristigen Geschäftserwartungen. Damit fließen in den Index vergangenheitsorientierte Werte und prognostizierbare zukünftige Werte (etwa über den Auftragseingang) ein.

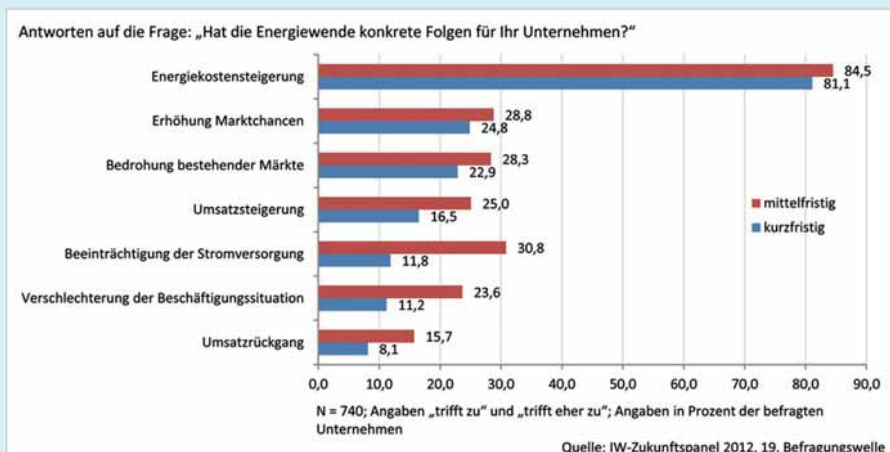


Abb. 1 Direkte Folgen der Energiewende für die Industrie

Neben der Typen-Differenzierung wird ein Teil der Ergebnisse auch differenziert nach vier wichtigen Industriebranchen ausgewertet: Chemie, Maschinenbau, Metall (Metallerzeugung/-bearbeitung und Herstellung von Metallerzeugnissen zu einer Branche zusammengefasst) sowie Elektro/Kfz. Die beiden Branchen Elektronik und Kraftfahrzeugbau wurden zusammengefasst, um eine hinreichend hohe Fallzahl für robuste Aussagen hinsichtlich der Befragungsergebnisse zu gewährleisten.

Die Resultate sind vom Gewichtungsmittel abhängig, das für die Hochrechnung genutzt wird. In Deutschland gehören rd. 93 % aller Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes zu der Klasse mit weniger als 50 Beschäftigten. Bei einer Gewichtung nach der Anzahl der Unternehmen würden demnach die Aussagen kleiner Unternehmen die Ergebnisse deutlich dominieren, während Großunter-

nehmen stark unterrepräsentiert wären. Diese stellen jedoch knapp 80 % aller Beschäftigten. Deshalb wird hier die Gewichtung nach Beschäftigten und nicht nach der Unternehmensanzahl gewählt. Bei der Auswertung der Antworten soll so eine Quantifizierung hinsichtlich der Bedeutung für das Verarbeitende Gewerbe ermöglicht werden.

Direkte Wirkungen

Schon heute bemerken Unternehmen Veränderungen aufgrund der Energiewende. Dabei geht es jedoch nicht nur um den Kernenergieausstieg, sondern auch und vor allem um die Wirkungen der längerfristigen Anpassungen hin zu einer Stromversorgung mit stark steigenden Anteilen erneuerbarer Energien.

Die deutschen Unternehmen registrieren eine Verschlechterung der Kostensituation. Während die marktbasieren Nettopreise

für den Strombezug in den letzten Jahren ziemlich konstant geblieben sind, sind die Abgaben durch Steuern und Umlagen deutlich gewachsen. Über 80 % der Unternehmen haben deshalb merkbare Energiekostensteigerungen zu schultern. Auf mittlere Sicht nimmt dieser Anteil voraussichtlich weiter zu (siehe Abb. 1).

Verbesserte Marktchancen durch die Energiewende sieht kurzfristig knapp ein Viertel der Unternehmen. Mit den Marktchancen einhergehend hält ein Viertel der Unternehmen mittelfristige Umsatzsteigerungen durch die Energiewende für realisierbar. Etwas größer ist der Anteil der Unternehmen, die bestehende Märkte bedroht sehen. Ein damit zusammenhängendes Sinken der Beschäftigtenzahlen oder der Umsätze erwarten kurzfristig jeweils ungefähr 10 % der Unternehmen, mittelfristig allerdings fast 24 % (Beschäftigung) bzw. fast 16 % (Umsätze).

Die größte Veränderung vermuten die Unternehmen bei der Stabilität der Stromversorgung. Während lediglich knapp 12 % von ihnen angeben, dass die Beeinträchtigung ihrer Stromversorgung für sie bereits kurzfristig eine konkrete Folge der Energiewende ist, steigt dieser Anteil bei der mittelfristigen Betrachtung auf knapp 31 % und damit um fast 20 Prozentpunkte.

Die Resultate zeigen, dass besonders die steigenden Energiekosten Einfluss auf die Unternehmen haben. Diese Beobachtung gibt speziell für energieintensive Unternehmen Anlass zur Besorgnis. Unternehmen, bei denen die Energiekosten einen signifikanten Anteil an den Gesamtkosten ausma-

Tab. 1: Direkte Folgen der Energiewende für einzelne Branchen

	Verarbeitendes Gewerbe	Typ-0	Typ-D	Chemie und Kunststoff	Metall	Maschinenbau	Elektro/Kfz
Erhöhung Marktchancen	24,8 %	18,8 %	26,8 %	21,9 %	17,5 %	28,4 %	42,1 %
Bedrohung bestehender Märkte	22,9 %	16,0 %	24,2 %	33,3 %	41,8 %	10,1 %	13,6 %
Umsatzsteigerung	16,5 %	11,2 %	19,0 %	4,4 %	9,0 %	17,4 %	35,8 %
Umsatzrückgang	8,1 %	8,4 %	7,2 %	6,0 %	8,6 %	4,7 %	16,7 %
Energiekostensteigerung	81,1 %	72,2 %	83,3 %	81,2 %	77,9 %	70,8 %	91,8 %
Verschlechterung der Beschäftigungssituation	11,2 %	9,0 %	13,0 %	15,5 %	17,7 %	4,1 %	12,5 %
Beeinträchtigung der Stromversorgung	11,8 %	6,0 %	14,3 %	18,5 %	18,9 %	3,4 %	11,8 %

N = 740; Antworten auf die Frage: „Hat die Energiewende bereits konkrete Folgen für Ihr Unternehmen?“; Angaben „trifft zu“ und „trifft eher zu“;

Typ-D: Unternehmen, die internationalisiert sind, forschen und entwickeln und Innovationen hervorbringen;

Typ-0: Unternehmen, die keinen oder nur einen der drei Erfolgsfaktoren von Typ-D aufweisen;

Metallbranche: zusammengefasst aus den beiden Branchen Metallerzeugung/-bearbeitung und Herstellung von Metallerzeugnissen; Elektrobranche: zusammengefasst aus den beiden Branchen Geräte der Elektrizitätserzeugung sowie Nachrichtentechnik, Rundfunk- und Fernsehgeräte, elektronische Bauelemente.

Quelle: IW-Zukunftspanel 2012, 19. Befragungswelle.

chen, können durch Kostensteigerungen, die nur Deutschland und nicht die Wettbewerber in anderen Ländern betreffen, stark unter Druck geraten.

In Tab. 1 wird die Bewertung der Folgen der Energiewende differenziert dargestellt nach den vier Branchen Chemie, Metall, Maschinenbau und Elektro/Kfz sowie den beiden Erfolgstypen Typ-D und Typ-0. Es offenbaren sich ebenso deutliche Branchenunterschiede wie auch Unterschiede zwischen den Erfolgstypen. Während bspw. mit über 40 % vor allem die Unternehmen der Branche Elektro/Kfz erhöhte Marktchancen durch die Energiewende sehen, erwarten Unternehmen der Metallbranche zu über 40 % eine Bedrohung der bestehenden Märkte.

Dies zeigt sich auch bereits in der Umsatzentwicklung: Gut ein Drittel der Elektro-/Kfz-Unternehmen konnten Umsatzsteigerungen durch die Energiewende realisieren. Nur etwa jedes elfte Metallunternehmen erreichte dies, in der Chemiebranche war es nicht einmal jedes zwanzigste. Unternehmen, die forschen, innovieren und im Ausland tätig sind, können offenbar stärker von der Energiewende profitieren. Fast 20 % der Unternehmen vom Typ-D konnten ihren Umsatz steigern, während dies beim Typ-0 nur rd. 11 % gelang.

Jeweils fast 19 % der Unternehmen der Chemie- und der Metallbranche hatten bereits Beeinträchtigungen der Stromversorgung hinzunehmen. Für das gesamte Verarbeitende Gewerbe liegt dieser Anteil bei nur knapp 12 %. Energiekostensteigerungen betreffen mehr die Typ-D- als die Typ-0-Unternehmen. Gut 83 % der überdurchschnittlich erfolgreichen Unternehmen müssen Energiekostensteigerungen auffangen. Der Anteil bei den Typ-0-Unternehmen liegt gut elf Prozentpunkte darunter. In der Branchenabgrenzung sind es vor allem die Unternehmen der Branche Elektro/Kfz, die Energiekostensteigerungen abzufedern haben.

Bei der Betrachtung der direkten Betroffenheit ist zunächst einmal der Stromverbrauch der Unternehmen entscheidend. Mit Blick auf die gesamte Stromnachfrage des Verarbeitenden Gewerbes bei Versorgungsunternehmen nehmen die Chemische Industrie und die Metallherzeugung/-bearbeitung mit 19 % und gut 18 % eine besondere

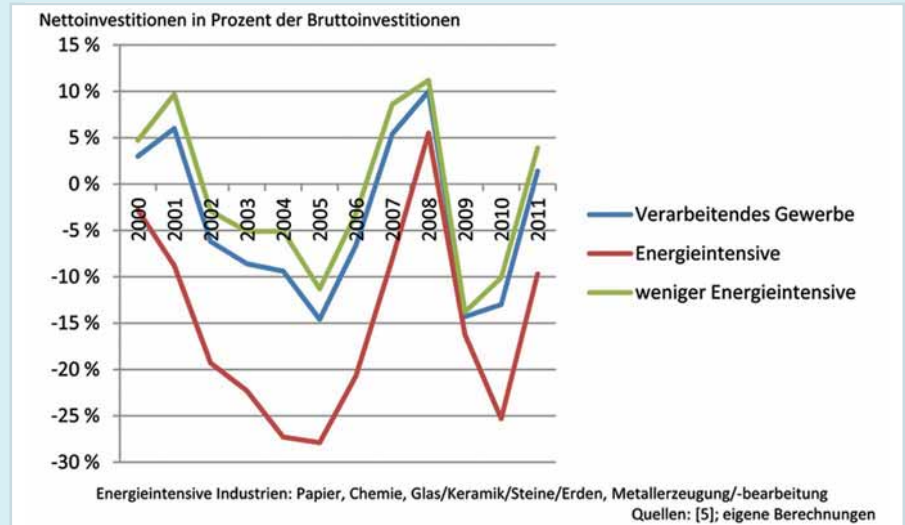


Abb. 2 Desinvestition bei energieintensiven Unternehmen

Rolle ein. Keine andere Branche kauft so viel Strom. Mit Anteilen zwischen 8,3 und 5,5 % des industriellen Stromeinkaufs folgen Kraftwagenherstellung, Papierindustrie, Nahrungs- und Futtermittelherstellung, Gummi- und Kunststoffindustrie, Herstellung von Metallzeugnissen, Glas- und Keramikindustrie sowie der Maschinenbau.

Wie wichtig die Energiefrage schon heute ist, zeigt das Ergebnis einer Untersuchung des Zentrums für Europäische Wirtschaftsforschung für die KfW Bankengruppe. Danach halten 61 % der Unternehmen die Energiekosten für besonders wichtig bei der Standortentscheidung über Neuinvestitionen [4].

Ein erstes Anzeichen für die schwierige Situation und das fehlende Vertrauen in die Qualität des Standorts Deutschland hinsichtlich seiner Kostensituation liegt in den schwachen Nettoinvestitionen der energieintensiven Unternehmen (siehe Abb. 2). Während bei der sonstigen Industrie die Nettoinvestitionen grob gerechnet zwischen

+10 und -15 % der Bruttoinvestitionen ausmachten, war dieser Anteil in den energieintensiven Branchen in den Jahren seit 2000 fast durchgängig stark negativ. In diesen Branchen überstiegen also die Abschreibungen fast immer die Gesamtinvestitionen. In der Spitze lagen die Nettoinvestitionen im Jahr 2005 bei 27,9 % der Bruttoinvestitionen. Selbst im Boomjahr 2008 lag dieser Quotient gerade mal bei +5,5 %. Über die Jahre ist es kaum zu einem Ersatz der Abschreibungen durch neue Investitionen gekommen. Ein schleichender Desinvestitionsprozess findet statt, der bei verstärkten Energiekostenbelastungen noch kritischer zu werden droht.

Einflüsse auf Wertschöpfungsketten und Innovationsfähigkeit

Neben den direkten Wirkungen der Energiewende auf die Unternehmen sind auch indirekte Wirkungen zu erwarten, und zwar über bestehende Wertschöpfungsketten und Netzwerke. Die deutsche Wirtschaft zeich-

Tab. 2: Risiko des Wegbrechens von deutschen Partnern innerhalb der Lieferkette energieintensiver Unternehmen

	Ja	Nein
Energieintensive Unternehmen als Lieferant	37,4 %	62,6 %
Energieintensive Unternehmen nicht als Lieferant	24,4 %	75,6 %
Zusammenarbeit mit energieintensiven Unternehmen im Netzwerk	41,1 %	58,9 %
Keine Zusammenarbeit mit energieintensiven Unternehmen im Netzwerk	28,8 %	71,2 %

N = 1 500; hochgerechnete, mitarbeitergewichtete Ergebnisse; Angaben in Prozent der befragten Unternehmen.
 Quellen: IW-Zukunftspanel 2012, 18. Befragungswelle; [6].

Tab. 3: Einfluss des Abwanderns energieintensiver Unternehmen

	Negative Beeinflussung des Geschäftserfolgs des eigenen Unternehmens	Negative Beeinflussung des Geschäftserfolgs, weil heimische FuE-Netzwerke mit energieintensiven Unternehmen wahrscheinlich nicht mehr aufrechtzuerhalten sind
Metall	59,3 %	35,4 %
Chemie und Kunststoff	38,6 %	15,3 %
Maschinenbau	29,0 %	10,1 %
Elektro/Kfz	32,9 %	13,6 %
Verarbeitendes Gewerbe insgesamt	35,7 %	12,9 %

N = 1 500; Hochgerechnete, mitarbeitergewichtete Ergebnisse; Metallbranche: zusammengefasst aus den beiden Branchen Metallbearbeitung/-erzeugung und Herstellung von Metallerzeugnissen; Elektrobranche: zusammengefasst aus den beiden Branchen Geräte der Elektrizitätserzeugung sowie Nachrichtentechnik, Rundfunk- und Fernsehgeräte, elektronische Bauelemente.

Quellen: IW-Zukunftspanel 2012, 18. Befragungswelle; [6].

net sich durch eine breite Industriestruktur und intensive Lieferbeziehungen aus, die einen hohen Grad von Arbeitsteilung ermöglichen. Dies bringt einerseits Vorteile durch die Konzentration auf Kernkompetenzen und die Erzielung von Spezialisierungsvorteilen. Andererseits können damit auch Nachteile durch entstehende Abhängigkeiten einhergehen. Sollten wichtige Lieferanten in den Lieferketten wegfallen und Wertschöpfungsketten reißen, sind negative Folgewirkungen für eine Vielzahl verbundener Unternehmen wahrscheinlich.

Mehr als 80 % der Unternehmen geben an, energieintensive Lieferanten zu haben. Die Lieferbeziehungen können demnach als sehr eng betrachtet werden. Auch die Netzwerkverbindungen sind ausgeprägt. Gut 40 % der Unternehmen arbeiten in Netzwer-

ken mit energieintensiven Unternehmen zusammen. Die energieintensiven Unternehmen haben demzufolge nicht nur über Lieferbeziehungen, sondern auch über Netzwerke direkten Einfluss auf das Verarbeitende Gewerbe insgesamt.

Durchschnittlich rund ein Drittel der Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes sieht prinzipiell das Risiko, dass deutsche Unternehmen innerhalb der Lieferketten ausfallen. Ein überdurchschnittlich hoher Anteil derer, die mit energieintensiven Unternehmen über Liefer- oder Netzwerkbeziehungen zusammenarbeiten, befürchtet einen negativen Einfluss auf die Stabilität von Wertschöpfungsketten: Jeweils ungefähr 40 % dieser Unternehmen sehen das Risiko des Wegbrechens von Kettengliedern (siehe Tab. 2). Bei denjenigen ohne Verflechtungen

mit energieintensiven Unternehmen ist es jeweils nur ungefähr ein Viertel.

Die Energiewende wird demnach als konkretes Risiko für die Stabilität von Wertschöpfungsketten gesehen. Die Unternehmen erwarten, indirekt davon betroffen zu sein, wenn deutsche energieintensive Unternehmen aufgrund von Kostensteigerungen oder sinkender Netzqualität deutlich an Wettbewerbsfähigkeit verlieren sollten. Durch die engen Beziehungen zwischen energieintensiven und anderen Unternehmen erhöht die Energiewende die Unsicherheit in weiten Teilen des Verarbeitenden Gewerbes.

Auch auf individueller Unternehmensebene wird ein Abwandern energieintensiver Unternehmen als kritisch beurteilt. Mehr als ein Drittel der Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes geht davon aus, dass dies negative Auswirkungen auf den Geschäftserfolg hätte. Ferner sehen knapp 13 % die Fortführung heimischer Netzwerke der Forschung und Entwicklung (FuE) in Gefahr, da energieintensive Unternehmen spezifische Kernfunktionen in den Netzwerken übernehmen (siehe Tab. 3).

Energieintensive Unternehmen als wichtige Kettenglieder

Energieintensive Unternehmen sind also für viele andere Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes entscheidend, um ihre eigene Wettbewerbsfähigkeit weiterhin aufrechtzuerhalten zu können. Vor allem die Innovationskraft der energieintensiven Unternehmen wird als bedeutsam eingeschätzt (siehe Tab. 4). Im Verarbeitenden Gewerbe insgesamt liegt der Anteil der Unternehmen,

Tab. 4: Innovationskraft und -impulse energieintensiver Unternehmen

	Typ-0	Typ-D	Verarbeitendes Gewerbe
Bedeutung der Innovationskraft energieintensiver Unternehmen für das eigene Unternehmen			
Sehr wichtig	6,6 %	25,4 %	23,6 %
Eher wichtig	42,6 %	47,7 %	46,7 %
Eher unwichtig	43,8 %	24,6 %	27,2 %
Völlig unwichtig	7,0 %	2,3 %	2,5 %
Insgesamt	100,0 %	100,0 %	100,0 %
Innovationsimpulse für das eigene Unternehmen durch die Zusammenarbeit mit energieintensiven Unternehmen			
Ja, regelmäßige Impulse	4,7 %	9,4 %	9,7 %
Ja, unregelmäßige Impulse	20,4 %	38,1 %	36,7 %
Keine Impulse	74,9 %	52,5 %	53,6 %
Insgesamt	100,0 %	100,0 %	100,0 %

N = 630; hochgerechnete, mitarbeitergewichtete Ergebnisse; Typ-D: Unternehmen, die internationalisiert sind, forschen und entwickeln und Innovationen hervorbringen; Typ-0: Unternehmen, die keinen oder nur einen der drei Erfolgsfaktoren von Typ-D aufweisen.

Quellen: IW-Zukunftspanel 2012, 18. Befragungswelle; [6].

Tab. 5: Einfluss des Sitzes energieintensiver Unternehmen

	Typ-0	Typ-D	Verarbeitendes Gewerbe
Wir würden Lieferbeziehungen mit dem Ausland eingehen, aber keine gemeinsamen Entwicklungstätigkeiten.	11,8 %	12,9 %	12,5 %
Wir würden Lieferbeziehungen und Entwicklungstätigkeiten mit dem Ausland eingehen.	1,7 %	16,9 %	15,3 %
Es kommt darauf an, in welches Land der Zulieferer ginge (geografische Nähe, Regulierungen etc.).	27,3 %	28,6 %	29,3 %
Es spielt keine Rolle, in welchem Land das Unternehmen ansässig ist.	59,2 %	41,6 %	42,8 %
Insgesamt	100,0 %	100,0 %	100,0 %

N = 715; hochgerechnete, mitarbeitergewichtete Ergebnisse;
 Typ-D: Unternehmen, die internationalisiert sind, forschen und entwickeln und Innovationen hervorbringen;
 Typ-0: Unternehmen, die keinen oder nur einen der drei Erfolgsfaktoren von Typ-D aufweisen.

Quellen: IW-Zukunftspanel 2012, 18. Befragungswelle; [6].

welche die Innovationskraft deutscher energieintensiver Unternehmen für das eigene Unternehmen für wichtig halten, bei über 70 %. Innovative energieintensive Zulieferer tragen damit zum Erfolg von weiten Teilen des Verarbeitenden Gewerbes bei.

Bei einem Verlust dieser Innovationsleistungen droht ein Sinken der Wettbewerbsfähigkeit des Industriestandorts Deutschland. Besonders betroffen wären die überdurchschnittlich erfolgreichen Unternehmen, die zum Typ-D und damit zur Avantgarde Deutschlands gehören. Für fast drei Viertel dieser Unternehmen ist die Innovationskraft energieintensiver Unternehmen wichtig. Ähnlich bedeutsam sind die Innovationsimpulse, die aus der Zusammenarbeit mit energieintensiven Unternehmen hervorgehen und die Wettbewerbsfähigkeit direkt steigern. Über 45 % der Unternehmen profitieren hiervon, wobei es sich ebenfalls vor allem um Typ-D-Unternehmen handelt.

Die bisherigen Resultate belegen, wie entscheidend energieintensive Unternehmen für die deutsche Volkswirtschaft sind. Weniger als 43 % der Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes geben an, dass es keine Rolle für die Zusammenarbeit spielt, in welchem Land das energieintensive Unternehmen ansässig ist. Knapp ein Drittel der Unternehmen erachtet es dagegen als wichtig, in welchem Land ein energieintensiver Zulieferer, mit dem in Deutschland eine Zusammenarbeit besteht, abwandern würde. Jedes achte Unternehmen würde zwar Lieferbeziehungen mit ausländischen energieintensiven Unternehmen eingehen, aber keine gemeinsamen Entwicklungstätigkeiten anstreben. Ein etwas höherer Anteil würde beides tun, ohne dass der Sitz des Unternehmens von Bedeutung wäre. Wie

aus Tab. 5 ersichtlich ist, gibt fast ein Drittel der Unternehmen an, dass es für die Zusammenarbeit mit einem energieintensiven Unternehmen darauf ankommt, in welchem Land dieses ansässig ist.

Deutliche Verschiebungen in den Wertschöpfungsketten als Folge einer Abwanderung

Es hätte somit deutliche Verschiebungen zur Folge, wenn energieintensive Unternehmen aus Deutschland wegziehen sollten und damit die Wertschöpfungsketten nicht mehr in ihrer bisherigen Struktur bestehen bleiben könnten. Auch die heimischen Forschungs- und Entwicklungsnetze würden geschwächt, denn die Innovationsimpulse, die das Verarbeitende Gewerbe bisher von in Deutschland ansässigen energieintensiven Unternehmen erhielten, wären in diesem Maße nicht mehr zu erwarten. Dies hätte negative Auswirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie.

Viele Unternehmen des deutschen Verarbeitenden Gewerbes sind skeptisch, wenn es

um gemeinsame Entwicklungstätigkeiten mit ausländischen energieintensiven Unternehmen geht. Tab. 6 führt die Hemmnisse auf, welche die Unternehmen bei einer Zusammenarbeit stören. Auf drei Hemmnisse entfallen 50 % oder mehr Nennungen: Die Vertragsregelungen sind komplexer, die räumlichen Distanzen zu groß und der finanzielle Aufwand ist höher.

Eine zu geringe technologische Kompetenz wird den ausländischen energieintensiven Unternehmen von fast 30 % des deutschen Verarbeitenden Gewerbes attestiert – vor allem von Maschinenbauunternehmen und Unternehmen aus der Metallbranche. Bei fast 40 % liegt der Anteil derjenigen, die zu geringes Vertrauen als Hemmnis sehen.

Zu geringe technologische Kompetenz wird vor allem von Typ-D-Unternehmen befürchtet. Aufgrund ihrer wissensintensiven Ausrichtung ist technologisches Know-how für sie wesentlich wichtiger als für Typ-0-Unternehmen. Ferner betrachten Typ-D-Unternehmen auch vergleichsweise häufig kulturelle Hürden als Hemmnis. Dies kann

Tab. 6: Hemmnisse bei gemeinsamer Entwicklungstätigkeit mit ausländischen energieintensiven Unternehmen

	Typ-0	Typ-D	Verarbeitendes Gewerbe
Komplexe Verträge	61,2 %	58,2 %	58,9 %
Große räumliche Distanzen	51,1 %	49,8 %	51,7 %
Hoher finanzieller Aufwand	44,2 %	48,2 %	50,0 %
Sprachliche Hürden	37,5 %	36,5 %	39,2 %
Geringes Vertrauen	30,3 %	38,1 %	38,1 %
Kulturelle Hürden	21,6 %	32,4 %	32,3 %
Geringe technologische Kompetenz	20,6 %	30,0 %	28,5 %

N = 780; hochgerechnete, mitarbeitergewichtete Ergebnisse;
 Typ-D: Unternehmen, die internationalisiert sind, forschen und entwickeln und Innovationen hervorbringen;
 Typ-0: Unternehmen, die keinen oder nur einen der drei Erfolgsfaktoren von Typ-D aufweisen.

Quellen: IW-Zukunftspanel 2012, 18. Befragungswelle; [6].

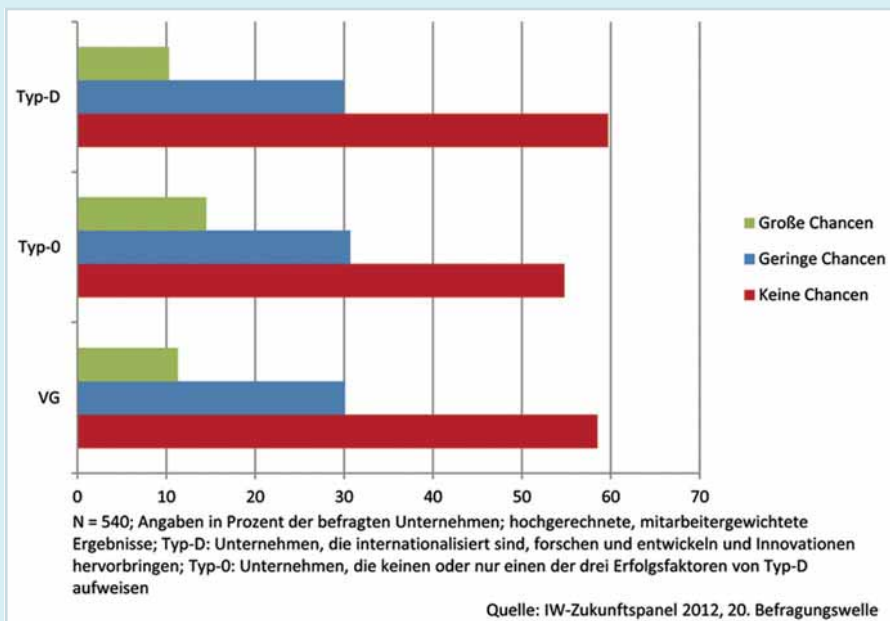


Abb. 3 Nennenswerte Geschäftschancen durch die Energiewende

zum einen an der stärkeren Internationalisierung über Europas Grenzen hinaus – insbesondere in Richtung Asien – liegen und zum anderen an schon umfassenderen Auslandserfahrungen.

Darüber hinaus ist anzunehmen, dass diese Hemmnisse nicht nur in Bezug auf energieintensive Unternehmen gelten, sondern auch allgemein für jede Zusammenarbeit

mit ausländischen Unternehmen im Bereich der Entwicklung. Die Hemmnisse sind nicht spezifischer, auf energieintensive Unternehmen zugeschnittener Natur. Somit zeigt die Auswertung die Relevanz von heimischen forschungs- und innovationsaffinen Unternehmen. Würden hierzulande bestehende Wertschöpfungsketten und Kooperationen wegbrechen aufgrund des Verlusts an Wettbewerbsfähigkeit und des Abwanderns der

jeweiligen Branchen, wäre es für viele deutsche Unternehmen kein befriedigender Ersatz, ähnliche Netzwerke mit ausländischen Unternehmen zu etablieren.

Insgesamt machen die Auswertungen deutlich, dass nicht nur die energieintensiven Unternehmen von einem deutlichen Anstieg der Energiepreise bedroht sein könnten. Eine mögliche Abwanderung von energieintensiven Unternehmen aus Deutschland würde auch wichtige Bereiche der Industrie wie die verbleibenden Metallunternehmen, aber auch die chemische Industrie negativ treffen.

Zusammenbruch bestehender Netzwerke

Innovationssteigernde Netzwerke basieren oftmals auf der Zusammenarbeit verschiedener Branchen und würden durch den Wegfall einzelner Partner im Inland reißen. Das Ersetzen durch ausländische Lieferanten als gleichwertige Innovationspartner ist oftmals nicht möglich. Besonders betroffen sind Innovationen in Bereichen wie Material- und Energieeffizienz oder Substitution von Werk- und Rohstoffen.

Kritisch für den Standort Deutschland ist vor allem, dass gerade die innovativen und international ausgerichteten Unternehmen,

Tab. 7: Geschäftsfelder mit Chancen durch die Energiewende

	Typ-0	Typ-D	Jeweiliger Sektor insgesamt
Verarbeitendes Gewerbe			
Erneuerbare Energien (z. B. Windkraft, Solar, Biomasse, Biogas)	65,6 %	30,9 %	39,3 %
Energieeffizienz (z. B. Herstellung stromsparender Geräte oder Regeltechnik)	17,5 %	54,7 %	45,7 %
Spezifische Beratungsleistungen (z. B. „Green IT“)	10,7 %	1,4 %	3,7 %
Bauleistungen (z. B. Wärmedämmungen)	1,9 %	3,6 %	3,2 %
Sonstige Geschäftsfelder	4,3 %	9,4 %	8,2 %
Insgesamt	100,0 %	100,0 %	100,0 %
Nachrichtlich: Unternehmensnahe Dienstleistungen/Bauwirtschaft			
Erneuerbare Energien (z. B. Windkraft, Solar, Biomasse, Biogas)	45,6 %	25,0 %	36,9 %
Energieeffizienz (z. B. Herstellung stromsparender Geräte oder Regeltechnik)	9,0 %	17,6 %	12,6 %
Spezifische Beratungsleistungen (z. B. „Green IT“)	8,7 %	27,0 %	16,4 %
Bauleistungen (z. B. Wärmedämmungen)	22,3 %	15,8 %	19,6 %
Sonstige Geschäftsfelder	14,4 %	14,6 %	14,5 %
Insgesamt	100,0 %	100,0 %	100,0 %

N = 295; hochgerechnete, mitarbeitergewichtete Ergebnisse; nur Antworten von Unternehmen berücksichtigt, die angegeben haben, von der Energiewende profitieren zu können; Typ-D: Unternehmen, die internationalisiert sind, forschen und entwickeln und Innovationen hervorbringen; Typ-0: Unternehmen, die keinen oder nur einen der drei Erfolgsfaktoren von Typ-D aufweisen.

Quelle: IW-Zukunftspanel 2012, 20. Befragungswelle.

die sehr wichtig für den Wohlstand im Land sind, negative Auswirkungen einer möglichen energiekostenbedingten Abwanderung energieintensiver Zulieferer zu befürchten haben. Die Sicherung der bestehenden Wertschöpfungsketten muss stärker als bisher in den Fokus der Politik gerückt werden.

Chancen der Energiewende für den Standort Deutschland

Neben den Risiken birgt die Energiewende auch Chancen. Gut 11 % der Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes sehen große Chancen für die Geschäftsfelder, in denen sie aktiv sind (siehe Abb. 3). Fast ein Drittel der Unternehmen erwartet immerhin geringe Chancen. Die Mehrheit mit rd. 60 % aller Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes sieht dagegen keine Chancen, von der Energiewende zu profitieren.

Eine Differenzierung zwischen Typ-D- und Typ-0-Unternehmen ergibt, dass nur rd. 10 % der Typ-D-Unternehmen große Chancen aus der Energiewende erwarten, während fast 15 % der Typ-0-Unternehmen zuversichtlich sind. Die Unternehmen, die derzeit besonders wettbewerbsfähig und in internationale Wertschöpfungsketten eingebunden sind, äußern sich also skeptischer hinsichtlich positiver Geschäftsentwicklungen durch die Energiewende.

Tab. 7 listet die Hauptgeschäftsfelder auf, in denen Unternehmen ihre größten Möglichkeiten im Zuge der Energiewende sehen. Vor allem in den beiden Bereichen erneuerbare Energien und Energieeffizienz versprechen sie sich gute Absatzchancen. Insgesamt 85 % der Unternehmen, die Chancen in der Energiewende erkennen, konzentrieren sich auf diese beiden Geschäftsfelder.

Daneben erwarten 3,7 % der befragten Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes Geschäftszuwächse bei ihren spezifischen Beratungsleistungen (etwa Beratung zum Einrichten von Energiemanagementsystemen). Dieser Anteil ist bei den unternehmensnahen Dienstleistern mit 16,4 % wesentlich höher. Gleiches gilt für die Bauleistungen: 3,2 % rechnen mit einer erhöhten Nachfrage nach ihren effizienzsteigernden Bauleistungen (etwa Wärmedämmungen) und dieser Anteil ist bei den Dienstleistern

mit 19,6 % ebenfalls wesentlich höher. Im Folgenden wird aber weiterhin nur das Verarbeitende Gewerbe berücksichtigt und nicht auch die unternehmensnahen Dienstleister.

Unter die sonstigen Geschäftsfelder fallen Bereiche wie Materialeffizienz (etwa Leichtbau) oder nachhaltige Produkte (etwa in der Papierindustrie) – hier machen 8,2 % der Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes für sich Chancen durch die Energiewende aus. In der Differenzierung zwischen Typ-D- und Typ-0-Unternehmen fällt auf, dass sich über die Hälfte der Typ-D-Unternehmen auf den Bereich Energieeffizienz konzentriert, während rund zwei Drittel der Typ-0-Unternehmen in erneuerbaren Energien mögliche Geschäftschancen sehen.

Die Chancen wiegen die Risiken kaum auf

Die Energiewende birgt Risiken und Chancen. Diesbezüglich herrscht in der Industrie große Unsicherheit vor: 80 % der Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes halten die Auswirkungen auf den Standort Deutschland für unklar. Eine deutliche Stärkung sehen nur 1,2 % der Unternehmen; dahingegen erwarten fast 18,8 % eine deutliche Schwächung der Standortbedingungen.

Neue Geschäftsoptionen bieten Wachstumsmöglichkeiten. Dabei dürfen aber die Risiken nicht übersehen werden. Eine Gefahr besteht vor allem für energieintensive Unternehmen, die erheblichen Kostensteigerungen gegenüberstehen und diese nicht im internationalen Wettbewerb weitergeben können. Damit verbunden ist eine Schwächung der Industrieunternehmen auf nachgelagerten Stufen der Wertschöpfungskette: Die Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes, die nur indirekt über Zuliefer- oder Netzwerkbeziehungen von der Energiewende betroffen sind, sehen Risiken für den Standort Deutschland im Hinblick auf den Ausfall von Gliedern der Wertschöpfungskette.

Der Innovationsverbund in integrierten Wertschöpfungsketten ist eine wesentliche Stärke des Industriestandorts Deutschland. Inländische Forschungs- und Entwicklungsnetze wären von Abwanderungen energieintensiver Unternehmen negativ beeinflusst. Die Innovationsimpulse, die bisher von ener-

gieintensiven Unternehmen kamen, könnten in diesem Maße nicht mehr erwartet werden. Eine Gefährdung der energieintensiven Branchen ist demnach auch ein Risiko für das Wohlstandsmodell Deutschlands. Eine ähnlich gute Zusammenarbeit mit Unternehmen aus dem Ausland in innovationsnahen Bereichen würde große Anstrengungen erfordern und teilweise auch gar nicht möglich sein.

Die enge Verflechtung zwischen energieintensiven und anderen Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes zieht also auch negative Zweitrundeneffekte nach sich, wenn sich die Energiewende in weiter steigenden Preisen und einer geringeren Stabilität von Unternehmensnetzwerken niederschlägt. Daher sollten bei der Energiewende übermäßige Belastungen vermieden und die notwendigen Ausnahmetatbestände für potenziell gefährdete Branchen beibehalten werden.

Anmerkungen

[1] Petermann, T.; Bradke, H.; Lüllmann, A.; Poetzsch, M.; Riehm, U.: Gefährdung und Verletzbarkeit moderner Gesellschaften am Beispiel eines großräumigen Ausfalls der Stromversorgung. Arbeitsbericht Nr. 141 des Büros für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag. Berlin 2010.

[2] Eine ausführlichere Analyse erschien in Bardt, H.; Kempermann, H.: Folgen der Energiewende für die Industrie. IW Positionen – Beiträge zur Ordnungspolitik Nr. 58. Köln 2013.

[3] Baal, S. van; Lichtblau, K.: Erfolgsfaktoren von Industrieunternehmen. In: Institut der deutschen Wirtschaft Köln (Hrsg.): Wirtschaftswachstum?! – Warum wir wachsen sollten und warum wir wachsen können. Köln 2012, S. 243–256.

[4] KfW Bankengruppe; ZEW – Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung: CO₂ Barometer 2012, Frankfurt am Main/Mannheim 2012, S. 38.

[5] Statistisches Bundesamt: Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen, Beiheft Investitionen, 1. Halbjahr 2012, Wiesbaden 2012.

[6] IW Consult – Institut der deutschen Wirtschaft Köln Consult GmbH: Netzwerke und Wertschöpfungsketten, Köln 2012.

*H. Kempermann, Themenfeldleiter Regionalanalyse, Institut der deutschen Wirtschaft Köln Consult; Dr. H. Bardt, Institut der deutschen Wirtschaft Köln
bardt@iwkoeln.de*

Die langfristige Entwicklung der Strommärkte

Armin Ardone

Die „deutsche Energiewende“ bettet sich in einen europäischen Marktkontext ein. Besondere Herausforderungen für die langfristige Entwicklung stellen hierbei die weitere Verringerung der Treibhausgasemissionen, die anvisierte Erweiterung der Bereitstellung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen – die größtenteils volatil und ungesichert einspeisen – sowie die diskutierte Anpassung des Marktdesigns unter dem Stichwort „Kapazitätsmärkte/-mechanismen“ dar. Nicht zuletzt durch die in den letzten Jahren angestiegenen Strompreise für Haushaltskunden, für die zweifelsfrei nicht die Entwicklung an den Großhandelsmärkten ursächlich ist, und dem Aspekt der Erhaltung einer konkurrenzfähigen Industrie in globalisierten Warenmärkten, spielt weiterhin das Ziel einer bezahlbaren Strombereitstellung eine wichtige Rolle. In dieser Analyse soll aufgezeigt werden, dass ein Markt, welcher Strom ausschließlich als Commodity betrachtet (Energy Only Market, EOM) grundsätzlich in der Lage wäre, die obengenannten Herausforderungen in einem wettbewerblichen und europäischen Rahmen zu meistern.

Generell lässt sich durch den EOM auch das Ziel einer klimaschonenden Stromversorgung – gepaart mit einem funktionierenden Emissionshandel – erreichen. Er vermeidet zudem komplexe Regelwerke für Kapazitätsmechanismen/Kapazitätsmärkte (KM). Für die gewünschte Steigerung der Stromproduktion aus Erneuerbaren gilt dies jedoch nur insofern, als diese im Wettbewerb mit anderen Technologien bestehen können oder zusätzliche Mechanismen (z. B. Grüne Zertifikate) eingeführt werden. Verfehlt die Politik die Herausforderung, den Marktrahmen des EOM kurzfristig und glaubhaft neu zu ordnen, so wird die Einführung von KM notwendig. Ein zweiter Schwerpunkt soll einige, bislang wenig diskutierte Details zu den Folgen der Einführung von KM beleuchten.

Langfristig Versorgungssicherheit gewährleisten

Dass ein EOM bei ausreichender Kraftwerksleistung die Herausforderungen eines funktionierenden Versorgungssystems im kurz-/mittelfristigen Zeitraum (Stunden bis Jahre) zweifelsfrei erfüllt, zeigen die Erfahrungen des letzten Jahrzehnts in vielen Märkten. Daher soll hier nur die Frage der Nachhaltigkeit des EOM in längerfristigen Zeiträumen betrachtet werden.

Im EOM erfolgt der Zubau neuer Kraftwerksleistung unter der Voraussetzung, dass die Einnahmen aus dem Strommarkt sämtliche Kosten decken. Dies beinhaltet neben den kurzfristigen Grenzkosten die laufenden Fixkosten sowie die investitionsabhängigen Kosten (Kapitalverzinsung). Vereinfacht lassen sich die Einnahmen ermitteln, indem die

Differenz zwischen Marktpreis und variablen Einsatzkosten für alle Stunden aufsummiert wird, in denen dieser Betrag positiv ist. Neben dem Strommarkt ergeben sich fallweise Einnahmen aus der Teilnahme an Systemdienstleistungsmärkten. Da aber auch zum Höchstlastzeitpunkt (praktisch) die volle Reserve benötigt wird – und somit diese Leistung zusätzlich zur Lastdeckung erforderlich ist – müssen im Umkehrschluss die zur Deckung der Höchstlast notwendigen Kraftwerke den wesentlichen Teil ihrer Einnahmen im Energiemarkt erwirtschaften.

Der Marktpreis ergibt sich in einem EOM in jeder Stunde aus den kurzfristigen Grenzkosten des jeweils teuersten noch benötigten Kraftwerks. Während es hiermit theoretisch möglich wäre – wenn auch zu volkswirtschaftlich unnötig hohen Kosten – neue Grund- und Mittellastkraftwerke zu errichten, benötigt ein langfristig funktionierender EOM zwingend angemessene Knappheitssignale, um auch Spitzenlastkraftwerke wirtschaftlich betreiben zu können. Das „letzte“ Kraftwerk, welches nur in „einer“ Stunde noch benötigt wird, erwirtschaftet sonst keinen Deckungsbeitrag. Dies führt dazu, dass in wenigen Stunden des Jahres die Preise deutlich (ggf. sogar mehrere tausend Euro) über den kurzfristigen Grenzkosten liegen müssen.

Regulatorische Markteingriffe oder ein Fehlverhalten der Marktteilnehmer, die dies verhindern, führen zwangsläufig dazu, dass ein EOM nicht funktioniert, sobald Kapazitätsbedarf besteht. Die zweifelsfrei knappe Marktlage während der Kältewelle im Februar 2012 belegt, dass an der EEX offensichtlich keine Knappheitsaufschläge erkennbar

sind (Höchstpreise am 9.2.2012 von 170 €/MWh) während der französische Markt diese erkennen lässt (Höchstpreise am gleichen Tag von 1 938 €/MWh). Für einen nachhaltig funktionierenden EOM in Deutschland wäre es somit notwendig, existierende Fehlsteuerungen abzuschaffen. Dies erfordert in Knappheitsphasen entweder die uneingeschränkte Zulässigkeit von Angeboten aller Marktteilnehmer an den Spotmärkten auch über den kurzfristigen Grenzkosten oder alternativ die Androhung einer Strafe für Marktteilnehmer (die ohne Beschränkung bieten dürfen, z. B. kleinere Marktteilnehmer), die dies bei vorhandener Knappheit nicht tun und damit den Markt verzerren.

Neben den Anbietern von Kraftwerksleistung können entsprechend hohe Preissignale vor allem durch eine geeignete Integration der Nachfrageseite (Industrie, Haushalte, etc.) gesetzt werden – dies wäre aktiver zu fördern. Bei ausreichend hohen Strompreisen liegen dort erhebliche Potenziale.

Kompatibilität mit einer paneuropäischen Energiewirtschaft

Ein wesentlicher Vorteil des EOM folgt aus der einfachen Kopplung in einem paneuropäischen Stromverbund. Durch grenzübergreifenden Stromhandel werden zum Nutzen der Kunden nicht nur komparative Kostenvorteile optimal ausgenutzt (z. B. Wasserkraft in alpinen Regionen oder Wind an Küsten), sondern auch Vergleichmäßigungseffekte bei der Einspeisung der Erneuerbaren erzielt. Notwendig ist hierfür jedoch ein einheitliches Marktsystem, welches Verwerfungen an Grenzen (EOM „grenzt“ an KM) vermeidet.

Die aktuellen Entwicklungen weisen leider in eine andere Richtung. Zu nennen wäre hier z. B. die Diskussion im Rahmen der „notwendigen“ Kapazitäten, die oftmals auf nationale (oder gar regionale) Systemgrenzen beschränkt geführt wird. Hieraus folgen zwangsläufig unnötig hohe Stromkosten. Durch Modellrechnungen lässt sich abschätzen, dass bei den diskutierten, regional gewünschten Zuverlässigkeitsniveaus in Europa bei Vernachlässigung der Versorgungssicherheitsbeiträge durch Stromaus-tauschbeziehungen ca. 45 GW an „unnötiger“ Kraftwerksleistung installiert werden. Durch eine geeignete Beteiligung an Kapazitätsmechanismen über Landesgrenzen hinweg könnte diese Zahl ggf. etwas geringer ausfallen.

Gäbe es keine technischen Restriktionen, würden Kraftwerke den Betrieb in Stunden mit negativen Marktpreisen einstellen. Die wenigen, dann noch laufenden konventionellen Kraftwerke (z. B. zur Erbringung von Systemdienstleistung – insofern dies nicht aus Erneuerbaren ebenfalls möglich ist), müssten mit entsprechend angepassten, höheren Angeboten in den Systemdienstleistungsmärkten reagieren. Theoretisch ist ein wirtschaftlicher Zubau an neuen Spitzenlastkraftwerken (z. B. Gasturbinen) möglich, wenn in 8 660 Stunden der Marktpreis negativ ist und sich nur in ca. 100 Stunden pro Jahr ein Preis von ca. 650 €/MWh einstellt.

Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen aufgrund eines „versagenden“ Emissionshandels?

Als Argument für Kapazitätsmechanismen wird oftmals ein „Versagen“ der Emissionsmärkte angeführt. Die niedrigen Preise für Emissionszertifikate resultieren aus der Tatsache, dass die zuvor avisierten Ziele bis 2020 – wenn auch „unter dem Schmerz“ einer negativen gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (und daher nicht von alleine oder umsonst) – krisenbedingt leichter erfüllbar sind. Die gesteckten Minderungsziele werden durch einen Emissionshandel in jedem Fall treffsicher erfüllt.

Da jedoch die Entscheidungen für Neubauten in der Praxis nur bedingt einem zeit-integralen Optimum folgen, besteht das Risiko, dass Investoren unwirtschaftliche

Technologien errichten. Daher kann eine vergleichmäßigte Erreichung der Emissionsminderungsziele wünschenswert sein, um frühzeitig entsprechende Steuerungssignale für den Systemumbau zu senden. Dies lässt sich z. B. durch eine intelligente Steuerung der Menge an Emissionszertifikaten erreichen – derzeit das Bemühen auf europäischer Ebene (Back-Loading). Die aktuell schwierige Situation an den Märkten für Emissionszertifikate ist jedoch keinesfalls durch den EOM verursacht.

Einführung von Kapazitätsmechanismen zur Sicherung der Kraftwerksleistung?

Bei starkem Zubau an Erneuerbaren erweitert sich die Komplexität. In Abwesenheit großer Mengen kostengünstiger Speichertechnologien führt der geförderte, ungebremste Ausbau der Erneuerbaren dazu, dass in vielen Stunden günstigere konventionelle Kraftwerke den Preis an den Strombörsen setzen. Dies kann sich für Bestandsanlagen als wirtschaftlich problematisch herausstellen. Werden die entsprechenden Kapazitäten jedoch z. B. bei einer windschwachen Kältewelle in den Abendstunden benötigt, ist ein Rückbau der Anlagen aus Systemsicht keine zulässige Lösung. Erneut ist die Wirtschaftlichkeit zu erreichen, indem in diesen wenigen Stunden Knappheitssignale den Marktpreis setzen.

Erfolgt der Zubau der Erneuerbaren in hoher Geschwindigkeit, so wird die preisdämpfende Wirkung an den Spotmärkten kurzfristig einsetzen. Wird die entsprechende Leistung benötigt, müssen in einem nachhaltig funktionierenden EOM die Preise in Knappheitsphasen stark ansteigen (Umlegung der Fixkosten auf wenige Stunden), um diesen Effekt zu kompensieren. Die häufig formulierte These, dass die Erneuerbaren das Preisniveau an den Spotmärkten reduzieren, lässt sich somit widerlegen. Dies wird deutlich werden, sobald im System Bedarf für neue gesicherte Leistung entsteht. Für Kraftwerke, die sehr selten benötigt werden (z. B. im „Zehnjahreswinter“), kann die Implementierung einer strategischen Reserve mit pauschaler Vergütung der Leistungsvorhaltung außerhalb des EOM sinnvoll sein.

Erfolgt auch weiterhin ein ungebremster Ausbau der Erneuerbaren, kommt es an

den Strombörsen nicht zu den notwendigen Knappheitssignalen oder das Vertrauen der Investoren in den EOM wird nachhaltig erschüttert: Was sollte bei der Ausgestaltung eines Kapazitätsmarktes berücksichtigt werden? Diese Frage wird in zahlreichen Analysen untersucht und kann in diesem Rahmen nur ausschnittsweise angesprochen werden. Einige selten diskutierte Aspekte sollen jedoch kurz angerissen werden.

Wie zuvor beschrieben, erfordert diese „zweitbeste Alternative“ jedoch eine europäisch abgestimmte Einführung. Erfolgt dies nicht, ergeben sich systematische Verzerrungen. So würde sich an der Grenze eines EOM und eines Kapazitätsmarktes ein gerichteter Fluss hin zum EOM einstellen. Letztlich würde somit Leistungszubau nachfrageentfernt angereizt, was das Übertragungsnetz belastet und die Versorgungssicherheit des Landes mit EOM verringert.

Für die Ausgestaltung von KM gibt es eine Reihe an Möglichkeiten und Vorschlägen. Eine nüchterne Betrachtung zeigt jedoch, dass ein Vorschlag für einen einfach umsetzbareren sowie „nebenwirkungsfreien“ Mechanismus schwer zu identifizieren ist. Obgleich schon komplex genug, versuchen einige der vorliegenden Ansätze zusätzlich weitere energiewirtschaftliche Aspekte in den Kapazitätsmarkt zu integrieren. Neben einer vordefinierten Technologieauswahl sowie der Ungleichbehandlung von Bestands- und Neuanlagen wird teilweise versucht, eine gezielte Förderung für neue Marktteilnehmer in die Überlegungen zu integrieren. Einer kostengünstigen und nachhaltigen Strommarktentwicklung kann dies nicht nutzen. Jede Einschränkung des Lösungsraums verteuert letztendlich die Lösung.

Nebenwirkungen von Kapazitätsmechanismen

Eine Mehrzahl der Vorschläge zu einem sinnvollen KM basiert auf dem Ansatz, dass gesicherte Leistung eine einheitliche Vergütung erhält. Welche Mechanismen setzen ein, wenn ein entsprechendes System europäisch implementiert wird? Durch die Gleichbehandlung von Neu- und Bestandsanlagen wird gesichert, dass kein unnötiger Rückbau von Kraftwerksleistung erfolgt. Dennoch wird es durch altersbedingten

Abgang und strengere Emissionsgrenzen (LCPD, IED) sowie den Kernenergieausstieg in Deutschland zu einem Leistungsrückgang kommen. Ohne günstige Speichertechnologien können die zeitgleich anwachsenden Leistungen aus Erneuerbaren die notwendige Systemsicherheit nicht garantieren. Somit ist ein Zubau an gesicherter konventioneller Leistung unumgänglich.

Nach Ausschöpfung der verfügbaren Optionen auf der Nachfrageseite (DSM) stellen Gasturbinen die günstigste Technologie dar, die in ausreichenden Mengen zugebaut werden kann. Da sich – im Gegensatz zu den Zubauten der letzten Jahre – die neuen Gasturbinen nicht am günstigen Ende der Merit Order, sondern an der „Spitze“ einordnen, werden sie nur selten zum Einsatz kommen. Somit muss die Höhe der Kapazitätzahlung der Summe ihrer Fixkosten (inklusive Kapitaldienst) entsprechen.

Ein wirtschaftlicher Zubau anderer Kraftwerkstechnologien (z. B. effizienter GuD-Kraftwerke) kann nicht erfolgen, da ihre Fixkosten höher sind und sie im Energiemarkt nur geringfügige Deckungsbeiträge erwirtschaften. Erst, wenn in erheblichem Umfang neue Gasturbinen errichtet wurden, kommen diese in einer nennenswerten Anzahl an Stunden (>100/a) zum Einsatz. Dies führt zu einer neuen, hochpreisigen „Stufe“ in der Marktpreisdauerlinie, also der absteigend sortierten stündlichen Preise an den Spotbörsen für Strom, die es GuD-Kraftwerken erlaubt, im relevanten Umfang Deckungsbeiträge zu erzielen. Erst wenn die Summe aus Kapazitätzahlung und den Einnahmen aus dem Energiemarkt die Fixkosten neuer GuD-Kraftwerke decken kann, erfolgt ein entsprechender Zubau.

Dieser Mechanismus ist zur Minimierung der Systemkosten generell wünschenswert – auch wenn der Anteil der Gasturbinen an der Gesamtleistung eine Höhe erreicht, die zuvor noch nicht beobachtet wurde. Trotz der hohen Leistung ist ihr Anteil an der Stromerzeugung gering. Daher leisten ältere Bestandsanlagen – im Vergleich zum GuD-bestimmten Zubau in einem EOM – noch längere Zeit einen größeren Anteil an der Stromerzeugung. Das System erneuert sich nicht, wie üblicherweise beobachtet, von der auslastungsintensiven Grund- und Mittellastseite.

Eine größere Herausforderung resultiert jedoch aus der Tatsache, dass die europäischen Märkte über Stromaustauschbeziehungen gekoppelt sind und die Zeitschienen des Kapazitätsbedarfs in den Ländern erheblich variieren. Folge: Märkte, die sehr früh Kapazitätsbedarf ausweisen, bauen ausschließlich Gasturbinen zu – und zwar über den Bedarf hinaus, bei dem bei rein nationaler Betrachtung GuD-Kraftwerke wirtschaftlich werden. Die hierfür notwendige „Stufe hoher Marktpreise durch Gasturbineneinsatz“ wird lange Zeit durch günstigeren Import aus Nachbarregionen verhindert. Damit entstehen in diesen Ländern Stromversorgungssysteme, die sich unfreiwillig auf gewisse Lastbereiche spezialisieren. Im Gegensatz zu einer durchaus wünschenswerten Spezialisierung im Sinne der Nutzung von komparativen Vorteilen erfolgt diese Spezialisierung allein aufgrund unterschiedlicher Zeitpunkte, in denen die Knappheit auftrat. Weiterhin werden Übertragungsleitungen als Systemkomponente der Erzeugung dauerhaft missbraucht.

Aufgrund der komplexen Wechselwirkungen zwischen den Regionen führt selbst die Umsetzung marktwirtschaftlich sinnvoller KM zu Herausforderungen, die bislang in der rein „regional geführten“ Diskussion weitgehend unberücksichtigt sind. Zur Analyse der Auswirkungen sind aufwendige Marktmodelle notwendig, da weiterhin die Stochastik der Erneuerbaren beherrscht werden muss. Entsprechende Rechnungen zeigen, dass mit einem Kapazitätsmarktsystem in Europa bis 2035 etwa 150 GW neuer Gasturbinenleistung notwendig wird und ggf. Jahrzehnte keine anderen fossil befeuerten Kraftwerke wirtschaftlich zugebaut werden können. Ausnahmen sind „isolierte“ Märkte mit geringer Leitungsanbindung, wie bspw. Großbritannien. Umfang und genauer Zeitpunkt der Zubauten hängen von der Nachfrageentwicklung/Höchstlast sowie dem Zubau und dem Mix der Erneuerbaren ab.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass ein EOM prinzipiell – selbst bei dem gewünschten Ausbau der Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen – noch für viele Jahre tragfähig wäre. Ein paralleler Mechanismus (z. B. Grüne Zertifikate) ist jedoch notwendig, falls die Erneuerbaren nicht ohne

Förderung wirtschaftlich sind und/oder ein von der Wirtschaftlichkeit abweichender Technologiemit erreicht werden soll.

Die strategische Reserve und Knappheitspreise als marktkonforme Alternative

Ein ungesteuerter Ausbau der Erneuerbaren belastet das System und wirkt wie eine Überkapazität. Um für Bestandsanlagen einen volkswirtschaftlich unsinnigen Rückbau zu vermeiden sowie zur Sicherung der selten benötigten Leistung, kann eine strategische Reserve zielführend sein. Das Ziel einer klimafreundlichen Systementwicklung ist durch die Kombination des EOM mit dem Emissionshandel erreichbar. Dem derzeit rezessionsbedingt geringen Preisniveau für Emissionszertifikate könnte man für ein gleichmäßigeres Steuerungssignal durch Anpassung der Zertifikatemenge begegnen.

Ein nachhaltiger EOM erfordert jedoch zwingend in Knappheitsphasen entsprechend hohe Preissignale in den Spotmärkten. Durch zahlreiche regulierende Eingriffe in das System des Strommarktes der Vergangenheit sowie nicht zuletzt durch die Tatsache, dass intensiv über die Einführung von KM diskutiert wird, bestehen jedoch Zweifel, ob das notwendige Vertrauen der Investoren in langlebige Kraftwerkstechnik im EOM-Design noch gegeben ist. Die Einführung von KM als „zweitbeste Lösung“ ist im Detail äußerst schwierig. Selbst für den Fall prinzipiell gut im europäischen Kontext durchdachter Umsetzungsvarianten, kann die regional zeitliche Staffelung des Kapazitätsbedarfs zu unerwünschten Nebeneffekten führen. Dies gilt verstärkt für den Fall regional unterschiedlicher Marktdesigns.

*Dr. rer. pol. A. Ardone, Vice President Commercial Analysis Power & Emissions, E.ON SE, Düsseldorf
armin.ardone@eon.com*

Die im vorliegenden Beitrag ausgeführten Inhalte stellen ausschließlich private Meinungsäußerungen des Autors dar.

Leistet man durch den Kauf von „Ökostrom“ einen Beitrag zur Energiewende in Deutschland?

Knut Kübler

Viele Käufer von Ökostrom wähen sich als Treiber der Energiewende. Dagegen belegen Daten, dass ihr Beitrag zum Umbau der Stromversorgung in Deutschland sehr überschaubar ist. Ein wesentlicher Grund liegt darin, dass das, was als Ökostrom angeboten wird, zu einem überwiegenden Anteil heimischer Strom ist, der über den Ankauf von Zertifikaten im Ausland auf dem Papier in Ökostrom verwandelt wird oder aus alten deutschen Wasserkraftwerken stammt. Dringlich ist es, das Modell Ökostrom vom zweifelhaften Ruhm eines erfolgreichen Instruments der Kundenbindung zu befreien und im Zuge der anstehenden Reform des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) und des neuen Rahmens für den Strommarkt so weiterzuentwickeln, dass die Bereitschaft der Bürger, an der Energiewende aktiv mitzuwirken, effektiver genutzt werden kann.

Alle Welt weiß: Strom ist ein ganz besonderer Saft. Dabei gibt es eine Besonderheit, über die wenig gesprochen wird, obwohl sie durchaus bedeutsam ist: Strom lässt keinerlei Differenzierung zu, anders als dies bei Autos, Bekleidung, Kosmetikartikeln und vielen anderen Produkten der Fall ist. An der Steckdose ist jede Kilowattstunde gleich. Man kann nicht sagen, ob sie aus einem weit entfernten Großkraftwerk stammt oder in einem nahe gelegenen Kraftwerk auf der Basis von Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wurde. Man weiß auch nicht, ob der Erzeuger ein weltweit agierender Großkonzern oder ein kleines Stadtwerk ist.

Das macht es Stromversorgern schwer, jenseits der Preisgestaltung Kunden zu gewinnen oder zu halten. In einem regulierten Strommarkt, in dem die Kunden „gefangen“ sind, kommen Anbieter mit dieser Gegebenheit gut zurecht. Anders ist das in einem Wettbewerbsmarkt. Hier können Kunden kommen und gehen. Nun ist der Strommarkt in Deutschland seit 1998 ein Wettbewerbsmarkt und so ist es nicht verwunderlich, dass seit dieser Zeit mehr und mehr Anbieter versuchen, dem Produkt Strom „zusätzliche Eigenschaften“ anzuhängen, mit dem Ziel, eine Differenzierung zu erreichen und auf diesem Wege Kunden dazu zu bringen, zu ihnen zu wechseln oder bei ihnen zu bleiben.

Was ist „Ökostrom“?

Eine dieser „angehängten Eigenschaften“ ist die Art der Stromerzeugung. Stromversorger haben gemerkt, dass es Verbraucher gibt, die Wert darauf legen, mit einem Partner zusammenzuarbeiten, der nur eine bestimmte Art von Strom anbietet, den sog.



Das Modell „Ökostrom“ muss so weiterentwickelt werden, dass die Bereitschaft der Bürger, an der Energiewende aktiv mitzuwirken, effektiver genutzt werden kann
alphaspirit | Fotolia.com

Ökostrom. Was ist Ökostrom? Leider gibt es dafür keine allgemein akzeptierte Definition. In der engsten Abgrenzung kann man aber sagen, dass mit Ökostrom der Strom gemeint ist, der mithilfe von erneuerbaren Energien, also Wasserkraft, Windenergie, Photovoltaik, Bioenergie oder Geothermie, erzeugt wird. Aus dieser Perspektive wird auch die Motivation vieler Verbraucher gut verständlich. Sie wollen durch eine gezielte Nachfrage nach Ökostrom (und dem damit verbundenen Signal, dafür auch einen höheren Preis zu bezahlen) zusätzliche Investitionen in die erneuerbaren Energien anregen und so die angestrebte Energiewende in Deutschland beschleunigen.

Manche sagen, Ökostrom sei eine Erfolgsgeschichte. Sie verweisen darauf, dass es

in Deutschland mittlerweile 810 Ökostrom-Anbieter gibt, die mit – sage und schreibe – mehr als 3 800 unterschiedlichen Ökostrom-Tarifen um die Gunst der Kunden werben [1]. Die Gründe für dieses gewaltige Wachstum sind nicht einfach zu verstehen, weil nicht so ohne Weiteres klar ist, wo die treibenden Kräfte zu suchen sind: Eher auf der Nachfrageseite (Engagement der Kunden für eine Art der Stromversorgung) oder eher auf der Angebotsseite (Anreiz der Unternehmen zur Kundenbindung). Wie auch immer man die Entwicklung der letzten Jahre bewertet, für die Energiepolitik ist eine ganz andere Frage von Bedeutung, nämlich, welchen konkreten Beitrag „Ökostrom“ für die Energiewende in Deutschland leistet. Zu diesem Thema kann man – trotz der Unübersichtlichkeit und Komplexität der

Zusammenhänge – einige Daten und Fakten zusammentragen und erste Hinweise für eine Bewertungen geben.

Daten und Fakten zum „Ökostrom“

Vier Punkte sind für eine energiepolitische Bewertung von Ökostrom besonders wichtig:

■ An erster Stelle steht die Feststellung, dass alle Stromkunden in Deutschland Strom aus erneuerbaren Energien beziehen, ob sie wollen oder nicht. Das liegt daran, dass es physikalisch nicht möglich ist, die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland bestimmten Verbrauchern zuzuordnen. Wichtig ist auch das Verständnis, dass alle Verbraucher die Kosten für den Ausbau der erneuerbaren Energien bezahlen und weiterhin bezahlen werden, und zwar über die EEG-Umlage (außer den Verbrauchern, die von der EEG-Umlage befreit sind).

■ Auch wenn die Verbraucher nicht genau wissen, welcher Strom aus der Steckdose kommt, so wissen sie doch (oder könnten es wissen), wie der Stromversorger ihrer Wahl seinen Strom erzeugt oder beschafft. Das regelt die Stromkennzeichnungspflicht des § 42 EnWG, nach der die Versorgungsunternehmen verpflichtet sind, ihren Kunden offenzulegen, wie groß die Anteile der einzelnen Energieträger an ihrem Angebot sind. Dabei ist zu unterscheiden zwischen Kernkraft, Kohle, Erdgas und sonstigen fossilen Energieträgern sowie erneuerbaren Energien; und bei den erneuerbaren Energien, ob eine EEG-Förderung genutzt wird oder nicht.

■ Wenn klar ist, dass alle Verbraucher in Deutschland Strom aus erneuerbaren

Energien beziehen, bedeutet das nicht, dass auch alle Verbraucher Ökostrom beziehen. Ökostrom beziehen Kunden nur dann, wenn sie mit ihrem Versorger einen entsprechenden Vertrag abgeschlossen haben. Dabei ist Anbietern genau vorgeschrieben, welchen Strom sie als Ökostrom anbieten dürfen. Die wichtigste Einschränkung, die den Anbietern von Ökostrom auferlegt wurde, ist die, dass Strom, der bereits über das EEG gefördert und damit bereits von den Verbrauchern bezahlt worden ist, nicht noch einmal als Ökostrom angeboten werden darf. Diese Regelung hat einschneidende Konsequenzen (Tab. 1): In 2012 betrug die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien 142,4 TWh. Die durch das EEG geförderte Stromerzeugung lag bei 118,3 TWh. Das bedeutet, dass für den Verkauf von Ökostrom aus Deutschland nur ein Grundpotenzial von 24,1 TWh zur Verfügung stand. Dieses Angebot kann im Wesentlichen Wasserkraftwerken und den wenigen Anlagen zugeordnet werden, die nicht in den Genuss der EEG-Förderung kommen.

■ Strom aus deutschen Wasserkraftwerken, der als Ökostrom vermarktet wird, verdient es, gesondert betrachtet zu werden. Es ist bekannt, dass die Wasserkraft in Deutschland schon lange genutzt wird und sich wirtschaftlich gut behaupten kann. Allerdings sind die Ausbaupotenziale gering (Bruttostromerzeugungskapazität 2000: 9 GW; 2011: 10,6 GW). Konsequenterweise steht die Wasserkraft nicht im Zentrum der EEG-Förderung. Von der in 2012 ausgewiesenen Stromerzeugung aus Wasserkraft in Höhe von 21,8 TWh wurden nur 5,4 TWh durch das EEG unterstützt (25 %). Bei dem Strom aus Wasserkraft, der nicht durch das EEG unterstützt wird, handelt es sich in aller Re-

gel um alte Wasserkraftwerke. Dieser Strom kann als Ökostrom verkauft werden.

Man muss sich aber die Implikationen klarmachen: Buchungstechnisch wird dem Ökostromkunden eine bestimmte Menge Wasserkraftstrom zugeordnet. Diese Menge muss aber einem anderen Kunden wieder abgezogen werden, allerdings ohne dass der je davon Kenntnis erhält und so gar nicht merkt, dass er „rechnerisch“ zum Käufer von mehr Kohle- oder Kernenergiestrom geworden ist. Moralisch mag man diesen Vorgang, bei dem sich der eine zu Lasten eines anderen begünstigt, bewerten, wie man will, entscheidend ist: Energiewirtschaftlich verändert sich durch diese Umbuchung nichts. Und so verdeutlicht diese Illustration, dass Ökostrom aus alten Wasserkraftwerken keinen Beitrag zu der angestrebten Energie- wende in Deutschland leisten kann. Konsequenterweise sollte man diesen Strom auch nicht als Ökostrom einstufen. Folgt man dieser Bewertung, schrumpft das mögliche Verkaufspotenzial von Ökostrom aus deutschen Quellen für das Jahr 2012 auf einen Betrag von 7,7 TWh.

Ökostromabsatz übersteigt Potenziale deutscher Erzeugung

Es ist nun interessant, die Potenzialwerte für Ökostrom aus deutscher Erzeugung dem tatsächlichen Absatz gegenüberzustellen. Zunächst muss man feststellen, dass es auf diesem Gebiet kaum gesicherte Daten gibt. Der Monitoringbericht 2013 der Bundesnetzagentur weist für das Jahr 2011 eine „Ökostromabgabe“ von 33,6 TWh aus (13,9 TWh Haushaltskunden; 19,7 sonstige Letztverbraucher). Die Zeitschrift Energie & Management kommt im Rahmen von Befragungen für 2011 auf einen Wert von 15,7 TWh [5]. Andere Schätzungen ergeben einen Absatz von „Ökostrom“ in 2011 in Höhe von 21,1 TWh [6]. Nimmt man die Angaben der Bundesnetzagentur als die „besten Werte“, wird eines schnell deutlich: Es gibt eine große Diskrepanz zwischen dem Ökostrompotenzial aus deutscher Erzeugung und dem ausgewiesenen Ökostromabsatz.

Wie ist das möglich? Die Antwort liegt darin, dass die Anbieter von Ökostrom auch Strom aus erneuerbaren Energien anbieten

Tab. 1: Stilisierte Kennziffern zum Strommarkt in Deutschland (in TWh)

	2010	2011	2012
1: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien	104,8	123,8	142,4
2: Stromerzeugung, die durch das EEG gefördert wird	82,3	103,2	118,3
3: (1-2) Grundpotenzial „Ökostrom“ dt. Erzeugung	22,5	20,6	24,1
4: Stromerzeugung aus Wasserkraft	21,0	17,7	21,8
5: EEG-vergüteter Strom Wasserkraft	5,7	4,8	5,4
6: (4-5) Nicht-EEG vergüteter Strom Wasserkraft	15,3	12,9	16,4
7: (3-6) Reduziertes Potenzial „Ökostrom“ dt. Erzeugung	7,2	7,7	7,7
8: Absatz von „Ökostrom“ in Deutschland	25,4	33,6	44,6
9: (7/8) „Ökostrom“ dt. Erzeugung zu Absatz „Ökostrom“	28 %	23 %	19 %

Quellen [2], [3], [4]; kursiv: eigene Schätzung.

dürfen, der im Ausland erzeugt worden ist. Im Zentrum steht dabei vor allem die Stromerzeugung aus Wasserkraft in Norwegen (aber auch aus Österreich und der Schweiz). Das geschieht so, dass der Stromversorger handelbare Erzeugungszertifikate kauft und die dahinterstehende erneuerbare Stromerzeugung gegen sein fossiles (oder nukleares) Erzeugungsfolio tauscht. Das gilt aber nur auf dem Papier. Physikalisch wird der Strom in aller Regel weiterhin in dem Land verbraucht, in dem er produziert wird. Und der Kunde in Deutschland bezieht den Strom auf der Basis der vorhandenen Erzeugungsstruktur. Wie das praktisch funktioniert, kann man am besten an einem konkreten Beispiel demonstrieren.

„Ökostrom“ aus Wasserkraft durch Erzeugung in Norwegen

Die Elektrizitätswerke Schönau im Schwarzwald (EWS), ein Vorzeigeunternehmen unter den ökologisch orientierten Stromversorgern in Deutschland, beliefern 138 000 Privathaushalte, Gewerbebetriebe und Industrieunternehmen mit Strom. Den Strom bezieht EWS von anderen Erzeugern. Um für die Verbraucher zu belegen, dass der Strom, den EWS verkauft, nicht mithilfe von Kernenergie, Kohle oder Öl erzeugt wird, prüft und zertifiziert der TÜV Nord die Herkunft des Stroms. Die Daten zeigen, dass EWS Strom verkauft, der zu 100 % auf der Basis von erneuerbaren Energien erzeugt wurde. 29,4 % des von EWS verkauften Stromes wird durch das EEG gefördert, der Rest (70,6 %) gehört in die Kategorie „sonstige erneuerbare Energien“ und kann damit den Regeln entsprechend als Ökostrom angeboten werden.

Das ist auf den ersten Blick ein erstaunlich hoher Wert. Eine nähere Analyse zeigt nun aber, dass die EWS den überwiegenden Teil ihres Stromgeschäfts mit Unternehmen aus Norwegen abwickelt (Tab. 2). Rd. 95 % der von EWS im Rahmen der Stromerzeugungskennzeichnungspflicht ausgewiesenen Kapazitäten stehen in Norwegen. Für Deutschland werden nur zwei Wasserkraftwerke genannt (Alzkraftwerk II und III), die aus dem Jahr 1908 bzw. 1916 stammen (Tab. 2). Noch einmal zur Klarheit: Das Geschäftsmodell „Ökostrom“ sieht nicht vor, dass Strom von Norwegen nach Deutschland fließt, es werden nur Zertifikate getauscht.

Darf man fragen, wie man mit dem, was hier als „Ökostrom“ verkauft wird, einen nennenswerten Beitrag zur Energiewende in Deutschland leisten will?

Wer dieses System der „Ökoveredelung“ durch erneuerbare Zertifikate aus Ländern, in denen es reichlich und kostengünstige Wasserkraft gibt, richtig verstanden hat, mag die Gesamtkonstruktion „Ökostrom“ in einem neuen Lichte sehen. Das oben erläuterte „Gesetz der Verschiebung“ von realer und virtueller Stromerzeugung gilt ja nicht nur innerhalb Deutschlands, sondern auch zwischen Ländern. So stützt sich die Stromerzeugung Norwegens in der Energiebilanz zu 96 % auf erneuerbare Energieträger. In der „Welt der Zertifikate“ reduziert sich der Beitrag der erneuerbaren Energien auf 23 %. Das hat eine interessante und bemerkenswerte Konsequenz: In dem Zertifikats-Rechnungssystem „erzeugt“ Norwegen 77 % seines Stroms mithilfe von fossilen Energieträgern oder Kernenergie, obwohl es dort praktisch keine fossilen Kraftwerke und keine Kernkraftwerke gibt [7].

Weiterentwicklung im Zuge der EEG-Reform

Was kann man als Ergebnis dieser Überlegungen sagen? Das Engagement vieler Käufer für Ökostrom verdient Anerkennung. Sie wollen dadurch einen aktiven Beitrag zum Umbau unserer Energieversorgung leisten. Das gilt für den Deutschen Bundestag, Teile der Bundesregierung, die Bundeswehr [8], sonstige öffentliche Einrichtungen und viele Unternehmen, wie etwa die Deutsche Bahn. Gerade deswegen ist es besonders bedauerlich, dass die meisten Ökostromkäufer vermutlich nicht genau wissen, wie begrenzt ihr Beitrag zur Transformation der Stromversorgung in Deutschland ist. Als Hauptursache für die geringe Wirkung von Ökostrom kann man die heutigen Regelungen des EEG und dessen hohe wirtschaftliche Attraktivität angeben. Bei den gegebenen Fördersätzen besteht kaum Spielraum für ergänzende freiwillige Investitionen in die erneuerbaren Energien.

Dringlich ist es, das Modell „Ökostrom“ vom Ruf eines zweifelhaften Instruments der

Tab. 2: Stromherkunft Wasserkraft der EWS 2013

Norwegen	Name	Kapazität MW	Inbetriebnahme	Modernisiert
1	Bulko	2,4	21.4.2008	
2	Gautvella	1,7	1.1.2007	
3	Gisnafallet	2,9	1.6.2009	
4	Gjetningsdalen	2,2	1.1.2007	
5	Heina	2,8	27.10.2008	
6	Hisvatn	3,5	1.1.2007	
7	Jora	1,3	1.1.2007	
8	Kvernstad	2,8	26.9.2007	
9	Nedra Vinstra	308	5.11.1953	2008
10	Ryanda	0,9	1.12.2008	
11	Svatsum 2	1,7	1.6.2009	
12	Vikaelva	4,1	1.1.2008	
13	Funna	21,5	14.12.2008	
14	Vassfossen	5,5	15.4.2008	
15	Hol 1	187	1956	2009/2013
16	Lya	5,5	15.4.2008	
	Summe	553,8		
Deutschland				
17	Alzkraftwerk II	8,9	1908	
18	Alzkraftwerk III	22,4	1916	
	Summe	31,3		
Quelle: EWS				

Kundenbindung zu befreien und im Zuge neuer Rahmendaten für den Strommarkt in Deutschland und Europa so weiterzuentwickeln, dass die Bereitschaft der Bürger, an der Energiewende aktiv mitzuwirken, effektiver genutzt werden kann. Das „goldene Zeitalter für Ökostrom“ wird wohl erst dann anbrechen können, wenn das EEG auslaufen ist (oder in seiner Anreizwirkung so weit zurechtgestutzt wird, dass auch Investitionen außerhalb eines solchen Förderregimes interessant sind).

Dann erst wird man auch besser belegen können, in welchem Umfang die Kunden freiwillig bereit sind, mehr für den Strom aus erneuerbaren Energien zu bezahlen. Über diese Bereitschaft kann man zurzeit nur spekulieren, denn heute sind die Preise für Ökostrom in Deutschland für jeden halbwegs ökologisch engagierten Kunden kein

großes Problem. Sie lagen nach Angaben der Bundesnetzagentur in 2012 nur 0,04 ct/kWh über dem durchschnittlichen Preisniveau aller Haushaltskunden. Mancher Leser wird nach der Lektüre dieser Analyse besser verstehen, warum der Preiszuschlag für Ökostrom so gering ausfällt. Und er wird sich dann an die alte Einsicht erinnern: „Was nichts kostet, ist auch meistens nichts wert.“

Anmerkungen

- [1] Leipziger Institut für Energie GmbH u. a.: Marktanalyse Ökostrom, Studie im Auftrag des BMU. Leipzig, Juni 2013.
- [2] BMU: Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland, Berlin 2013.
- [3] BMU: Zeitreihen zur Entwicklung der Kosten des EEG, Berlin, 15.10.2013.
- [4] Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt (Hrsg.): Monitoringbericht 2013, Bonn, Dezember 2013.

[5] Energie & Management: Ökostrom: Frei- und willig? Die Zukunft des Ökostrommarktes, Berlin, November 2013.

[6] EnergieVision - Verein zur Förderung von Nachhaltigkeit und Markttransparenz in der Energiewirtschaft: Tätigkeitsbericht 2012, Freiburg u. a., Mai 2013.

[7] Leipziger Institut für Energie GmbH u. a.: Marktanalyse Ökostrom, Studie im Auftrag des BMU, Leipzig, Juni 2013, siehe insbesondere S. 125 ff.

[8] Die Süddeutsche Zeitung vom 11.12.2013 informierte über die Arbeit des Bundesrechnungshofs. Dieser rügt in seinem jüngsten Bericht unter anderem den Kauf der Bundeswehr von Ökostromzertifikaten in Höhe von 3,5 Mio. €, da sich die gekauften Zertifikate fast ausschließlich auf Strom aus Norwegen beziehen, der nicht ins deutsche Netz eingespeist wird. Der Rechnungshof fordert das Verteidigungsministerium auf, künftig auf solche Image-Kampagnen zu verzichten.

Dr. K. Kübler, Rheinbach
kmkue@web.de



Die Energiewende ist ein komplexes Unterfangen, bei dem smarte Technologien, neue Akteure und veränderte energiewirtschaftliche Prozesse aufeinandertreffen. In der „et“ schreiben Wissenschaftler und Entscheidungsträger Monat für Monat, welche Programme und Strategien Schritt für Schritt daraus abzuleiten sind – und das ist nur ein guter Zug der „et“. Profitieren Sie davon!



**ab 2014
auch digital**

et Abo-Bestellung

Ich möchte die **Energiwirtschaftlichen Tagesfragen** abonnieren

- zum Jahresabonnement von 209,- € (zuzügl. Porto)
- zum Studentenpreis von 104,- € (bei Vorlage der Immatrikulationsbescheinigung, zuzügl. Porto)
- Digital** zum Jahresabonnement von 209,- €
- Digital+Print** zum Jahresabonnement von 249,- € Kombi-Abo (zuzügl. Porto)

Das Abonnement verlängert sich automatisch, wenn es nicht 6 Wochen vor Ablauf gekündigt wird.

Vorname / Name _____

Firma / Abteilung _____

Straße _____



Per Fax oder per Post an:

0 20 54/95 32-60

etv Energieverlag GmbH

Postfach 18 53 54, D-45203 Essen

Die Bestellung richten Sie bitte an Frau Holz:
 silvia.holz@etvessen.de

PLZ / Ort _____

Telefon _____

E-Mail _____

Datum / Unterschrift _____

Die Wirtschaftlichkeit der Stromversorgung

In der laufenden Diskussion über die Belastung der Stromverbraucher durch die steigende EEG-Umlage und die zunehmenden Kosten für den Netzausbau werden eine Vielzahl von Gegenrechnungen ins Gespräch gebracht. Zunehmend wird der Begriff „Bezahlbarkeit“ benutzt, d. h. es wird gefragt, was Verbraucher insgesamt oder bestimmte Verbraucher billigerweise leisten können oder sollen. Gesprochen wird bspw. von Sozial- und Industrietarifen. Diese in Verbindung mit der Lastenverteilung stehenden Fragestellungen oder Argumente verstellen allerdings den Blick auf die zentrale Frage. Im Kern geht es darum: Wie hoch sind die Kosten für die Volkswirtschaft insgesamt, die durch die Transformation des Stromsektors entstehen?

Die Expertenkommission zum Monitoringprozess „Energie der Zukunft“ hat in ihrer Stellungnahme zum ersten Monitoringbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2011 im Dezember 2012 einen interessanten Indikator angesprochen, mit dem die Wirtschaftlichkeit der Stromversorgung beurteilt werden kann.

Auf Seite 100 – Ziffer 198 – wird der vom Statistischen Bundesamt ermittelte Verlauf der Gesamterlöse aus dem Absatz von Elektrizität an Letztverbraucher für die Jahre 1991 bis 2011 dargestellt (siehe Abb.). Diese Erlöse beinhalten neben den Arbeits- sowie Leistungs- und Verrechnungsentgelten auch Netznutzungsentgelte sowie Steuern und Abgaben.

Staatlich induzierte Kosten als Löwenanteil

Im Bericht werden die Gesamtausgaben in drei Perioden unterteilt. Zunächst die Periode von 1991 bis 1998, d. h. die Zeit vor der Marktöffnung. In dieser Zeit liegen die aggregierten Ausgaben relativ stabil auf einem Niveau von 39 bis 41 Mrd. € im Jahr. Mit der Strommarktliberalisierung im Jahr 1998 sinken die Ausgaben vorübergehend bis auf ein Minimum von 34 Mrd. € im Jahr 2000. Der kurze Trend hin zu fallenden Ausgaben wandelte sich dann aber grundlegend, wobei 2011 mit 63,3 Mrd. € ein Rekordwert erreicht wurde. Die Kosten für die Stromversorgung 2011 setzen sich aus drei Elementen zusammen:

- Staatlich induzierte Elemente (22 Mrd. €), wie Stromsteuern (7,2 Mrd. €), Konzessionsabgaben (2,2 Mrd. €), EEG-Umlage (12,3 Mrd. €) und KWKG (0,2 Mrd. €).
- Staatlich regulierte Elemente (17,6 Mrd. €), wie Netzentgelte für Übertragungsnetze (2,2 Mrd. €) und Verteilnetze (15,4 Mrd. €).

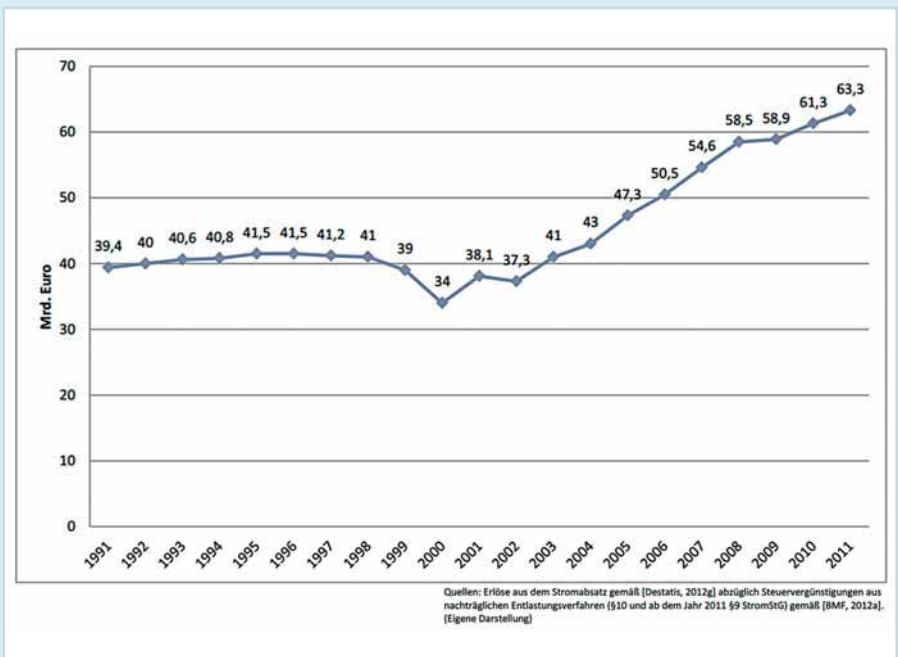


Abb. Entwicklung der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Elektrizität von 1991-2011

■ Marktgetriebene Elemente (24 Mrd. €) im Bereich Erzeugung und Vertrieb (19,6 Mrd. €), aber auch der auch Marktwert des EEG-Stroms (4,4 Mrd. €).

Die Kosten der Letztverbraucher für Strom sind vermutlich in den Jahren 2012 und 2013 erneut deutlich gestiegen – insbesondere weil die fiskalischen Belastungen, so die Aufwendungen für die Förderung der erneuerbaren Energien und den Netzausbau, weiter signifikant angewachsen sind. Die in den Jahren 2012 und 2013 gesunkenen Großhandelspreise wurden vermutlich überkompensiert.

Ausbaukorridor soll begrenzen

Um den rapiden Kostenanstieg zu begrenzen, soll gemäß der auf der Klausurtagung der Regierungskoalition in Meseberg im

Januar 2014 beschlossenen „Eckpunkte für die Reform des EEG“ der weitere Ausbau der Erneuerbaren in einem gesetzlich festgelegten Ausbaukorridor erfolgen. Dennoch werden sich nach einer Überschlagsrechnung für das EEG (bis 2020) Mehrkosten ergeben, die über 10 Mrd. €/a liegen könnten. Auch bei den staatlich induzierten Elementen, insbesondere den Netzentgelten, sind stark steigende Aufwendungen zu erwarten.

Alle Interessierten können mit Spannung den zweiten Monitoringbericht, der weitere Auskunft über die Kostenentwicklung geben wird, erwarten. Dieser soll innerhalb des ersten Halbjahres 2014 erscheinen.

„et“-Redaktion