

Energiewende-Index Deutschland 2020: Fokusthema nachhaltiges Stromsystem

Thomas Vahlenkamp und Matthias Gohl

Deutschland ist international Vorreiter bei der Reduzierung der Treibhausgasemissionen: Seit 1990 sind diese um rund ein Viertel gesunken. Der starke Fokus auf erneuerbare Energien – vor allem im Stromsektor – hat dazu maßgeblich beigetragen. Der Ausbau volatiler erneuerbarer Stromerzeugung geht jedoch einher mit drei massiven Herausforderungen an die Nachhaltigkeit des deutschen Stromsystems: Die Systemstabilität ist gefährdet, die Integration des EU-Strommarkts verläuft nur schleppend oder zeigt sogar Entkopplungstendenzen, etwa durch die Installation von Phasenschiebern an der deutschen Grenze, und immer weniger Markt führt zu immer mehr Ineffizienzen im System. Der vorliegende Artikel zeigt neben der Aktualisierung des Energiewende-Indexes Lösungsansätze für ein nachhaltiges Stromsystem auf.

Die genannten Herausforderungen manifestieren sich insbesondere in den höheren Endkundenpreisen durch Subventionierung von Photovoltaikanlagen, mehr Treibhausgasemissionen durch Abschaltung von Kernkraftwerken sowie geringerer Reservemarge aufgrund der Abschaltung steuerbarer Kraftwerke.

Aktueller Status des Energiewende-Indexes und wesentliche Implikationen

Seit September letzten Jahres zeichnete der alle drei Monate veröffentlichte Energiewende-Index bereits ein ernüchterndes Bild – von den 15 untersuchten Einzelindikatoren konstatierte der Index mit Blick auf ihre Zielerreichung zuletzt nur für vier „realistisch“, für zwei „kritisch“ und für neun „unrealistisch“.

Im letzten Quartal haben sich zwei Indikatoren bei der Zielerreichung weiter verschlechtert: CO₂e-Ausstoß und Haushaltsstrompreise (Abb. 1). Allein der Indikator Stromverbrauch hat sich in Bezug auf die Zielerreichung deutlich verbessert und gilt jetzt als „realistisch“. Insgesamt zeigt der Energiewende-Index nun also bei fünf Indikatoren „Zielerreichung realistisch“ und bei zehn Indikatoren „Zielerreichung unrealistisch“.

■ CO₂e-Ausstoß: höherer Ausstoß in 2012. Ende 2012 lagen die Emissionen bei 931 Mt CO₂e und damit 1,6 % über dem Vorjahreswert (Abb. 1). Die Zielerreichung verschlechtert sich auf 51 % und sinkt somit in die Kategorie „Zielerreichung unrealistisch“. Haupttreiber ist der Anstieg der Emissionen im Stromsektor von 290 auf 299 Mt CO₂e (32 % Anteil an den Gesamtemissionen), vor allem infolge des Ausstiegs aus der Kernenergie (-42 TWh)

2010 bis 2012, der vom Ausbau der erneuerbaren Energien (+32 TWh) nicht kompensiert wurde. Gleichzeitig stieg die Produktion aus Braun- und Steinkohle um 13,5 TWh.

■ Primärenergieverbrauch: leicht gesunken in 2012. Durch aktuellere Daten der AG Energiebilanzen wurde der geschätzte Primärenergieverbrauch für 2011 deutlich angehoben von 13 701 auf 13 825 PJ. Im Vergleich dazu sank der Primärenergieverbrauch im Jahr 2012 leicht um 0,7 % auf 13 728 PJ. Die Zielerreichung verschlechtert sich damit auf 62 % und ist somit „unrealistisch“. Da der temperatur- und lagerbestandsbereinigte Primärenergieverbrauch betrachtet wird, sind die Effekte des kalten Winters schon herausgerechnet.

■ Haushaltsstrompreise: Preise steigen weiter an. Der Indikator zu Haushaltsstrom-

preisen verschlechtert sich von 77 % Zielerreichung auf 28 %. Somit sinkt die Zielerreichung auf „unrealistisch“. Kerntreiber für die Preissteigerung ist der Anstieg der EEG-Umlage, die ab Januar die Preise um ca. 13 % erhöht hat. Die deutschen Haushaltsstrompreise sind nun im Schnitt ca. 44 % höher als der europäische Durchschnitt.

■ Stromverbrauch: in 2012 gesunken. Insgesamt wurde im Jahr 2012 rd. 1,3 % weniger Strom verbraucht als im Vorjahr; der Rückgang ist vor allem den Sektoren Industrie, Handel und Gewerbe zuzuordnen. Der Stromverbrauch der privaten Haushalte ist hingegen um 0,3 % leicht angestiegen. In Summe hat sich die Zielerreichung dadurch von 41 auf 99 % verbessert und ist damit als „realistisch“ zu bewerten. Ein Haupttreiber für den geringeren Stromverbrauch ist aller-

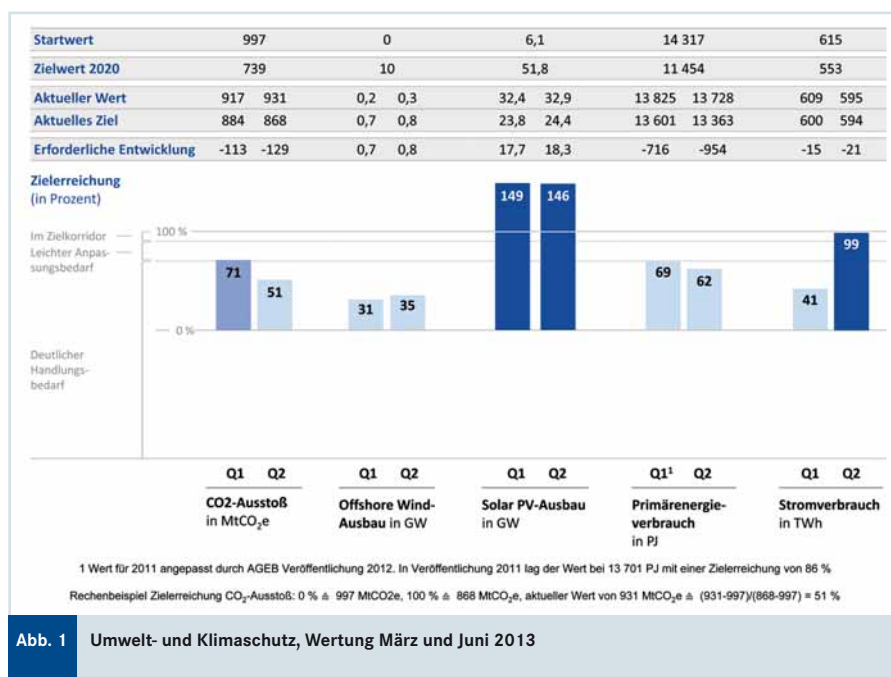


Abb. 1 Umwelt- und Klimaschutz, Wertung März und Juni 2013

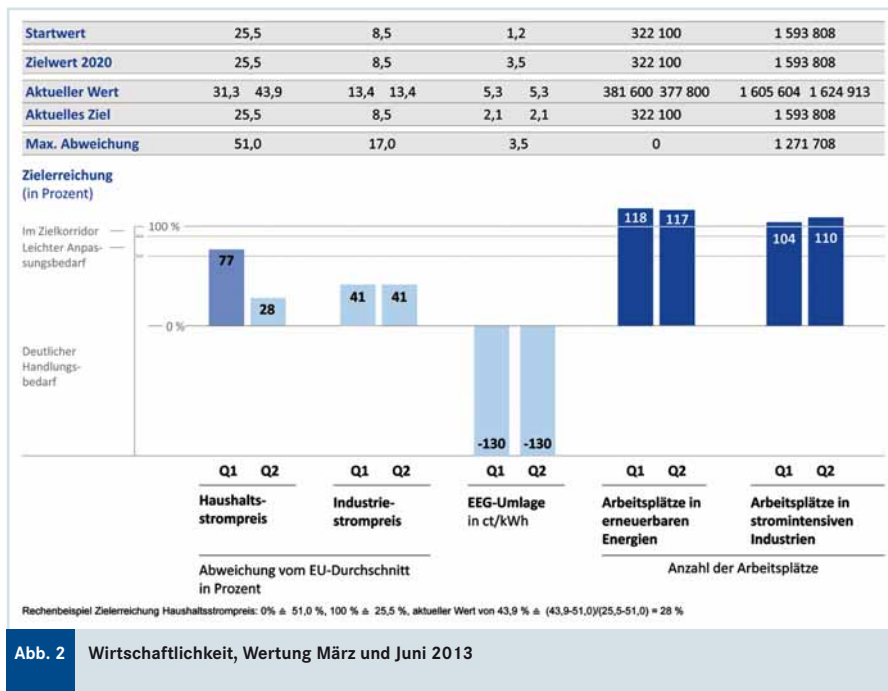


Abb. 2 Wirtschaftlichkeit, Wertung März und Juni 2013

dings nicht die Effizienzsteigerung, sondern der Produktionsrückgang im produzierenden Gewerbe (-1,2 %). Vor allem stromintensive Wirtschaftszweige verzeichneten Produktionsrückgänge, z. B. Metallerzeugung und -bearbeitung (-3,7 %), chemische Industrie (-3,6 %). Eine Zielerreichung durch Rückgang der Produktion kann nicht gewollt sein.

Bei sechs weiteren Indikatoren gab es ebenfalls Verschiebungen, die jedoch nicht zu einer Veränderung der Kategoriezuordnung führten. Weiterhin mit realistischer Zielerreichung: Photovoltaik-Ausbau, Arbeitsplätze in erneuerbaren Energien (Basis 2012; die Tendenz zum Arbeitsplatzabbau in der Solar- und Windindustrie im Indikator noch nicht reflektiert) und Arbeitsplätze in stromintensiven Industrien. Weiterhin mit unrealistischer Zielerreichung: Offshore Wind-Ausbau, Gesicherte Reservemarge und Ausbau Transportnetze.

Nachhaltiges Stromsystem – drei Herausforderungen sind zu lösen

Die hohe Priorität des subventionierten Ausbaus volatiler erneuerbarer Energien (Solar und Wind) in der deutschen Energiepolitik leistet einerseits einen wichtigen Beitrag zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen, führt jedoch andererseits zu einer deutlichen Steigerung der Systemkosten und zu

Instabilitäten im Stromsystem, das damit vor drei massiven Herausforderungen steht:

■ Immer weniger Markt: Erstens erfolgt der erhebliche Ausbau erneuerbarer Energien mit ca. 80 % Anteil an der neu installierten Leistung seit 2009 größtenteils nicht marktgetrieben und zudem mit zu wenig Fokus auf Kosteneffizienz. Dies zeigt sich u. a. an der massiven Förderung der vergleichsweise teuren PV-Technologie. Die Kosten der Energiewende werden sich von 2011 bis 2020 voraussichtlich mehr als verdoppeln: von 13,5 Mrd. € auf ca. 29 Mrd. €. Zweitens sind die Marktanreize für den Erhalt und Neubau steuerbarer Kraftwerke gering – sogar ganz neue Kraftwerke werfen aufgrund geringer Laufzeiten keinen Gewinn mehr ab. Diverse Betreiber haben bereits die weitere Abschaltung von fossilen Kraftwerken angekündigt. Dies führt aktuell zu zusätzlichen regulatorischen Interventionen (z. B. Abschaltverbot von Kraftwerken). Drittens ist der Wettbewerb zwischen zentraler und dezentraler Erzeugung verzerrt. Dezentrale Erzeuger, die ihren Strom selbst verbrauchen, verursachen zwar systemische Kosten (z. B. Netz- und Regelkosten), tragen diese aber nicht mit, da sie für den selbst verbrauchten Strom nicht an den Kostenumlagen (Netz-, Regelkosten, EEG-Umlage) beteiligt werden. Ein Ausbau erneuerbarer Eigenerzeugung führt somit zu einem Anstieg der EEG-Umlage für alle anderen Stromverbraucher, da

die EEG-Kosten auf immer weniger verbrauchte Kilowattstunden umgelegt werden (Abb. 2).

■ Gefährdete Systemstabilität: Im internationalen Vergleich bewegt sich die Sicherheit der deutschen Stromversorgung nach wie vor auf sehr hohem Niveau [1]. Die Energiewende birgt jedoch Risiken für die Systemstabilität (Abb. 3). Der Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) sieht bereits eine deutliche Verschlechterung der Versorgungssicherheit. Im Winter 2012/13 lag die deutsche Reservemarge laut ENTSO-E mit -0,6 % im kritischen Bereich – im schlimmsten Fall hätte danach in Deutschland eine Stromangebotslücke auftreten können, die nur durch Importe zu decken gewesen wäre. Die steigenden deutschen Nettoexporte von Strom (2011 vs. 2012: Von 6 auf 23 TWh) sind kein Indikator für eine Verbesserung der Systemstabilität, sondern vielmehr auf das zeitweilige deutliche Überangebot von Strom aus erneuerbaren Energien zurückzuführen, der dann häufig zu sehr niedrigen Preisen ins Ausland transportiert wird. Bei geringem Sonnenschein bzw. wenig Wind muss Deutschland dagegen Strom importieren.

■ Schleppende Integration des EU-Strommarkts: Die Engpässe im Stromnetz der EU nehmen zu. Strom aus erneuerbaren Energien kann aufgrund limitierter Netzkapazitäten nur begrenzt in Nachbarländer transportiert werden. Anrainerstaaten planen sogar die Installation von Phasenschiebern an der Grenze (Polen z. B. im Jahr 2016), um ihre Netze von deutschem Strom aus erneuerbaren Energien zu entlasten. Zudem werden erneuerbare Energien in Europa sehr unterschiedlich gefördert – aktuell gibt es mehr als 120 verschiedene Fördertöpfe.

Weiterentwicklung des deutschen Stromsystems

Ein wesentlicher Schritt zur Bewältigung der skizzierten Herausforderungen könnte eine Anpassung des Strommarktdesigns in Deutschland sein. Derzeit werden vielfältige Vorschläge zu einem „neuen Marktmodell“ diskutiert, das drei Hauptaspekte berücksichtigt: die Kapazitätssicherung, die Förderung/Marktintegration erneuerbarer Energien sowie die Steuerung des CO₂-Preises. Es mangelt jedoch an einer gesamthaften Quantifizierung der Effekte für Deutschland. McKinsey hat mehrere Regulierungsmodelle quantitativ bewertet. Die vier Hauptergebnisse lauten:

1. Die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten der Stromerzeugung belaufen sich in allen untersuchten Modellen auf ca. 50 Mrd. € (+/- 5 Mrd. €) im Jahr 2020. Aber die Verteilung der Kosten auf die einzelnen Marktteilnehmer (Haushalte, Industrie, Energieversorger) ist je nach Modell sehr unterschiedlich.

2. Eine strategische Reserve (vom Übertragungsnetzbetreiber kontrahierte Kapazität außerhalb des Großhandelsmarktes) oder ein Kapazitätsmarkt (Versteigerung von Kapazität zusätzlich zur Vermarktung der Stromerzeugung) sind mögliche Mechanismen zur Kapazitätssicherung. Eine effiziente Umsetzung vorausgesetzt, sind die Gesamtkosten für beide Modelle ähnlich. Die effiziente Umsetzung spielt hier eine deutlich größere Rolle als die Wahl des Regimes.

3. Der Förderbedarf erneuerbarer Energien im Rahmen des EEG (EEG-Differenzkosten) wird auch in den kommenden Jahren weiter ansteigen: Auf rd. 25 Mrd. € im Jahr 2020. Erst nach 2025 werden die EEG-Differenzkosten zurückgehen.

4. Eine Erhöhung des CO₂-Preises nur in Deutschland würde hierzulande zwar zu geringeren CO₂-Emissionen führen, doch ein Großteil (>50 %) der vermiedenen Emissionen würde durch Stromimporte aus dem EU-Ausland „kompensiert“ (Carbon Leakage). Denn während die Kohlestromerzeugung in Deutschland zurückginge, würde im EU-Ausland zusätzlicher Strom aus Kohle und Gas erzeugt werden. Ein deutscher Alleingang beim CO₂-Preis, auch vor dem Hintergrund dass dann die deutsche Industrie einseitig belastet würde, ist nicht sinnvoll.

In einer der kommenden Veröffentlichungen der „et“ werden die betrachteten Regulierungsmodelle und die Ergebnisse der Quantifizierungen im Detail dargestellt. Flankierend zu einer Anpassung des Strommarktdesigns in Deutschland sollte eine verbesserte EU-weite Koordination der Energiepolitik die Bemühungen um Stabilisie-

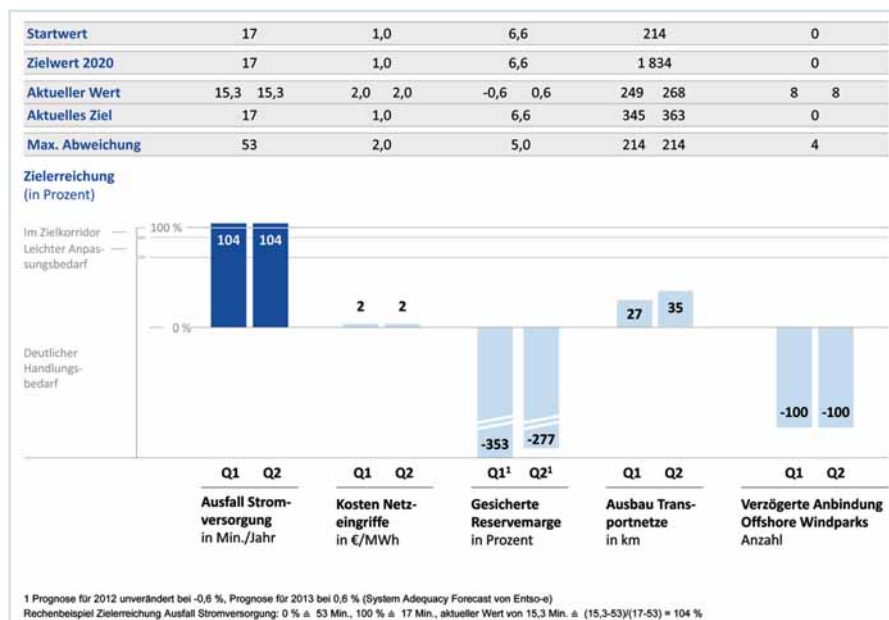


Abb. 3 Versorgungssicherheit, Wertung März und Juni 2013

rung und Kosteneffizienz des Stromsystems unterstützen. Erneuerbare Energien, z. B. Windkraft- und Solaranlagen, sollten an den jeweils optimalen Standorten gebaut, mit grenzüberschreitenden Netzen angebunden und der so erzeugte Strom zu den Lastzentren transportiert werden. Eine solche gesamteuropäische Lösung könnte allein in Deutschland bis 2050 Einsparungen von rd. 360 Mrd. € gegenüber der Fortsetzung des heutigen Ausbaupfads ermöglichen [2].

Voraussetzungen für die Umsetzung

Das Ziel ist unbestritten: Das deutsche Stromsystem soll auch künftig Versorgungssicherheit gewährleisten und mittelfristig wieder zu einer kosteneffizienten Reduzierung von Treibhausgasen beitragen. Vier zentrale Voraussetzungen sind zu erfüllen, um dieses Ziel zu erreichen. Erstens: Die Gestaltung des künftigen Strommarktdesigns sollte auf einer quantitativen Bewertung der Alternativen gründen und das Spezialwissen der relevanten Akteure einbeziehen. Zweitens ist eine entschlossene,

zentrale Steuerung der Entscheidungsfindung notwendig, um widersprüchliche Interessen einzelner Akteure aufzufangen. Drittens sollten gefundene Lösungen langfristig tragfähig und glaubhaft sein sowie ausreichend Sicherheit für die nötigen Investitionen bieten. Viertens ist zügiges Handeln unabdingbar: Etliche Kraftwerke sind bereits heute stark defizitär; weitere Abschaltungen sind daher zu erwarten. Dadurch steigende regionale Ungleichgewichte könnten die Netze an ihre physischen Grenzen bringen.

Anmerkungen

[1] Die durchschnittliche ungeplante Unterbrechung der Stromversorgung in Deutschland (SAIDI) liegt bei 15 Minuten (2011); in anderen EU-Ländern (z. B. Frankreich und Großbritannien) ist dieser Wert vier bis sechs Mal höher.

[2] Vgl. McKinsey: Transformation of Europe's power system until 2050. September 2010.

*Dr. T. Vahlenkamp, Direktor, McKinsey & Company, Düsseldorf; M. Gohl, Associate Principal, McKinsey & Company, Berlin
Thomas_Vahlenkamp@mckinsey.com*

Feedback und Rückmeldung erwünscht

Der Energiewende-Index bietet alle drei Monate einen Überblick über den Status der Energiewende in Deutschland. Das Feedback und Rückmeldungen der Leser sind ausdrücklich erwünscht und werden bei der Aktualisierung des Index berücksichtigt, sofern es um öffentlich zugängliche Fakten geht. Auf der Website von McKinsey besteht die Möglichkeit, den Autoren zum Thema Energiewende Feedback zu geben: www.mckinsey.de/energiewende-index