

Indikatoren für die energiepolitische Zielerreichung

Mannheim, 1. Juni 2012

Florens Flues
Andreas Löschel
Frank Pothen
Nikolas Wölfing

ZEW

Zentrum für Europäische
Wirtschaftsforschung GmbH

Ansprechpartner

Andreas Löschel
Nikolas Wölfing

L 7, 1 · 68161 Mannheim

Postfach 10 34 43
68034 Mannheim

E-Mail energieindikatoren@zew.de
Telefon +49 (0) 621-1235-210
Telefax +49 (0) 621-1235-226



Projektteam

Florens Flues

Andreas Löschel

Frank Pothen

Nikolas Wölfing

Unter Mitarbeit von

Jana Wackermann

Stephanie Weiler

Die Autoren bedanken sich bei

Vasilios Anatolitis, Valeska Braun, Matthias Fett, Philipp Massier, Tim Mennel, Michael Werner und Eva Wichmann für ihre geleistete Unterstützung. Unser Dank gilt weiterhin Christian Hoffmann (stellvertretend für das Team von e-fect) für die Konzeption und Moderation der Projekt-Workshops. Auch bedanken wir uns bei Regina Wilde für ihre vielen hilfreichen Beiträge bei der Formulierung des Projektes und zur Konzeption der Einbindung von Stakeholdern. Nicht zuletzt sind wir allen zu Dank verpflichtet, die im Rahmen von Interviews und Projektworkshops Ihre Expertise beigetragen haben und denen somit ein großer Anteil am Erfolg des Projektes zukommt.

Hintergrund und Auftrag

Der Projektauftrag lautete, ein Konzept für eine indikatorenbasierte Evaluation der drei abstrakten Ziele Sicherheit, Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung zu entwickeln. Getragen und finanziert wurde das Projekt vom Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI) und einem breiten Konsortium seiner Mitgliedsverbände sowie der Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie. Der Projektbericht ist das alleinige Ergebnis der eigenständigen und unabhängigen Arbeiten am Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung GmbH, Mannheim. Alle vorgebrachten Meinungen und Einschätzungen sind, soweit nicht anders gekennzeichnet, ausschließlich die der Autoren.

Inhalt

Inhalt	i
Abbildungen.....	v
Tabellen	vi
Exkurse	vii
1. Hintergrund und Ziele.....	1
2. Methodik	4
2.1 Literaturrecherche.....	5
2.2 Experteninterviews.....	6
2.3 Gruppeninterviews	8
3. Ergebnisse der Literaturrecherche, Experten- und Gruppeninterviews	10
3.1 Zusammenstellung potentieller Indikatoren	10
3.1.1 Indikatorenübersichten	11
3.2 Kriterien zur Bewertung von Indikatoren	17
3.2.1 Zielbezug	18
3.2.2 Verfügbarkeit	18
3.2.3 Transparenz	18
3.2.4 Verständlichkeit	18

3.3 Abdeckung von Indikatoren über die Dimensionen der Ziele Umweltverträglichkeit, Sicherheit und Wirtschaftlichkeit	20
4. Prägende Kennzahlen der deutschen Energieversorgung.....	21
5. Ansatz zur Messung der energiepolitischen Zielerreichung.....	26
5.1 Vorgehensweise erster Schritt: Definitionen	26
5.2 Vorgehensweise zweiter Schritt: Dimensionen.....	27
5.3 Vorgehensweise dritter Schritt: Indikatoren	27
6. Sicherheit.....	29
6.1 Definition der Sicherheit.....	29
6.2 Messung der Sicherheit	30
6.3 Auswahl von Indikatoren für die Sicherheit	33
6.3.1 Preissicherheit	34
6.3.2 Ressourcenverfügbarkeit.....	39
6.3.3 Kapazitätsreserven der Endenergiebereitstellung	48
6.3.4 Netzsicherheit.....	56
6.3.5 Flexibilität & Resilienz der Nachfrage	60
6.3.6 Unfallsicherheit.....	64
6.4 Zusammenfassung der ausgewählten Indikatoren	66
7. Umweltverträglichkeit.....	69
7.1 Definition der Umweltverträglichkeit.....	69
7.2 Messung der Umweltverträglichkeit	70
7.2.1 Ansatz zur Auswahl von Dimensionen.....	70
7.2.2 Umfassende Betrachtung von Umweltverträglichkeit	72
7.2.3 Messung von Ursachen oder Wirkungen	73
7.2.4 Messung von Umweltverträglichkeit durch externe Effekte.....	74

7.3 Auswahl von Indikatoren für die Umweltverträglichkeit	77
7.3.1 Klimawandel	78
7.3.2 Abbau von Ozon in der Stratosphäre	80
7.3.3 Humantoxizität	80
7.3.4 Feinstaub	82
7.3.5 Ionisierende Strahlung.....	83
7.3.6 Bodennahe Ozonbildung	84
7.3.7 Versauerung.....	85
7.3.8 Eutrophierung.....	86
7.3.9 Ökotoxizität.....	86
7.3.10 Landnutzung	87
7.3.11 Ressourcenverbrauch	88
7.4 Zusammenfassung der ausgewählten Indikatoren	90
8. Wirtschaftlichkeit.....	93
8.1 Definition der Wirtschaftlichkeit	93
8.2 Messung der Wirtschaftlichkeit.....	94
8.2.1 Direkte Messung der Wirtschaftlichkeit.....	94
8.2.2 Kosteneffizienz.....	94
8.2.3 Indirekte Messung der Wirtschaftlichkeit	97
8.3 Auswahl von Indikatoren für die Wirtschaftlichkeit.....	99
8.3.1 Wettbewerbsintensität.....	99
8.3.2 Internalisierung externer Effekte	107
8.3.3 Informationsverfügbarkeit.....	116
8.3.4 Regulierungskosten	119

8.4 Zusammenfassung der ausgewählten Indikatoren	129
9. Résumé und Ausblick.....	131
9.1 Résumé	131
9.2 Ausblick.....	133
10. Quellenangaben.....	136
Anhänge.....	147
Annex A: Protokoll des Workshops vom 14.12.2011	147
Annex B: Indikatorenübersichten	149

Abbildungen

Abbildung 1: Vorgehen bei der Einbindung von externen Experten.....	5
Abbildung 2: Beispielindikator.....	17
Abbildung 3: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern	22
Abbildung 4: Endenergieverbrauch nach Sektoren.....	23
Abbildung 5: Primärenergieverbrauch	24
Abbildung 6: Preise für Rohöl, Erdgas, Steinkohle und Strompreis	25
Abbildung 7: Energiepolitisches Zieldreieck.....	26
Abbildung 8: Von den energiepolitischen Zielen zu den Indikatoren	28
Abbildung 9: Dimensionen der Sicherheit der Energieversorgung	33
Abbildung 10: Marktgleichgewicht und Optimum bei negativer Externalität ..	76
Abbildung 11: Nichtinternalisierte Treibhausgaskosten	114
Abbildung 12: Wohlfahrtsverluste	121

Tabellen

Tabelle 1: Im Rahmen der Recherchen befragte Institutionen	8
Tabelle 2: Liste der zusammengetragenen Indikatoren	12
Tabelle 3: Ausgewählte Indikatoren für das Ziel Sicherheit	66
Tabelle 4: Dimensionen der Umweltverträglichkeit.....	71
Tabelle 5: Ausgewählte Indikatoren für das Ziel Umweltverträglichkeit	91
Tabelle 6: Ausgewählte Indikatoren für das Ziel Wirtschaftlichkeit.....	130

Exkurse

Exkurs 1: Bewertungsverfahren	19
Exkurs 2: Herfindahl-Hirschmann-Index.....	43
Exkurs 3: Was ist ein schwerer Unfall?.....	66
Exkurs 4: Externe Effekte.....	75
Exkurs 5: Kraftstoffpreiselastizität.....	106
Exkurs 6: Nichtinternalisierte Treibhausgaskosten	113
Exkurs 7: Wohlfahrtsverlust und Idee der doppelten Dividende	120

1. Hintergrund und Ziele

Die Sicherung einer nachhaltigen Energieversorgung der Bevölkerung und der Wirtschaft gehört zu den größten Herausforderungen des 21. Jahrhunderts. Die Politik setzt Rahmenbedingungen und Anreize dieses Ziel zu erreichen. Dabei sind vielfältige ökologische und ökonomische Auswirkungen ihres Handelns zu berücksichtigen. Das Spannungsfeld, in dem sich die Energiepolitik bewegt, wird durch das energiepolitische Zieldreieck versinnbildlicht.

Das energiepolitische Zieldreieck setzt sich aus den Zielen *Sicherheit*, *Umweltverträglichkeit* und *Wirtschaftlichkeit* der Energieversorgung zusammen. Es bildet einerseits die verschiedenen Interessen und Probleme ab, der sich die praktische Energiepolitik ausgesetzt sieht. Andererseits macht es den Umstand sichtbar, dass es zwischen den Zielen sowohl Synergien als auch Konflikte geben kann. Jedes politische Handeln in der Energieversorgung ist mit Rückwirkungen für diese drei Ziele verbunden. Nicht zuletzt das Energiekonzept der Bundesregierung aus dem Jahr 2010 und dessen Anpassung nach den Ereignissen im japanischen Fukushima zeigen, dass in Zukunft substantielle Änderungen in unserem Energiesystem zu erwarten sind. Auch diese werden sich in der Zielerreichung in der Sicherheit, Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung widerspiegeln.

Die Energieversorgung ist komplex und lässt es nicht ohne weiteres zu Aussagen über den „Stand der Dinge“ in diesem Bereich zu treffen. Angesichts der Bedeutung des Themas Energie ist es aber unerlässlich, dass die Öffentlichkeit sich ein Bild davon machen kann, wie gut die Ziele des energiepolitischen Zieldreiecks erreicht werden. Dieser Bericht versucht anhand von Indikatoren ein Bild der energiepolitischen Zielerreichung zu zeichnen. Es wird dabei ein Konzept für die Auswahl von Indikatoren entworfen. Auf Basis dieses Konzepts werden zudem erste Indikatoren vorgeschlagen.

Diese Indikatoren sollen energiepolitisch relevante Ziele und Entwicklungen beobachtbar und vergleichbar machen. Sie dienen somit als Vergleichsmaßstab über Zeit bzw. Ort, Hinweis auf erwünschte sowie unerwünschte Entwicklungen und können Aufmerksamkeit auf den Fortgang der Energiewende jenseits vom Fortschritt bei einzelnen Maßnahmen lenken.

Die Indikatoren sollen und können jedoch in keiner Weise zur Bewertung einzelner politischer Maßnahmen oder Projekte herangezogen werden. Die Wirkungen und Sinnhaftigkeit einzelner politischer Maßnahmen erfordern eine gezielte Evaluation anhand von strukturellen Untersuchungen, z.B. durch Energiesystemmodellierung und Rechenbare Allgemeine Gleichgewichtsmodelle ex-ante oder durch ökonometrische Methoden zur Analyse der energiepolitischen Zielerreichung ex-post. Solche Untersuchungen können Einsichten in Zusammenhänge generieren, welche mit einem knappen Indikatorenüberblick nicht erfassbar sind. Hingegen ermöglicht eine geeignete Auswahl weniger Indikatoren auf knappem Raum einen informativen Überblick über den „Stand der Dinge“ zur energiepolitischen Zielerreichung zu gewinnen.

Die Indikatoren in ihrer Gesamtheit müssen nachvollziehbar und intersubjektiv vergleichbar, verlässlich und valide sein. Sie haben sich an den Zielen des energiepolitischen Zieldreiecks zu orientieren und sind damit unabhängig von einzelnen politischen Maßnahmen. Nicht selten zeigt sich das Problem, dass für Aspekte der Ziele keine geeigneten Indikatoren vorliegen oder dass die Datenlage es nicht erlaubt, Indikatoren zu quantifizieren. Deshalb sollen auch diese Lücken sichtbar gemacht werden.

Neben den drei klassischen Zielen des energiepolitischen Zieldreiecks spielen weitere politische Ziele in der Energiepolitik eine Rolle. Dazu gehören insbesondere die *sozialen Wirkungen der Energiepolitik*. Es sind beispielsweise die Verteilungseffekte der Energiepolitik oder die Belastung von Haushalten mit geringem Einkommen mit Energiekosten als Aspekte zu nennen. Die sozialen Wirkungen sind - genauso wie die Erreichung der Ziele des Zieldreiecks - stark abhängig von der Ausgestaltung konkreter Maßnahmen. Zudem können die sozialen Wirkungen der Energiepolitik nur im Zusammenhang mit der Ausgestaltung des Sozialsystems analysiert werden, welches wiederum außerhalb des Einflussbereiches der Energiepolitik steht. Aus diesem Grund werden die sozialen Wirkungen der Energiepolitik hier nicht explizit betrachtet.

Ein weiterer Aspekt, der in der öffentlichen Diskussion von großer Bedeutung ist, ist die *Akzeptanz energiepolitischer Maßnahmen*. Diese bezieht sich sowohl auf einzelne regulatorische Eingriffe als auch auf die Akzeptanz der Energiewende als Ganzes. Allerdings ist die Akzeptanz immer konkret an Maßnahmen gebunden. Eine übergreifende Akzeptanz der Energiepolitik ist nicht sinn-

voll operationalisierbar. Die Untersuchung von Akzeptanz muss damit auf Maßnahmenebene stattfinden, was nicht Teil der Untersuchung ist. Allerdings ist zu vermuten, dass sich eine gute und ausgewogene Zielerreichung im energiepolitischen Zieldreieck positiv auf die Akzeptanz der Energiepolitik auswirkt.

In diesem Projekt wurden über 100 verschiedene potentielle Indikatoren für die Sicherheit, Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung gesichtet und ausgewertet. Dazu wurden zuerst umfangreiche Literaturrecherchen durchgeführt, Einzelinterviews mit verschiedenen Experten geführt sowie Gruppeninterviews im Rahmen eines Workshops. Auch wurden neue Indikatoren entwickelt (Kapitel 2). Wesentliche Ergebnisse der Literaturrecherche, Experten- und Gruppeninterviews waren, neben der umfangreichen Auflistung möglicher Indikatoren, die Auswahl von Bewertungsmaßstäben für Indikatoren (Kapitel 3). Um die Indikatoren in den Gesamtzusammenhang des deutschen Energiesystems einordnen zu können, sind zudem vier wichtige Kennzahlen ausgewählt worden (Kapitel 4). Das Konzept zur Auswahl der Indikatoren (Kapitel 5) setzt bei den Zielen des energiepolitischen Zieldreiecks an: der Sicherheit, der Umweltverträglichkeit und der Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung. Um die Zielerreichung durch Indikatoren abbilden zu können, wurden die drei Ziele in verschiedene besonders relevante Dimensionen aufgegliedert. Für diese wurden dann geeignete Indikatoren ausgewählt und Datenquellen für deren Quantifizierung betrachtet (Kapitel 6-8). Ein kurzes Résumé wird in Kapitel 9 gezogen. Der Anhang listet umfangreiches Material zu den Ergebnissen der Recherchen und verschiedenen Indikatoren auf.

2. Methodik

Im Mittelpunkt der Arbeiten stand die Ermittlung von Indikatoren mit einem möglichst monotonen Zielbezug zur Umweltverträglichkeit, Sicherheit oder Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung. Dies bedeutet, dass eine Veränderung der Maßzahl in eine bestimmte Richtung immer auch eine eindeutige Aussage über die Verbesserung oder Verschlechterung der Zielerreichung erlaubt.

Zur Ermittlung geeigneter Indikatoren wurden zuerst Kenngrößen und Daten erfasst sowie die Entwicklung von Qualitätskriterien für Indikatoren vorangetrieben. Um die Ziele Umweltverträglichkeit, Sicherheit und Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung möglichst umfassend abzubilden, wurde die bestehende Literatur gesichtet, Experten von verschiedenen nationalen und internationalen Institutionen interviewt sowie Experten zu Gruppeninterviews bzw. -diskussionen in einem ersten, vom ZEW organisierten Workshop geladen.

Die Literaturrecherche diente im Wesentlichen dazu, einen ersten Überblick über das Themenfeld zu generieren sowie bereits bestehende Indikatorensysteme auf das Vorgehen und die verwendeten Indikatoren für die Energieversorgung hin zu analysieren. Bei den Experteninterviews stand vor allem das Abfragen von Fachwissen in Bezug auf Validität und Verfügbarkeit von Daten mit Bezug zur Energieversorgung im Vordergrund. Die Gruppeninterviews sollten einerseits weiteres Fachwissen von Experten abfragen, andererseits die bestehende Meinungsvielfalt zu verschiedenen Themen offen legen.

Das zusammengetragene Arbeitsmaterial aus der ersten Arbeitsphase wurde von den Mitarbeitern des ZEW umfangreich analysiert und im Team diskutiert. Die daraus gezogenen Schlüsse finden sich im Kapitel 3 Ergebnisse der Literaturrecherche, Experten- und Gruppeninterviews wieder.

Anhand dieser Ergebnisse wurde schließlich ein Ansatz zur Messung der energiepolitischen Zielerreichung ermittelt. Dieser Ansatz wurde wiederum in einem zweiten Workshop geladenen Experten zur Diskussion gestellt, um sachbezogenes Feedback einarbeiten zu können. Abbildung 1 fasst den Gesamtaufbau des Vorgehens zusammen.

Abbildung 1: Vorgehen bei der Einbindung von externen Experten



Quelle: Eigene Darstellung

2.1 Literaturrecherche

Die Grundlage für die weiteren Arbeiten wurde mit einer umfassenden Recherche, Sichtung und Analyse der verfügbaren Literatur zum Thema gelegt.¹ Ansatzpunkte für relevante Beiträge sind dabei vielfältig. Eine ungefähre Klassifikation kann wie folgt geschehen:

Methodische Beiträge zum Thema Messung der politischen Zielerreichung

Politische Zielsetzungen sind meist von einem gewissen Abstraktionsgrad, welcher eine eindeutige Messung der Zielerreichung schwierig bis unmöglich macht. Methodische Beiträge zu diesem Feld betreffen die verschiedensten

¹ Ein umfassendes Literaturverzeichnis ist dem Bericht angehängt.

politischen Bereiche. Ein vielfach diskutierter Strang dieser Literatur arbeitet an Konzepten zur Messung von gesellschaftlicher Wohlfahrt jenseits des Bruttoinlandsprodukts auf Basis von Indikatoren. Ein prominentes Beispiel für diese Arbeit ist die Stiglitz-Sen-Fitoussi-Kommission zur Messung der Wirtschaftsleistung und des sozialen Fortschritts (vgl. Stiglitz et al. 2009). Beiträge dieser Kategorie werden meist von Wissenschaftlern in Fachjournalen oder als Sonderpublikation auf besonderen Auftrag hin veröffentlicht.

Allgemeine Anwendungsbeispiele zum Thema Messung der politischen Zielerreichung

Der Bedarf nach kondensierter Information zur politischen Zielerreichung hat zu einer Reihe von Publikationen geführt, welche sich konkret einzelnen Politikfeldern widmen. Bekannte Beispiele sind der Human-Development-Index des Entwicklungsprogramm der Vereinten Nationen (UNDP 2011), der OECD Bildungsbericht (2011) oder die Fortschrittsberichte der Bundesregierung zur Umsetzung der deutschen Nachhaltigkeitsstrategie (vgl. Bundesregierung 2012). Derartige Publikationen werden oft von staatlichen Stellen, internationalen Organisationen oder in deren Auftrag veröffentlicht.

Indikatorenberichte und statistische Publikationen zur Energieversorgung

Sowohl die Messung gesellschaftlicher Wohlfahrt, als auch die Überprüfung von Nachhaltigkeit sind umfassende Aufgaben. Die dafür ausgewählten Indikatoren sind notwendigerweise breiter angelegt als solche, die sich auf den Bereich der Energieversorgung fokussieren. Um für die Energieversorgung relevante Maßzahlen zu identifizieren, wurden daher speziell solche Indikatorenberichte und Literaturquellen ausgewählt, die sich explizit auf das Thema Energie beschränken.

2.2 Experteninterviews

Im Rahmen der Literaturrecherche ist deutlich geworden, zu welchen Themen weitergehende Informationen benötigt wurden. Wichtige Themen waren hierbei die Erhebungsmethodik und die internationale Vergleichbarkeit sowie die Einsetzbarkeit der Daten zur Quantifizierung von Indikatoren. Diese Fragen, häufig spezifisch für bestimmte Datensätze, wurden in offenen, leitfadengestützten Interviews mit den Datenerhebungsstellen diskutiert.

Die Interviews wurden üblicherweise telefonisch durchgeführt. In fünf Ausnahmefällen wurde ein Fragebogen per E-Mail versandt und Rückfragen im E-Mail-Verkehr gestellt. Bei den für die Energieversorgung wichtigsten internationalen Datenanbietern, der Internationalen Energie-Agentur (IEA) sowie Eurostat, wurden Interviews durch das Projektteam persönlich vor Ort geführt.

Im Rahmen der Interviews wurden jeweils einführende Statements über das ZEW gegeben und das Projekt kurz umrissen. Insbesondere wurde darauf hingewiesen, dass das Ziel des Projektes darin besteht, Indikatoren für die Umweltverträglichkeit, Sicherheit und Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung zu finden. Die Experten hatten dann die Möglichkeit, frei darauf zu antworten und Rückfragen zu stellen. Anschließend wurden die vorbereiteten und in der Regel relativ konkret an den Daten orientierten Fragen gestellt. Die Ergebnisse der Interviews sind in die Ausarbeitung der Indikatorenblätter (Annex B: Indikatorenübersichten) eingeflossen. Tabelle 1 listet die im Rahmen der Recherchen befragten Institutionen auf.

Tabelle 1: Im Rahmen der Recherchen befragte Institutionen

Befragte Institution	Sitz
AG Energiebilanzen (AG EB)	Berlin, Köln
Bundesamt für Strahlenschutz (BfS)	Salzgitter
Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA)	Eschborn
Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)	Hannover
Bundesnetzagentur (BNetzA)	Bonn
Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft	Berlin
European Energy Exchange	Leipzig
Eurostat	Luxemburg
Global Footprint Network	Genf, Schweiz
Internationale Energie-Agentur (IEA)	Paris, Frankreich
Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie Niedersachsen (LBEG)	Hannover
Landesamt für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz Brandenburg (LUGV)	Potsdam
Paul-Scherrer-Institut (PSI)	Villigen, Schweiz
Statistisches Bundesamt (StatBA)	Wiesbaden
Stifterverband für die Deutsche Wissenschaft	Berlin, Bonn, Essen
Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie	Wuppertal, Berlin

2.3 Gruppeninterviews

Die Gruppeninterviews und -diskussionen dienten mehreren Zwecken. Einerseits sollte eine aus der Literaturrecherche und Expertenbefragung gebildete Indikatorenliste nochmals von Experten verschiedenster Institutionen begut-

achtet werden. Ziel war es, das vorhandene Fachwissen für das Projekt nutzbar zu machen. Andererseits ermöglichten die Gruppendiskussionen vorhandene Meinungsvielfalt offen zu legen und die Stimmen unterschiedlicher Stakeholder aufzunehmen. Die Diskussionen ermöglichten zudem, weitere als wichtig erachtete, aber noch nicht behandelte Themen, in die Untersuchung aufzunehmen.

Die Gruppeninterviews und -diskussionen wurden im Rahmen eines Workshops durchgeführt. Hierfür wurden ca. 40 Fachexperten und Interessenvertreter aus den Bereichen Wirtschaft, Wissenschaft, Gesellschaft und Umwelt geladen. Eine Teilnehmerliste findet sich in Annex A: Protokoll des Workshops vom 14.12.2011. Die Geladenen wurden nach dem Zufallsprinzip in drei Gruppen aufgeteilt. Jede Gruppe diskutierte nacheinander jeweils Indikatoren zu einem der drei Ziele Umweltverträglichkeit, Sicherheit und Wirtschaftlichkeit. Die Diskussionen wurden aufgezeichnet und protokolliert. Ein zusammenfassendes Protokoll des Workshops ist dem Bericht angehängt.

3. Ergebnisse der Literaturrecherche, Experten- und Gruppeninterviews

Auf Grundlage der Literaturrecherche erfolgten einerseits eine Zusammenstellung potentieller Indikatoren und andererseits die Auswahl von Kriterien zur Bewertung von Indikatoren. Mit den Ergebnissen der Experten- und Gruppeninterviews wurde die erarbeitete Übersicht ergänzt und verbessert. Es konnten nicht nur weitere Erkenntnisse über die mögliche Abdeckung der Ziele Umweltverträglichkeit, Sicherheit und Wirtschaftlichkeit durch verschiedene Indikatoren gewonnen werden, sondern auch über die Meinungsvielfalt, die der Einschätzung von Indikatoren zugrunde liegt.

3.1 Zusammenstellung potentieller Indikatoren

Aus der Zusammenführung der Literaturrecherche mit Expertenwissen wurde zunächst eine möglichst umfassende Übersicht zu energiepolitisch relevanten Indikatoren erstellt. Als Indikatoren wurden dabei Kenngrößen gewertet, die theoretisch oder praktisch in einer prägnanten Zahl ausgedrückt werden können und einen direkten energiepolitischen Bezug aufweisen. Berücksichtigt wurden insbesondere Kennzahlen, welche regelmäßig in energiepolitisch relevanten Publikationen genannt werden, welche uns von Seiten verschiedenster Experten genannt wurden oder welche im Zuge der Arbeiten als relevant erkannt und entsprechend ausgearbeitet wurden. Hierdurch wurde gewissermaßen eine „Grundgesamtheit energiepolitischer Indikatoren“ erarbeitet.

Diese Indikatorenübersicht stellt einerseits die Ausgangslage dar, um die Relevanz oder Redundanz einzelner Indikatoren ausführlicher zu diskutieren. Andererseits bietet die Indikatorenübersicht einen ersten Abgleich der Ziele Umweltverträglichkeit, Sicherheit und Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung mit den zur Verfügung stehenden Indikatoren und weist somit auch explizit bereits auf gute oder noch zu verbessernde Zielabdeckung hin.

Der größte Teil der zusammengestellten Indikatorenvorschläge stammt aus der Auswertung bereits vorliegender Monitoringberichte, internationaler Datenbanken und wissenschaftlicher Literatur. Die Abgrenzung, welche Indikatoren berücksichtigt wurden und welche nicht, verlief hierbei nach den oben dargestellten Kriterien der (theoretischen) Quantifizierbarkeit und des konkre-

ten energiepolitischen Bezugs. Dabei wurden vielfach auch Indikatoren in der Übersicht berücksichtigt, für die bisher keine allgemein anerkannte, unstrittige Datengrundlage bzw. Quantifizierungsmöglichkeit besteht, beispielsweise weil jegliche Quantifizierung auf modellbasierten Rechnungen mit oft strittigen Annahmen beruhen müsste. Hierfür sind die „Energiesystemkosten“ exemplarisch. Solche Maßzahlen wurden in die Übersicht mit aufgenommen, da sie zumindest theoretisch in einer konsistenten und unstrittigen Weise zu quantifizieren wären, und weil sie in der Literatur vielfach als besonders wichtige Größen thematisiert werden. Die Berücksichtigung dient folglich der Vollständigkeit bei der Diskussion der Qualität einzelner Indikatoren.

Andererseits wurden auch Kennzahlen, die aus amtlichen Quellen stammen, nicht berücksichtigt, wenn kein direkter oder ausschließlicher Bezug zur Energieversorgung hergestellt werden kann. Das gilt auch dann, wenn die allgemeine politische Relevanz unbestritten ist. So werden zum Beispiel in der Übersicht nur „energiebedingte Treibhausgasemissionen“ berücksichtigt, auch wenn für einen effektiven Klimaschutz die gesamten Treibhausgasemissionen zu beachten sind. Die nicht-energiebedingten Treibhausgasemissionen liefern jedoch keine nennenswerte Zusatzinformation für die Zielerreichung der Energiepolitik.

Weiterhin bildet die erarbeitete Übersicht einen eher hohen Aggregationsgrad ab. Gegebenenfalls wird auf die Möglichkeit einer weiteren Disaggregation speziell auf den entsprechenden Seiten hingewiesen. Ein Beispiel für die Aggregation potentiell mehrerer Indikatoren bieten die Übersichten zu „Anteilen erneuerbarer Energien ...“. Hierfür wird jeweils nur ein Übersichtsblatt eingefügt, jedoch können aufgrund der guten Datenlage tatsächlich die Anteile einzelner Energiequellen wie Sonne, Wind, Wasser, etc. einzeln ausgewiesen werden. Die reduzierte Darstellung geschieht im Sinne der Übersichtlichkeit.

3.1.1 Indikatorenübersichten

Ergebnis der Auswertung ist eine Liste von etwa 100 verschiedenen Indikatoren. Für jeden berücksichtigten Indikator wurde ein Blatt angelegt, auf dem die Ergebnisse der Auswertung dargestellt werden. In Annex B: Indikatorenübersichten werden sämtliche im Laufe des Projekts behandelten Indikatoren auf je einer solchen Seite dargestellt. Tabelle 2 listet diese Indikatoren auf.

Tabelle 2: Liste der zusammengetragenen Indikatoren

Indikator	Seite
Abfälle der Energieversorgung	B4
Absatzmarktanteil der fünf größten Kraftstoffanbieter	B5
Abweichung der deutschen Energiepreise von europäischen Durchschnittspreisen	B6
Allgemeine Luftschadstoffkosten	B7
Alter des Elektrizitätsnetzes	B8
Alter des Kraftwerksparks	B9
Angeschlossene Erzeugungsleistung (Netto-Nennleistung)	B10
Anteil der Energiekosten am Bruttoproduktionswert des verarbeitenden Gewerbes	B11
Anteil der Konsumausgaben der Haushalte für Energie im Durchschnitt	B12
Anteil der Konsumausgaben für Energie von Haushalten mit niedrigem Einkommen	B13
Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung an der Bruttostromerzeugung	B14
Anteil von erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch	B15
Anteil von erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch	B16
Anteil der Endkunden, die nach dem n-1-Kriterium versorgt werden	B17
Anzahl an installierten Smart Metern	B18
Ausgaben und Personal in der Forschung im Bereich Energie	B19
Außenbeitrag der Energiegüter	B20
Bestand an Elektrofahrzeugen	B21
Bruttoinlandsverbrauch an Primärenergie	B22
Bruttoinlandsverbrauch von Elektrizität	B23
Clean Energy Patents	B24
CO ₂ -Intensität der Stromerzeugung	B25

Cumulative Availability Curve von Öl, Gas und Kohle	B26
Differenz (Spread) zwischen Endkunden- und Großhandelspreisen für Elektrizität	B27
Differenz (Spread) zwischen Endkunden- und Großhandelspreisen für Gas	B28
Differenz zwischen Endkunden- und Großhandelspreisen für Kraftstoff (Tankstellenmarge)	B29
Diversifikation der Antriebsarten im Verkehrssektor	B30
EEG-Umlage/ -Differenzkosten	B31
Eingriffe der ÜNB nach §13 EnWG	B32
Endenergieverbrauch (Energetischer Endverbrauch)	B33
Endenergieverbrauch im Verkehr	B34
Energetische Sanierungsrate	B35
Energiebedingte Bodenemissionen	B36
Energiebedingte Emissionen von Luftschadstoffen	B37
Energiebedingte Schwermetallemissionen	B38
Energiebedingte Treibhausgasemissionen	B39
Energiebedingte Wasseremissionen	B40
Einfluss der Energieversorgung auf die Biodiversität/ Biologische Vielfalt	B41
Energieproduktivität (Makroökonomische Energieeffizienz)	B42
Erzeugungsleistung der deutschen Offshore-Windparks	B43
„Excess Returns“ bei Energieversorgungsunternehmen	B44
Externe Effekte der Energieversorgung	B45
Flächeninanspruchnahme der Energieversorgung	B46
Gesamte Energiesystemkosten	B47
Gesamtwirtschaftliche Ausgaben für Endenergie gemäß wertmäßiger Energiebilanz	B48
Grenzübergangspreis Erdgas	B49
Grenzübergangspreise (Importkosten) Rohöl	B50

Grenzübergangspreise für Drittlandskohle	B51
Herfindahl-Hirschman-Index (HHI) im Stromgroßhandel	B52
Herfindahl-Hirschman-Index (HHI) der Primärbereitstellung von Gas	B53
Hochradioaktive Abfälle aus energetischer Nutzung von Kernenergie	B54
Hochschulabsolventen in für Energie relevanten Feldern	B55
Implizite Energiesteuern	B56
Importanteil am Energieverbrauch	B57
Importdiversifikation gemäß Herfindahl-Hirschman-Index (HHI)	B58
Importe von Energie	B59
Importe von Energie aus demokratisch nicht gefestigten Ländern	B60
Importrisikoindikator („Versorgungsrisiko-Indikator“) nach Frondel und Schmidt	B61
Investitionen der Netzbetreiber	B62
Investitionen in den Kraftwerkspark	B63
Investitionen und laufende Ausgaben für Umweltschutz im Energiebereich	B64
Kapazität der Stromspeicher	B65
Kapazitäten zur unterirdischen Speicherung von Erdgas	B66
Levelized Costs of Energy (LCOE)	B67
Lieferantenwechselquoten	B68
Marge Elektrizitätsvertrieb	B69
Marge Gasvertrieb	B70
Materialverbrauch der Energieerzeugung	B71
Mittlere Strahlenexposition der Bevölkerung durch Kernkraftanlagen	B72
Netzentgelte Gas	B73
Netzentgelte Strom	B74
Nichtinternalisierte externe Kosten der Energieversorgung	B75
Nichtinternalisierte Treibhausgaskosten	B76

„Ökologischer Fußabdruck“ des Energiesystems	B77
Preise für Endverbraucher (IEA)	B78
Preise für Gas bei Abgabe an industrielle Verbraucher (Eurostat)	B79
Preise für Gas bei Abgabe an private Haushalte (Eurostat)	B80
Preise für Strom bei Abgabe an industrielle Verbraucher (Eurostat)	B81
Preise für Strom bei Abgabe an private Haushalte (Eurostat)	B82
Preiselastische Stromnachfrage bezogen auf den Gesamtverbrauch	B83
Preiselastizität der Nachfrage nach Kraftstoffen	B84
Prozentuale Abweichung des höchsten realisierten Wochenpreises vom Jahresmittelwert	B85
Raumwärmebedarf	B86
Residual Supply Index (RSI) der Stromerzeugung	B87
Revealed Comparative Advantage (RCA) energieintensiver Industrien	B88
SAIDI (Versorgungsstörungen im Elektrizitätsnetz)	B89
Schadstoffbelastung der Luft	B90
Schwere Unfälle im Energiebereich	B91
Sozialversicherungspflichtig Beschäftigte in der energieintensiven Industrie	B92
Sozialversicherungspflichtig Beschäftigte in der Energiewirtschaft	B93
Spannungsqualität im Stromnetz	B94
Spotmarktpreise für Emissionsrechte an der EEX (Carbix)	B95
Spotmarktpreise für Strom (Phelix Monat)	B96
Statische Reichweite der Reserven von Öl, Gas und Kohle	B97
Störfälle in Kernkraftwerken nach International Nuclear Event Scale (INES)	B98
Subventionen pro Energieträger (pro Jahr / kumuliert)	B99
Technische Energieeffizienz	B100
Verbleibende gesicherte Leistung zum Zeitpunkt der Höchstlast	B101
Verbundgrad des Stromnetzes	B102

Volatilität von Energieträgerpreisen	B103
Volatilität der Spotmarktpreise für Strom	B104
Wassernutzung zur Kühlung von Kraftwerken	B105

Abbildung 2 stellt ein Indikatorenblatt beispielhaft dar. Ein Indikator kann potentiell für verschiedene Ziele von Relevanz sein. Wenn er für die Ziele **SI-CHERHEIT**, **UMWELTVERTRÄGLICHKEIT** oder **WIRTSCHAFTLICHKEIT** der Energieversorgung in Frage kommt, wird er in der obersten Zeile unterstrichen. Wenn er als quantifiziertes Ziel im Energiekonzept genannt wird, wird **ENERGIEKONZEPT** unterstrichen. Der Beispielindikator ist also ein Indikator für die Sicherheit der Energieversorgung, er wird aber auch als quantifiziertes Ziel im Energiekonzept genannt.

Abbildung 2: Beispielindikator

SICHERHEIT - UMWELTVERTRÄGLICHKEIT - WIRTSCHAFTLICHKEIT - ENERGIEKONZEPT

Beispielindikator

Definition und kurze Beschreibung des Indikators.

Quelle	Die Quelle der Daten, mit denen der Indikator quantifiziert wird.
Datengrundlage	Die Grundlage der Daten für den Indikator.
Zeitliche Abdeckung	Gibt an, wie oft und seit wann die Daten erhoben werden.
Regionale Abdeckung	Nennt die Länder, für welche die Daten verfügbar sind.
Nutzung	Beispielhafte Auflistung von Indikatorenberichten oder Quellen, in denen der Indikator genutzt wird.

Anmerkungen:

Hier finden sich einerseits technische Anmerkungen zur Berechnung der Daten oder zu methodischen Brüchen in deren Zeitreihen. Andererseits werden Anmerkungen gemacht, welche die Bewertung der Indikatoren betreffen.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
Mittel	Gering	Mittel	Gut
Mittel	✓		

Quelle: Eigene Darstellung

Die Bewertung des Zielbezugs erfolgt getrennt für die Ziele des Zieldreiecks. Die Bewertungen werden in die dazugehörigen Felder vermerkt. **Rot** steht für die die **SICHERHEIT**, **Grün** für die **UMWELTVERTRÄGLICHKEIT**, **Blau** für die **WIRTSCHAFTLICHKEIT**. Im **Orangen** Feld wird durch einen Haken deutliche gemacht, wenn der Indikator ein quantifiziertes Ziel im Energiekonzept abbildet.

3.2 Kriterien zur Bewertung von Indikatoren

Die Zusammenstellung von Indikatoren hat noch nicht das Ziel, eine Vorausswahl vorzunehmen, sondern vorerst nur einen Überblick über die bisher in der

Literatur und in der Fachwelt diskutierten und teilweise veröffentlichten Kenngrößen zu liefern. Parallel zur Übersicht wurden Kriterien erarbeitet, anhand derer eine Bewertung der Indikatoren vorgenommen werden kann. Das Ziel ist hierbei, eine Einschätzung über die jeweils singuläre Aussagekraft der Indikatoren zu erhalten. Die folgenden Kriterien stützen sich sowohl auf übliche wissenschaftliche Standards, wie auch auf die Auswertung bereits existierender Indikatoren- und Monitoringberichte:

3.2.1 Zielbezug

Der Indikator muss in der Lage sein, eine oder mehrere Dimensionen der Ziele Umweltverträglichkeit, Sicherheit und Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung zu erfassen. Die Indikatoren sollen sich dabei an diesen Zielen orientieren, nicht an den Instrumenten zur Erreichung der Ziele. Der Zielbezug sollte monoton sein. Das bedeutet, dass eine Steigerung des Indikators stets nur eine Verbesserung bzw. Verschlechterung in der Zieldimension anzeigt, sich die Aussage einer gleichgerichteten Veränderung jedoch niemals umkehrt.

3.2.2 Verfügbarkeit

Es müssen Daten vorhanden sein, mit denen der Indikator sinnvoll quantifiziert werden kann. Die Daten sollten öffentlich zugänglich sein. Eine ausreichende Frequenz und Länge der Zeitreihe sollte gewährleistet sein. International vergleichbare Daten sollten bevorzugt herangezogen werden.

3.2.3 Transparenz

Die Erhebungsmethodik der Daten muss nachvollziehbar, die Grundgesamtheit klar abgegrenzt und die Erhebungsmerkmale müssen eindeutig sein. Die zugrunde liegenden Quellen sollten dokumentiert sein. Die Quellen der Daten sollten breite Akzeptanz in der Öffentlichkeit finden. Daten, die auf Simulations- und Modellrechnungen sowie auf Prognosen beruhen, sollen nicht berücksichtigt werden.

3.2.4 Verständlichkeit

Der Indikator muss, begleitet durch eine angemessene Darstellung und Aufbereitung, für eine interessierte Öffentlichkeit verständlich und seine Bedeutung nachvollziehbar sein.

Exkurs 1: Bewertungsverfahren am Beispiel des Indikators energiebedingte Treibhausgasemissionen

Der Klimawandel ist eine zentrale Herausforderung der Energie- und Umweltpolitik. Die durch die Energieversorgung bedingten Treibhausgasemissionen wirken monoton auf den Klimawandel. Damit ist ein enger Bezug zur Umweltverträglichkeit der Energieversorgung gegeben und dieser Zielbezug wird mit *gut* eingeschätzt (siehe auch Seite B39).

Zu den möglichen Folgen des Klimawandels gehören auch extreme Wetterereignisse oder Dürren. Diese können eine Rückwirkung auf die Sicherheit der Energieversorgung haben. Damit kann der Indikator potentiell auch zur Messung der Sicherheit eingesetzt werden. Allerdings ist die Kausalkette von den energiebedingten Treibhausgasemissionen, über den Klimawandel, auf die Sicherheit der Energieversorgung ungewiss und damit der Zielbezug nur *gering*.

Der Indikator misst zudem eines der zentralen Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung. Darum ist in diesem Feld ein Haken vermerkt. Allerdings wird im Energiekonzept auf die gesamten Treibhausgasemissionen Bezug genommen, und nicht nur auf solche, die aus der Energieversorgung stammen. Dies wird in dem entsprechenden Feld sichtbar gemacht und in den Anmerkungen erläutert.

Die Daten, mit denen der Indikator quantifiziert werden kann, werden vom Umweltbundesamt (UBA) erhoben und an das Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderung (UNFCCC) gemeldet und dort geprüft. Die Daten werden jährlich erhoben und sind seit 1990 verfügbar. Vorläufige Daten können innerhalb eines Jahres veröffentlicht werden. Auf dieser Grundlage wird die Verfügbarkeit als *gut* eingeschätzt.

Zusammen mit den Daten wird auch eine umfangreiche und detaillierte Dokumentation über deren Berechnung veröffentlicht. Die Zahlen werden gemäß eindeutigen rechtlichen Vorgaben von einer öffentlichen Stelle erhoben. Die Transparenz wird daher als *gut* eingestuft.

Leser, die sich mit energie- und klimapolitischen Fragestellungen beschäftigen, werden bereits mehrfach mit den Zahlen und der Bedeutung dieses Indikators in Berührung gekommen sein. Auch der Begriff des CO₂-Äquivalents ist diesen Lesern bekannt. Daher wird die Verständlichkeit des Indikators als *gut* bewertet.

3.3 Abdeckung von Indikatoren über die Dimensionen der Ziele Umweltverträglichkeit, Sicherheit und Wirtschaftlichkeit

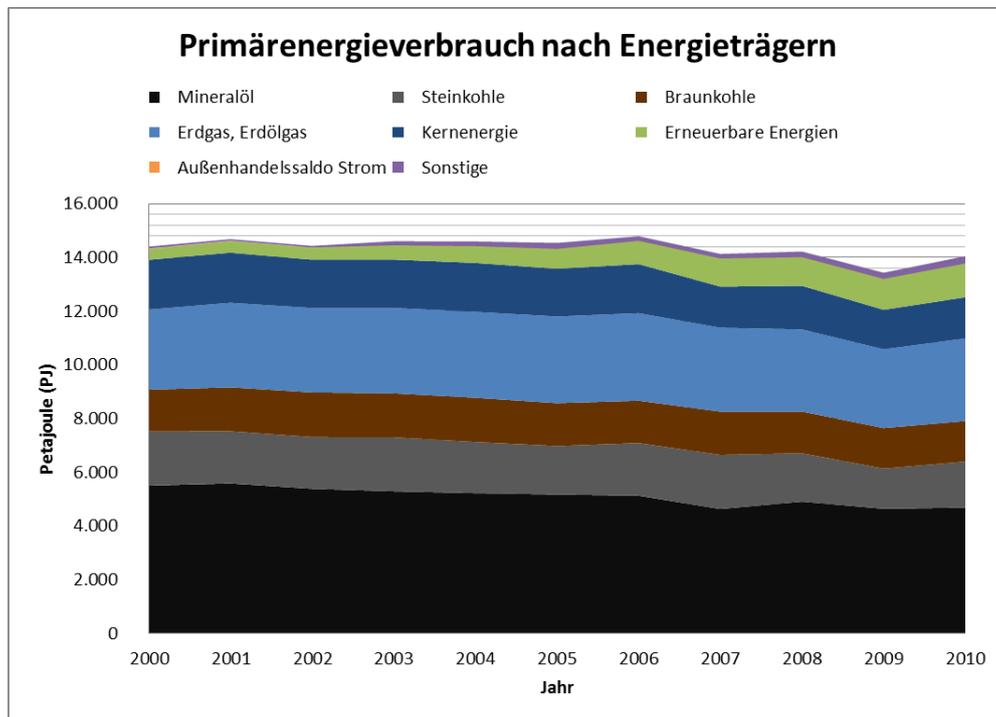
Gute Indikatoren sollten alle der oben genannten Kriterien in hinreichendem Maß erfüllen. Allerdings ist mit der alleinigen Auswahl anhand dieser Kriterien noch nicht erkenntlich, ob die Ziele der Umweltverträglichkeit, Sicherheit und Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung auch umfassend abgebildet werden. Mehrere gute Indikatoren können sehr ähnliche Aussagekraft für einen bestimmten Teilbereich besitzen, während wichtige Dimensionen der drei Ziele überhaupt nicht erfasst sind. Die erarbeiteten Übersichten und Bewertungen von Indikatoren müssen folglich vor dem Hintergrund der Ziele und deren unterschiedlichen Dimensionen gesehen werden. In den Kapiteln 5 - 8 wird die Aufgliederung der Ziele Umweltverträglichkeit, Sicherheit und Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung in unterschiedliche Dimensionen ausführlich erläutert. Zudem werden die Dimensionen soweit wie möglich mit Indikatoren besetzt. Aus dieser Besetzung wird auch ersichtlich, zu welchen Dimensionen noch Forschungsbedarf besteht.

4. Prägende Kennzahlen der deutschen Energieversorgung

Die Indikatoren für die energiepolitische Zielerreichung sollen sich explizit an den Zielen des energiepolitischen Zieldreiecks orientieren. Es erscheint sinnvoll diese nicht isoliert zu betrachten, sondern sich einige zentrale Größen zur allgemeinen Entwicklung der Energieversorgung vor Augen zu führen. Diese Größen lassen sich meist nicht direkt einem Ziel zuordnen, bieten jedoch einen Rahmen, in welchem sich die einzelnen Indikatoren besser interpretieren lassen.

Daher wird zuerst der „Stand des Energiesystems“ allgemeiner dargestellt. Dies soll dem Leser einerseits ermöglichen mit Hilfe weniger zentraler Kennzahlen die Struktur des Energiesystems besser zu verstehen und andererseits die Einordnung der Indikatoren für die energiepolitische Zielerreichung erleichtern. Dafür werden explizit nur wenige allgemein gehaltene Kennzahlen ausgewiesen.

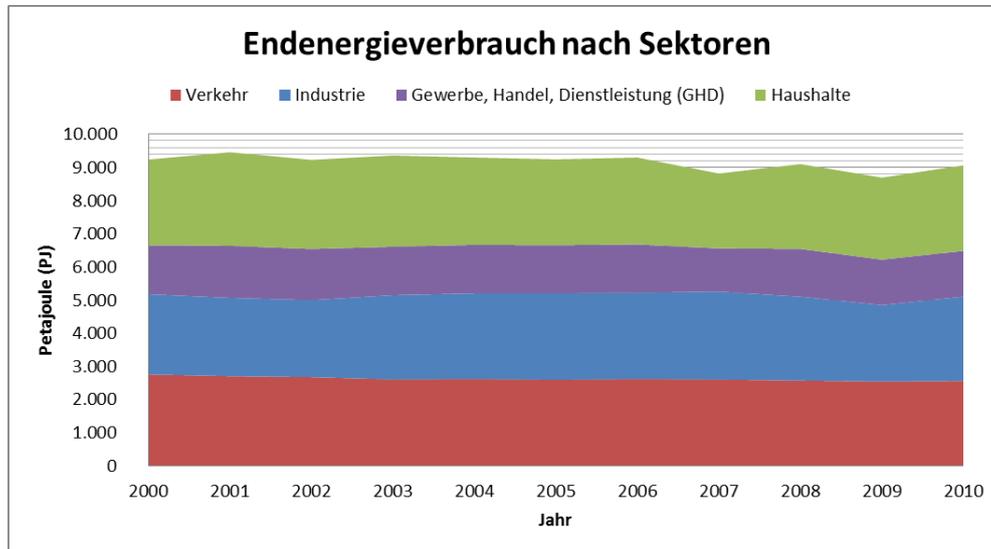
Abbildung 3: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern



Quelle: Eigene Darstellung nach Daten der AG Energiebilanzen wiedergegeben in BMWi (2012)

Der **Primärenergieverbrauch, gegliedert nach Art des Energieträgers im Zeitverlauf**, zeigt die Größe des Energiebedarfs, die Energieträger auf denen die Versorgung aufbaut und die Entwicklung der Verbrauchsstruktur der letzten Jahre.

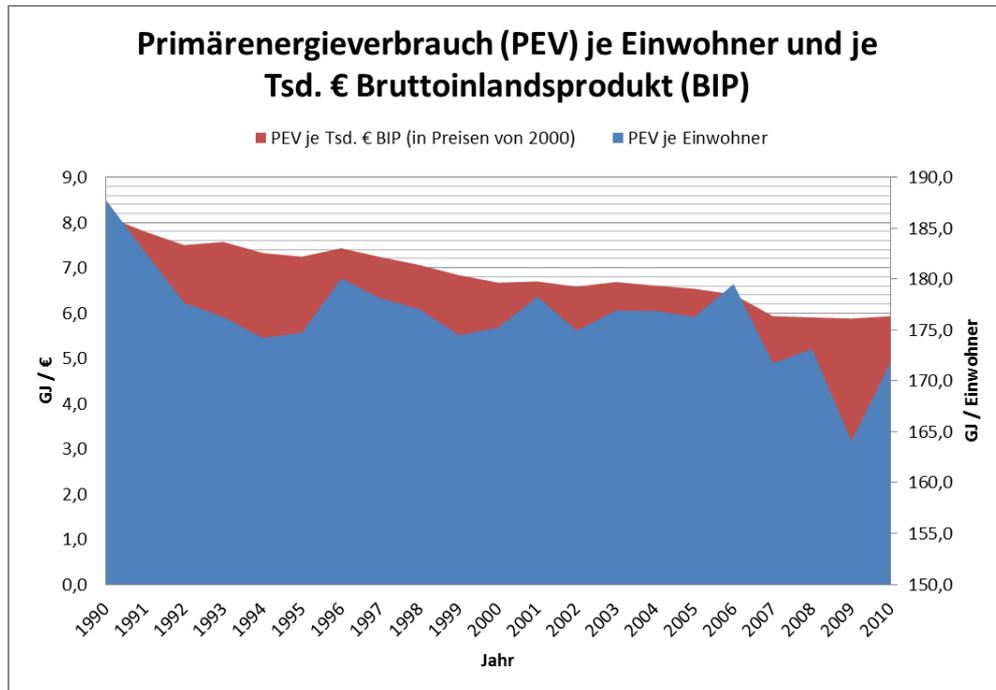
Abbildung 4: Endenergieverbrauch nach Sektoren



Quelle: Eigene Darstellung nach Daten der AG Energiebilanzen wiedergegeben in BMWi (2012)

Der **Endenergieverbrauch, gegliedert nach Sektoren im Zeitverlauf**, stellt das Energiesystem aus Sicht des Nutzers dar und verdeutlicht von welchen Nutzern der Energiebedarf stammt.

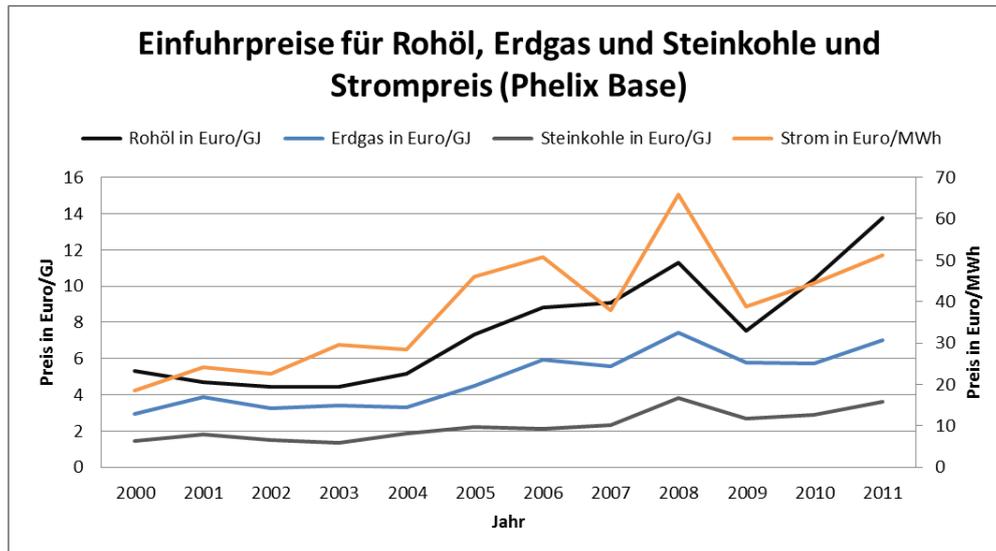
Abbildung 5: Primärenergieverbrauch



Quelle: Eigene Darstellung nach Daten der AG Energiebilanzen wiedergegeben in BMWi (2012)

Die **Makroökonomische Energieeffizienz in Form von BIP / PEV** (erwirtschaftetes reales Bruttoinlandsprodukt je Einheit Primärenergieverbrauch) umreißt grob die energetische Effizienz des Energieverbrauchs.

Abbildung 6: Preise für Rohöl, Erdgas, Steinkohle und Strompreis



Quelle: Eigene Darstellung nach Daten der AG Energiebilanzen wiedergegeben in BMWi (2012)

Die Einfuhrpreise für **Gas, Rohöl und Kohle** sowie der **Strompreis an der Börse** zeigen wie sich die wichtigsten Inputpreise der Energieversorgung über Zeit entwickeln.

5. Ansatz zur Messung der energiepolitischen Zielerreichung

5.1 Vorgehensweise erster Schritt: Definitionen

Das energiepolitische Zieldreieck (Abbildung 7) setzt sich aus den Zielen *Sicherheit*, *Umweltverträglichkeit* und *Wirtschaftlichkeit* der Energieversorgung zusammen. Es bildet einerseits die verschiedenen Interessen und Probleme ab, der sich die praktische Energiepolitik ausgesetzt sieht. Andererseits versinnbildlicht es, dass sowohl Zielkonflikte, als auch Synergien zwischen den einzelnen Zielen vorliegen können.

Abbildung 7: Energiepolitisches Zieldreieck



Quelle: Eigene Darstellung

Die umfassende Literaturrecherche und die Auswertung der Experteninterviews im ersten Projektworkshop ergab für jedes der drei Ziele eine Vielfalt an Interpretationen für diese, mit verschiedenen relevanten Aspekten. Häufig werden für die einzelnen Ziele des energiepolitischen Zieldreiecks ad hoc-Definitionen benutzt, welche sich in der Summe ähneln, jedoch unterschiedliche Gewichtungen vornehmen. Teilweise werden auch Ziele und Indikatoren gleichgesetzt, so dass die Zieldefinition von der Maßzahl bestimmt wird und nicht umgekehrt. Eine solche Vermischung soll hier vermieden werden. Daher

ist der erste Schritt bei der Ausarbeitung des nachfolgenden Konzepts die Festlegung der Zieldefinition.

5.2 Vorgehensweise zweiter Schritt: Dimensionen

Ziel ist es, ein Vorgehen für eine angemessene Erfassung der Zielerreichung zu erarbeiten und dies erst im nächsten Schritt mit möglichen und vorhandenen Indikatoren abzugleichen. Um nicht die vorhandene Datenlage mit der Macht des Faktischen als Ausgangspunkt zu setzen, wurde für jedes Ziel anhand der Literatur eine Definition gewählt und auf ihre Aussagefähigkeit hin geprüft. Anschließend wurden für jedes Ziel einzelne Dimensionen herausgearbeitet, welche für die Zielerfüllung unerlässlich sind, um den unterschiedlichen Aspekten der drei Ziele angemessen Rechnung zu tragen.

Eine Aufgliederung in einzelne Dimensionen ist zwar bei jedem der drei Ziele notwendig, jedoch aus inhaltlich verschiedenen Gründen: während für die Umweltverträglichkeit die Vielfältigkeit der menschlichen Eingriffe in die Natur zu berücksichtigen ist, stehen bei der Sicherheit technische und politische Aspekte von Risiken entlang der Versorgungskette im Vordergrund. Wirtschaftlichkeit weist dem Wesen nach nur eine einzelne Dimension auf: die gesamtwirtschaftliche Effizienz, also das Verhältnis von aggregierten Nutzen zu aggregierten Kosten. Die verschiedenen Dimensionen der Wirtschaftlichkeit ergeben sich aus grundsätzlichen Messproblemen des aggregierten Nutzen und der aggregierten Kosten der Energieversorgung.

5.3 Vorgehensweise dritter Schritt: Indikatoren

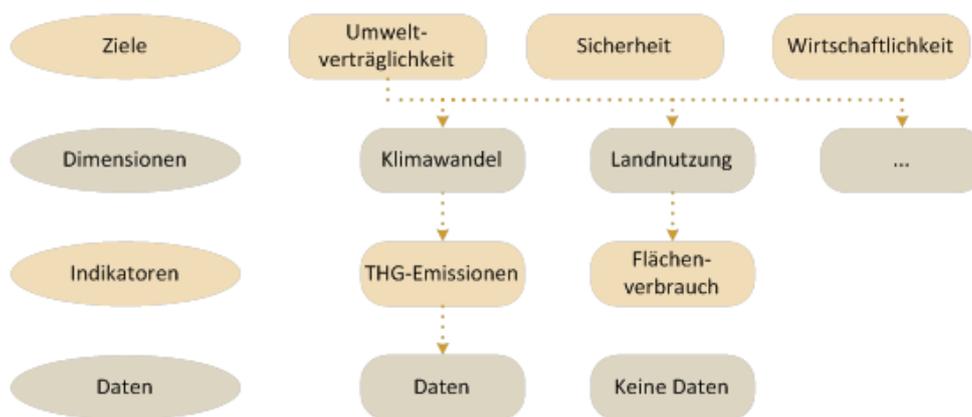
Erst im nächsten Schritt wird geprüft, inwieweit die Ziele mit den recherchierten Indikatoren erfasst werden können.

Wie dargelegt wurden die Indikatoren zur Messung der energiepolitischen Zielerreichung in einem deduktiven Verfahren ausgewählt. Dazu werden zuerst die einzelnen Ziele definiert. Auf Basis der Definition werden verschiedene Dimensionen des Ziels herausgearbeitet. Es werden dann für jede Dimension des Ziels ein oder mehrere Indikatoren festgelegt, mit denen die Dimension messbar gemacht wird.

Die Dimensionen sind dabei so gefasst, dass diese für sich genommen dauerhafte Relevanz haben, auch wenn sich die Erfassung und Messung einzelner Dimensionen im Zeitverlauf aus technischen, politischen oder Gründen der Datenverfügbarkeit ändern können.

Es sei bereits an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass nicht für jede Dimension der Ziele geeignete Indikatoren vorliegen. Genauso existieren nicht für alle Indikatoren geeignete Daten zu deren Quantifizierung. Sollte dies der Fall sein, so wird explizit darauf hingewiesen. Abbildung 8 verdeutlicht das Vorgehen beispielhaft.

Abbildung 8: Von den energiepolitischen Zielen zu den Indikatoren



Quelle: Eigene Darstellung

Die folgenden Kapitel führen diese Überlegungen aus und leiten eine praktikable Operationalisierung der drei Ziele her.

6. Sicherheit

6.1 Definition der Sicherheit

Kurz gefasst beschreibt das Wort „Sicherheit“ die Abwesenheit von Gefährdung. Gefährdung lässt sich beziffern durch eine Verrechnung von möglichen Schäden und der Wahrscheinlichkeit dass diese Schäden eintreten. Damit erscheint eine aggregierte Bewertung der „Sicherheit der Energieversorgung“ prinzipiell möglich. Praktisch lässt sich solch eine zusammenfassende Bewertung jedoch kaum durchführen. Gegen eine zusammenfassende Bewertung sprechen zwei grundlegende Probleme:

Erstens liegt ein Problem bei der empirischen Messbarkeit der Wahrscheinlichkeit vor. Eine Schadenswahrscheinlichkeit beschreibt die Möglichkeit eines Schadenseintritts, die Wahrscheinlichkeit ist selber aber nicht zu beobachten. Wenn der Schaden bisher nicht eingetreten ist, lässt sich daraus nicht schließen, dass dies auch in Zukunft nicht passieren wird. In einigen Bereichen der Energieversorgung ist die Erfassung einer Gefährdungswahrscheinlichkeit gut möglich, in anderen Bereichen ist dies nahezu ausgeschlossen. Ohne einheitlich definierte Wahrscheinlichkeiten können jedoch verschiedene Risiken nicht einheitlich erfasst werden.

Zweitens ist die Definition des „Schadensereignis“ nicht eindeutig: Während in der politischen Debatte meist nur von „Versorgungssicherheit“ im Sinne von physischer Verfügbarkeit von Energie gesprochen wird (im Englischen mit „energy security“ umschrieben), umfasst das allgemeinere deutsche Wort „Sicherheit“ auch die Vermeidung von Risiken für Leib und Leben (englisch „energy safety“). Dieser Aspekt wird in der Definition von Erdmann (1992, S. 311) deutlich:

„Sichere Energieversorgung“ bedeutet sowohl die Versorgungssicherheit wie auch die Begrenzung technischer Unfallrisiken“

Damit sind allein in dieser Definition bereits zwei Dimensionen von Sicherheit angesprochen, welche kaum mit einem gemeinsamen Maßstab erfasst werden können.

Verschiedene Studien nähern sich dem Ziel eines zusammenfassenden Indikators für die Sicherheit der Energieversorgung an. Für Deutschland ist hierbei

insbesondere eine Untersuchung im Auftrag des Weltenergieerats Deutschlands zu nennen (Buttermann und Freund, 2010). Die Strukturierung des Themas „Versorgungssicherheit“ (im Sinne von „energy security“ also ohne Berücksichtigung der Unfallsicherheit) von Buttermann und Freund (2010) ist umfassend und technisch fundiert erarbeitet. Der in diesem Kapitel vorgeschlagene Ansatz weist Parallelen mit dem Vorgehen von Buttermann und Freund (2010) auf. Von einer Aggregation zu einer einzelnen Maßzahl (wie Buttermann und Freund sie vornehmen) wird jedoch aus den oben genannten Gründen abgeraten.

6.2 Messung der Sicherheit

Für die Messung der Sicherheit der Energieversorgung stellt sich das doppelte Problem (1) der Erfassung von Wahrscheinlichkeiten und (2) der Erfassung von „Schäden“. Da eine zweifelsfreie Quantifizierung dieser beiden Punkte nicht möglich ist, lässt sich auch keine konsistente Aggregation zu einer zusammenfassenden Maßzahl für die Sicherheit der Energieversorgung finden. Der hier verfolgte Ansatz nimmt hingegen eine Aufteilung des Ziels „Sicherheit“ in eine begrenzte Anzahl relevanter Dimensionen vor, welche für sich genommen durch Indikatoren beschrieben werden können, vorausgesetzt es sind entsprechende Maßzahlen verfügbar.

Für die Herleitung der relevanten Dimensionen, wird von den Wirkungen der Sicherheit auf die Nutzer (der Gefährdung der Nutzer) des Energiesystems ausgegangen und anschließend soweit auf die vorgelagerten Zusammenhänge und deren Ursachen zurückgegangen, wie dies für sachlich geboten und im Rahmen dieser Studie möglich ist². Sachlich geboten ist die Einbeziehung jeder Dimension, welche unmittelbar auf die Sicherheit der Energieversorgung einwirkt, und eindeutig der Energieversorgung zugerechnet werden kann. Durch eine begrenzte Anzahl von Dimensionen soll eine überschaubare Struktur für die Erfassung der Zielerreichung geschaffen werden. Die folgenden Dimensio-

² Möglich ist im Rahmen dieser Studie die Auswertung existierender Indikatoren, und in begrenztem Maße die konzeptionelle Neuentwicklung von Indikatoren welche so bisher nicht genutzt wurden. Nicht möglich ist die empirische Überprüfung verschiedener Maßzahlen auf ihre tatsächliche Vorhersagefähigkeit durch statistische Methoden.

nen werden vorgeschlagen, um die Sicherheit der Energieversorgung abzubilden:

Unfallsicherheit

Die unmittelbarste Form von Sicherheit der Energieversorgung besteht für Menschen und Unternehmen darin, dass sie nicht in ihrer Gesundheit und in ihrem Besitz durch Unfälle gefährdet werden. Damit ist die Unfallsicherheit als sachlich eigenständige Dimension der Sicherheit der Energieversorgung festzuhalten. An dieser Stelle sei jedoch schon vorweg genommen, dass eine zweifelsfreie Quantifizierung sehr schwierig erscheint.

Flexibilität und Resilienz der Nachfrage

Im allgemeinen Sprachgebrauch wird unter Sicherheit der Energieversorgung vor allem die Versorgungssicherheit als physische Verfügbarkeit von Energie verstanden. Die Gefährdungslage hängt jedoch zuallererst davon ab, welcher Schaden eintritt, wenn die Versorgung ausfällt. Die Güter, welche als „Energiegüter“ zusammengefasst werden (u.a. Strom, Öl, Kohle, Gas, Biomasse), haben keinen direkten Nutzen für den Menschen, sondern werden benötigt, um Dienstleistungen (Licht, Bewegung, Wärme,...) zu erzeugen. Der Ausfall eines dieser Güter ist nur dann problematisch, wenn die damit verbundenen Dienstleistungen nicht auf anderem Wege vergleichbar gut oder günstig erzeugt werden können (Substitution), bzw. wenn eine kurzfristige zeitliche Verlagerung mit hohen Kosten verbunden ist. Damit ist die „Versorgungssicherheit“ abhängig von der Verwundbarkeit der Nachfrage. Positiv gesehen ist die Versorgungssicherheit abhängig von der Flexibilität und Resilienz (Widerstandsfähigkeit) der Nachfrage.

Netzsicherheit

Die Verfügbarkeit von Energiegütern hängt ab von einer mehrstufigen Versorgungskette. Störungen entlang dieser Versorgungskette können auf unterschiedlichen Ebenen sehr unterschiedlich lange oder problematische Ausfälle hervorrufen. Besonders kritisch sind Ausfälle der netzgebundenen Energieversorgung mit Strom, Gas oder Fernwärme. Bei diesen Energieträgern sind Haushalte und Unternehmen auf eine fortlaufende Versorgung angewiesen, im Gegensatz zu beispielsweise Heizöl oder Benzin welche nur gelegentlich

gekauft werden. Die Netzsicherheit bildet daher eine eigene Dimension der Sicherheit der Energieversorgung.

Kapazitätsreserven bei der Endenergiebereitstellung

Die Versorgung von Haushalten und Unternehmen mit Nutzenergie steht am Ende einer Reihe von Umwandlungsprozessen. Die beim Endkunden angelieferten Energiegüter (bspw. Strom, Wärme, Benzin, aufbereitetes Erdgas) werden als Endenergie bezeichnet. Davor steht der Transformationssektor, in welchem Primärenergieträger (bspw. Rohöl, Kohle, Erdgas, Erneuerbare Energien) in Endenergie umgewandelt werden. Da der Energieverbrauch im Zeitablauf stark schwankt müssen im Transformationssektor hinreichend Reserven vorgehalten werden, um die Nachfrage jederzeit bedienen zu können. Die Kapazitätsreserven stellen damit eine relevante Dimension der Versorgungssicherheit dar.

Ressourcenverfügbarkeit

Die Verfügbarkeit von Primärenergieträgern ist Voraussetzung für die Bereitstellung von Endenergie beim Verbraucher. Das trifft ebenso auf die Verfügbarkeit von fossilen Energieträgern (Öl, Kohle, Gas), wie auf die Verfügbarkeit erneuerbarer Energien und Technologien zu. Ersteres zeigt sich in der Endlichkeit der fossilen Lagerstätten und der Möglichkeit von Lieferausfällen bei Energieimporten. Letzteres zeigt sich in den natürlichen Potentialen für erneuerbare Energien eines Landes und in der Verfügbarkeit von Materialien zur Erschließung dieser Potentiale, bspw. Seltenen Erden für die Produktion von Windkonvertern. Ressourcenverfügbarkeit ist in der Literatur eine der gängigsten Dimensionen welche mit dem Begriff Versorgungssicherheit angesprochen werden.

Preissicherheit

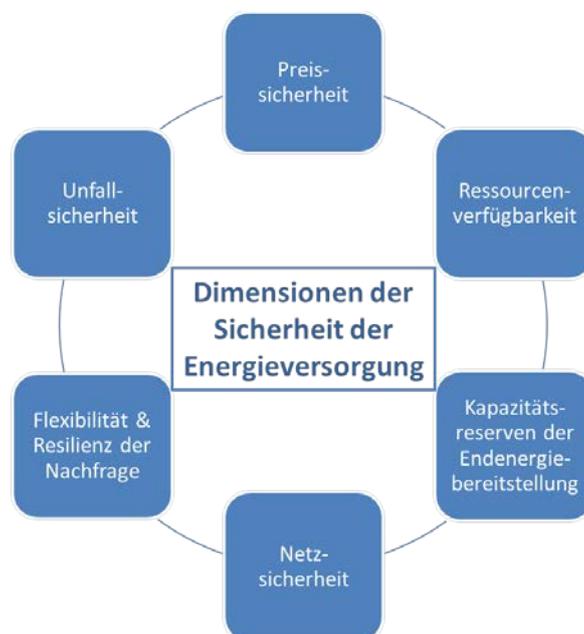
Das physische Vorhandensein von Energieträgern ist allein noch nicht ausschlaggebend für die tatsächliche Verfügbarkeit bei den Nutzern. Es muss berücksichtigt werden, zu welchem Preis die Nachfrage befriedigt werden kann. Faktisch ist jede Nachfrage ab einem gewissen Preis gleich Null und muss auch physisch nicht mehr bedient werden. Physische Knappheit findet somit ihren ökonomischen Ausdruck in Preisen. Preise erfüllen dadurch eine wichtige Len-

kungsfunktion innerhalb der Volkswirtschaft. Ziel einer sicherheitsorientierten Energiepolitik kann folglich nicht die Kontrolle von Preisen sein, sondern höchstens die Vermeidung extremer Preisschwankungen, sofern dies möglich ist. Andernfalls kann die Verringerung der Verwundbarkeit durch extreme Preisschwankungen angestrebt werden, wenn die Preise selbst als gegeben hingenommen werden müssen.

6.3 Auswahl von Indikatoren für die Sicherheit

Wie oben dargelegt lässt sich das Ziel der Versorgungssicherheit in einzelne Dimensionen gliedern, um die verschiedenen Einflussfaktoren besser zu erfassen. Bei der Herleitung der Dimensionen wurde von den jeweiligen Nutznießern der Sicherheit ausgegangen. Eine Reihung der verschiedenen Dimensionen ist damit zwar möglich, und folgt ungefähr der Versorgungskette, faktisch muss jedoch jede Dimension sowohl für sich als auch in Bezug auf alle anderen Dimensionen betrachtet werden.

Abbildung 9: Dimensionen der Sicherheit der Energieversorgung



Quelle: Eigene Darstellung

Die folgenden Abschnitte versuchen, die verschiedenen Dimensionen mit Indikatoren, welche Auskunft über die Zielerreichung geben können, zu besetzen. Dabei wird deutlich, dass einige Dimensionen nur sehr bedingt oder gar nicht angemessen durch Indikatoren abgebildet werden können. Andere Dimensionen sind hingegen gut erfassbar.

Bei der Zuordnung von Indikatoren zu Dimensionen wird, verglichen mit dem vorangegangenen Abschnitt, in umgekehrter Reihenfolge vorgegangen. Dies geschieht ausschließlich aus Gründen der Anschaulichkeit, um ungefähr dem Ablauf der Energieversorgung entlang der Versorgungskette zu folgen.

6.3.1 Preissicherheit

Der ökonomische Ausdruck von Knappheit eines Gutes ist der Preis. Versorgungsschwierigkeiten, beispielsweise bei Rohöl, drücken sich direkt in entsprechenden Preisanstiegen auf dem Weltmarkt aus. Hohe Preise zeigen eine gewisse Knappheit an und geben damit Anreize für Veränderungen bei der Energienachfrage.

Aufgabe der Energiepolitik kann es daher nicht sein, das Preislevel als solches zu beeinflussen. Vielmehr sorgen hohe bzw. niedrige Preise dafür, dass die Nachfrage sich vornehmlich durch die Energieträger deckt, welche offensichtlich gut verfügbar sind. Eine freie Preisbildung begünstigt diesen Prozess.

Die wichtigsten Energierohstoffe werden oft weltweit, zumindest jedoch innerhalb Europas, relativ frei gehandelt. Die Preisbildung findet meist an börsenähnlichen Märkten mit vielen Teilnehmern statt, so dass die jeweiligen Preise sehr rasch auf erwartete Engpässe reagieren. Veränderungen der Marktlage lassen sich folglich in den Veränderungen des Preislevels ablesen. Unsicherheiten bei der Versorgungslage sollten also in stärkeren Preisschwankungen oder Preisspitzen sichtbar werden. Besser als das Preislevel scheinen daher Preisschwankungen als Indikator für die Sicherheit der Versorgung mit entsprechenden Energieträgern zu dienen.

Zur Erfassung von Schwankungen bieten sich verschiedene statistische Maßzahlen an. Zwei davon werden an dieser Stelle kurz vorgestellt: 1.) **die Volatilität** (Standardabweichung vom Durchschnittspreis) und 2.) die **Prozentuale Abweichung des höchsten realisierten Wochenpreises vom Jahresmittelwert**.

Die Standardabweichung wird berechnet als durchschnittliche quadrierte Abweichung vom Mittelwert einer Zufallsvariable (vgl. die Indikatorbeschreibung „**Volatilität von Energieträgerpreisen**“ in Annex B: Indikatorenübersichten). Sie ist eine allgemein anerkannte statistische Maßzahl für die Fluktuationsanfälligkeit einer beobachteten Variable. Jedoch ist die Interpretation der Standardabweichung für Laien nicht ganz einfach. Die Verständlichkeit ist daher mit *Mittel* bewertet.

Aus Sicht der Nutzer erscheinen jedoch vor allem Preisspitzen mit plötzlichen und überraschenden Abweichungen der Preise nach oben als bedrohlich. Daher wird in diesem Bericht auf die höchste prozentuale Abweichung vom Durchschnittspreis als Indikator für Preisschwankungen zurückgegriffen (vgl. Indikatorbeschreibung „**Prozentuale Abweichung des höchsten realisierten Wochenpreises vom Jahresmittelwert**“ in Annex B: Indikatorenübersichten). Der Indikator gibt an, um wie viel Prozent der Preis eines Gutes im Laufe eines Jahres maximal über dem durchschnittlichen realisierten Preis lag³.

Weiterhin ist zu klären, welche Energieträger und welche Frequenz für die Erfassung von Preisschwankungen gewählt werden. Auf Seiten der Primärenergieträger sind insbesondere Erdöl, Erdgas, Steinkohle und Braunkohle als wichtige Energieträger zu nennen. Für die ersten drei dieser Energieträger gibt es gut entwickelte Weltmärkte, bzw. für Gas einen relativ liquiden transnationalen Handel. In solch tiefen und breiten Märkten ist davon auszugehen, dass es vor einem kompletten Wegfall der physischen Versorgung zu einer deutlichen Verknappungen durch hohe Preise kommt. Braunkohle wird weniger stark gehandelt. Vergleichbare Preisdaten liegen nicht vor. Strom fällt nicht nur als Sekundärenergieträger, sondern auch durch die Nicht-Speicherfähigkeit aus dieser Liste heraus. Strompreise schwanken aufgrund der Nichtspeicherbarkeit in deutlich höherer Frequenz. Die Stromlieferung zu einer bestimmten Stunde des Tages kann nicht unmittelbar durch die Einspei-

³ Die Definition erfolgt in Anlehnung an den von Hamilton (1996, 2003) definierten „Net Oil Price Increase: NOPI“, welcher in der wirtschaftswissenschaftlichen Literatur vielfach Anwendung findet (vgl. z.B. Löschel & Oberndorfer, 2009). Im Gegensatz zu NOPI ist der hier vorgeschlagene Indikator auf ein ganzes Jahr bezogen und nicht auf einen gleitenden Mittelwert.

sung eine Stunde später ersetzt werden. Preisschwankungen im Strommarkt sind daher direkt mit der Anpassungsfähigkeit der Nachfrage, dem Gleichlauf von Stromeinspeisung und -entnahme und mit der Netzsicherheit verknüpft und werden in den entsprechenden Abschnitten behandelt. Damit verbleiben die drei Energieträger Erdöl, Erdgas und Steinkohle als relevante Kategorien.

Die Frage nach der Frequenz bezieht sich auf das kürzeste Intervall der Einzelbeobachtungen, welches bei der Berechnung zugrunde gelegt wird. Die meisten offiziellen Preisstatistiken für Deutschland (Erzeugerpreise, Grenzübergangspreise, Preisindices...) werden maximal monatlich erhoben. Angesichts der oben dargestellten Organisation der Märkte mit schnellen Reaktionszeiten sind in einer monatlichen Betrachtung bereits viele der tatsächlichen Fluktuationen verborgen. Als Alternative mit größerer Beobachtungsfrequenz bieten sich Referenzpreise der jeweiligen führenden Energiebörsen an. Preisdaten, welche auch sehr kurzfristige Ausschläge dokumentieren, werden börsentäglich publiziert. Wöchentliche Daten scheinen eine geeignete Frequenz aufzuweisen um einerseits auftretende Preisspitzen gut abzubilden, andererseits den sehr kurzfristigen Schwankungen mit eher geringer gesamtwirtschaftlicher Relevanz nicht zu viel Raum einzuräumen.

Die meisten Energieprodukte, die an Börsen gehandelt werden, sind Forwardkontrakte, welche eine Lieferung zu einem festen Preis in der Zukunft verbrieften. Für die Betrachtung von Versorgungsengpässen ist hingegen die kurzfristige Perspektive relevant: Da die betrachteten Güter lagerfähig sind, ist eine direkte Verbindung zwischen den kurzfristigen Preisen und Forwardpreisen gegeben. Sollte in langer Frist mit Engpässen gerechnet werden, dann werden entsprechende Forwardpreise ansteigen, so dass es sich lohnt, den Rohstoff heute für die Zukunft einzulagern, folglich steigen auch die kurzfristigen Preise. Umgekehrt gilt der Zusammenhang hingegen nicht: sollte in kurzer Frist mit Engpässen gerechnet werden, in längerer Frist hingegen mit einer entspannten Versorgungslage, dann werden nur die kurzfristigen Preise ansteigen, nicht jedoch die langfristigen Preise. Folglich ist in den kurzfristigen Preisen mehr Information über tatsächliche und erwartete Engpässe enthalten, als in den entsprechenden Forwardpreisen.

Referenzpreise für die Region Nordwesteuropa bieten die folgenden Anbieter: International Commodity Exchange London, Brent Index (Rohöl der Nordsees-

orte Brent), Argus/McCloskey, API#2 Index (Steinkohle in der Region Nordwesteuropa und Amsterdam-Rotterdam-Antwerpen), ENDEX-TTF, natural gas spot (Erdgas am niederländischen Gashub „title transfer facility“).

Bezug zum deutschen Energiesystem

Die hier vorgestellten Indices ergeben ein Bild davon, wie hoch der maximale Preisschock auf den Weltmärkten ausfiel, dem die deutsche Volkswirtschaft in einem bestimmten Jahr ausgesetzt war. Die Preisschocks sind dabei definiert als die höchste Abweichung der wöchentlichen Preise vom Durchschnittspreis. Preisschocks sind oben ausführlich erläutert als ökonomischer Ausdruck plötzlich auftretender Knappheit anzusehen, und damit ein gutes Maß für die Gefährdung der Versorgung mit diesen Gütern. Tatsächlich wird in der wirtschaftswissenschaftlichen Literatur vielfach mit ähnlich konstruierten Maßzahlen untersucht, wie Volkswirtschaften auf Rohölpreisanstiege reagieren (Hamilton, 1996, 2003 und die darauf aufbauende Literatur).

Die Aussagekraft dieser Preisschocks im Hinblick auf die deutsche Energiepolitik ist hingegen begrenzt. Die dargestellten Preise sind weitgehend Weltmarktpreise, welche nicht oder nur zu einem sehr geringen Teil auf Veränderungen im deutschen Energiesystem reagieren. Die Indikatoren erfassen somit eine Dimension der Gefährdung, ohne die jeweiligen Anpassungen der Energiepolitik zu berücksichtigen. So kann die tatsächliche Gefährdung der deutschen Versorgung durch Preisschocks nur erfasst werden, wenn die Abhängigkeit der inländischen Energieversorgung vom jeweiligen Energieträger (Öl, Kohle, Gas) berücksichtigt wird. Der Zielbezug der **prozentualen Abweichung des höchsten realisierten Wochenpreises vom Jahresmittelwert** wird daher nur mit *mittel* bewertet. Der Datenzugang zu Börsenpreisen ist teilweise an den Kauf kostenpflichtiger Zugangsrechte gebunden. Die Verfügbarkeit wird daher ebenfalls als *mittel* eingestuft. Die Transparenz ist aufgrund der transparenten Handelsregeln und der öffentlichen Verfügbarkeit der Berechnungsregeln für Börsenpreise als *gut* zu bewerten. Die Verständlichkeit wird aufgrund der recht einfachen Berechnung mit *gut* bewertet.

Weiterentwicklung

Der Indikator lässt sich zu einem „Verwundbarkeitsindikator durch Preisschocks“ weiterentwickeln. Hierfür werden die ermittelten Preisschock (siehe

Definition) mit dem Anteil des jeweiligen Energieträgers am Primärenergieverbrauch gewichtet und aufsummiert. Auf dieser Grundlage können einerseits Schocks aus verschiedenen Märkten aggregiert werden (gewichteter Mittelwert), andererseits ist auch ein konkreter Bezug zur inländischen Versorgungsstruktur gegeben. Ein solcher „Verwundbarkeitsindikator durch Preisschocks“ kann jedoch nur die Energieträger berücksichtigen, für die Preisdaten in entsprechend hoher zeitlicher Auflösung vorliegen. Auch erschwert die Gewichtung und Aggregation die Interpretation des Indikators.

Daher wird vorgeschlagen die hier entwickelten Maßzahlen für die drei Energieträger Erdöl, Steinkohle und Erdgas einzeln auszuweisen, und um eine Darstellung des Beitrags des jeweiligen Energieträgers zum Primärenergieverbrauch zu ergänzen. Damit wird die Bedeutung des erfassten Preisschocks für die Energieversorgung vernünftig interpretierbar. Ein aggregierter „Verwundbarkeitsindikator durch Preisschocks“ kann exemplarisch zusätzlich ausgewiesen werden.

Vergleichbarkeit

Preisschocks variieren per Definition über die Zeit. Der weltweite Gleichlauf von Preisen für Güter mit entwickelten Weltmärkten macht einen Vergleich zwischen verschiedenen Ländern wenig aussagefähig. Der oben vorgeschlagene „Verwundbarkeitsindikator durch Preisschocks“ ließe sich hingegen, aufgrund unterschiedlicher Energiesysteme, über verschiedene Länder hinweg vergleichen.

Um die Preissicherheit zu erfassen bietet es sich an, Preisschocks für Erdöl⁴, Erdgas⁵ und Kohle⁶ in Form der **prozentualen Abweichung des höchsten Wochenpreises vom Jahresdurchschnittspreis** zu berechnen. Die Schocks sollten um den Bezug zum deutschen Energiesystem zu vergrößern um Angaben zu den Beiträgen der jeweiligen Energieträger zum Primärenergieverbrauch ergänzt werden.

⁴ bspw. Brent Index, International Commodity Exchange London

⁵ bspw. Endex TTF Niederlande oder EEX Leipzig

⁶ bspw. API#2 oder EEX Leipzig

6.3.2 Ressourcenverfügbarkeit

Die Verfügbarkeit von Energieressourcen setzt am Anfang der inländischen Versorgungskette an, bei der Primärgewinnung oder beim Import von Energierohstoffen. Vor dem Hintergrund des verstärkten Ausbaus erneuerbarer Energien könnte zukünftig die Bedeutung fossiler Energierohstoffe für die Versorgungssicherheit abnehmen. Im Gegenzug könnte der Zugang zu Rohstoffen, welche bei der Fertigung von Windkraftkonvertern oder Solarmodulen benötigt werden (bspw. Seltene Erden) größere Bedeutung erlangen. Bisher steht jedoch der Bedarf an fossilen Energierohstoffen deutlich im Vordergrund der Energieversorgungssicherheit.

In zeitlicher Dimension lassen sich kurzfristige und langfristige Verfügbarkeit von Rohstoffen unterscheiden. Diesen beiden Zeithorizonten stehen als relevante Risikokategorien das Risiko von Lieferunterbrechungen, bzw. die Endlichkeit von Vorkommen gegenüber.

Langfristige Verfügbarkeit: Endlichkeit natürlicher Ressourcen

Die Endlichkeit fossiler Rohstoffe ist seit Langem bekannt und unumstritten. Umstritten ist jedoch, inwieweit die Endlichkeit sich direkt in Versorgungsrisiken niederschlägt. Während beispielsweise in mehreren Industriestaaten die Vorkommen an konventionellem Erdgas tatsächlich erschöpft sind, ist in den Vereinigten Staaten in den letzten Jahren die heimische Förderung von Erdgas durch den Einsatz moderner (Fracking-) Methoden wieder deutlich angestiegen. Auch wenn viele moderne Fördermethoden, wie beispielsweise Fracking oder die Ölgewinnung aus Teersanden, mit teilweise massiven Umweltproblemen einhergehen, verdeutlicht das Beispiel des neuerlichen Erdgasbooms in den USA, wie schwierig die Erfassung der Endlichkeit fossiler Ressourcen ist.

Ein Versuch die Endlichkeit von Ressourcen zu fassen, stellt das Konstrukt der **statischen Reichweite** dar, welche sich aus den weltweit gesicherten Reserven geteilt durch den jährlichen Verbrauch ergibt (vgl. die Indikatorbeschreibung in Annex B: Indikatorenübersichten). Die Maßzahl der „statischen Reichweite“, angegeben in Jahren, beruht jedoch auf dem aktuellen Kenntnisstand zu Reserven und Verbrauch. Faktisch verändert sich jedoch fortwährend der Stand der Technik, womit weitere Vorkommen erschlossen werden können. Als Beispiel hierfür dienen die oben genannten Fördertechniken. Gleichzeitig verän-

dert sich fortwährend der weltweite Energieverbrauch, unter anderem durch die fortschreitende Industrialisierung der Weltwirtschaft. Ein Symptom dieses Problems zeigt sich darin, dass die statische Reichweite für Erdöl bereits seit Jahrzehnten auf 20 bis 40 Jahre geschätzt wird, obwohl in der Zwischenzeit große Mengen gefördert wurden und der weltweite Verbrauch massiv zugenommen hat. Aus diesem Grund wird der Zielbezug der statischen Reichweite als *gering* eingestuft. Die statischen Reichweiten verschiedener Energieträger werden regelmäßig von der deutschen Rohstoffagentur publiziert. Die Verfügbarkeit ist daher *gut*. Die Transparenz ist aufgrund der verlässlichen Quelle, jedoch der unklaren Unterscheidung zwischen Reserven und Ressourcen als *mittel* eingestuft. Die Verständlichkeit des Indikators erscheint aufgrund der einfachen Formulierung als *gut*.

Zu einem Teil gehen die Mängel der statischen Reichweite darauf zurück, dass die ökonomischen Hintergründe nicht berücksichtigt werden. Bei Knappheiten auf den Weltmärkten steigen die Preise für Rohstoffe. Hierdurch wird wiederum die Erschließung von bisher unrentablen Vorkommen wirtschaftlich rentabel, so dass sich die förderbaren Reserven erhöhen. Dieser Zusammenhang wird durch das Konstrukt der Cumulative Availability Curve berücksichtigt, welche die heute bekannten Reserven gemäß ihrer Förderkosten abbildet (vgl. die Indikatorbeschreibung in Annex B: Indikatorenübersichten). Auch diese Indexierung leidet jedoch am grundlegenden Problem der Nicht-Erfassung der Dynamik bei Exploration, Technik und Verbrauch. Der Zielbezug der Cumulative Availability Curve für Energierohstoffe ist daher ebenfalls nur als *gering* eingestuft. Vor allem leidet dieses Konzept jedoch an der Verfügbarkeit nachvollziehbarer Daten. Eine allgemein anerkannte Datengrundlage für die Cumulative Availability Curve liegt nicht vor.

Vollumfassend bewertet werden kann die Endlichkeit von fossilen Energieträgern daher nur auf Basis von Modellrechnungen, welche mit vielfach kritischen Annahmen behaftet sind. Die Interpretation dieser Modellrechnungen ist daher stets nur vor dem Hintergrund des jeweiligen Modelldesign und des zugrundeliegenden Szenarios möglich. Damit sind solche Zahlen als allgemeingültiger Indikator nicht verwendbar.

Aus den dargelegten Gründen verzichtet dieser Bericht darauf, einen einzelnen oder einige wenige ausgewählte Indikatoren zum Thema Endlichkeit von

Ressourcen vorzuschlagen.⁷ Interessierten Lesern wird an dieser Stelle nahegelegt, sich mithilfe der Kurzstudie der Deutschen Rohstoffagentur ein umfassendes Bild zum Thema Endlichkeit von Ressourcen der deutschen Energieversorgung zu machen [Deutsche Rohstoffagentur 2011].

Kurzfristige Verfügbarkeit: Importrisiken

Im Gegensatz zur langfristigen Verfügbarkeit von Energierohstoffen ist die kurzfristige Verfügbarkeit nicht durch die Endlichkeit der Ressource, als vielmehr durch den direkten Zugang zum Rohstoff beschränkt. Mit dem Rückgang der Fördermengen von Erdgas aus der Nordsee sowie dem schrittweisen Ende der inländischen Steinkohleförderung ist Deutschland, wie die meisten Industriestaaten weltweit, zum überwiegenden Teil auf Importe angewiesen. Ein Beispiel für die Auswirkungen eines Lieferstopps boten in den siebziger Jahren des vergangenen Jahrhunderts die Ölkrisen und, etwas aktueller, ausbleibende Gaslieferungen aus Russland 2009 sowie das Ölembargo Libyens im Jahr 2011 bzw. Irans im Jahr 2012.

Anhand dieser Beispiele ist recht leicht zu erkennen, dass einer der Hauptgründe für unerwartete Lieferstopps in politischen Konflikten mit den Lieferländern bzw. zwischen den Liefer- und den Transitländern liegt. Auch ist offensichtlich, dass der Ausfall eines einzelnen Lieferanten weniger problematisch ist, wenn dieser nur einen begrenzten Beitrag zur inländischen Energienachfrage beiträgt (Beispiel Iran).

Damit ergeben sich zwei relevante Aspekte für das Importrisiko von Energierohstoffen: die Marktmacht einzelner Lieferländer mit großem Marktanteil an

⁷ Von geowissenschaftlicher Seite gibt es Autoren, die einen weiteren Grund dafür anführen, dass die rein physische Endlichkeit von Energieressourcen nur begrenzte Relevanz für die Sicherheit der Energieversorgung haben könnte: Die globalen Vorräte an fossilem Kohlenstoff, welcher in der Erdkruste lagert, übersteigen bei weitem die Mengen, die bisher gefördert und verbrannt wurden (vgl. Edenhofer et al. 2010). Mit Blick auf einen sich beschleunigenden Klimawandel scheint die „Endlichkeit der Atmosphäre“ ggf. größer als die Endlichkeit globaler fossiler Kohlenstoffvorräte. Die bisherige technische Entwicklung hat eindrucksvoll gezeigt, dass auch lange als unzugänglich deklarierte Ressourcen für die kommerzielle Förderung erschlossen werden können.

der inländischen Versorgung und das länderspezifische (politische) Risiko, mit welchem die Importe aus verschiedenen Ländern behaftet sind.

Die einfachste Quantifizierung von Lieferrisiken ist die Importabhängigkeit in Form des Importanteils am Primärenergieverbrauch. Der Importanteil bei Grundstoffen ist für Deutschland als rohstoffarmes und technologisch hochentwickeltes Land prinzipiell sehr groß, ohne dass sich dies mit permanenten Versorgungsproblemen verbunden ist. Eine Aussage über die Versorgungssicherheit scheint durch den reinen Importanteil somit nur schwer möglich. Der Zielbezug des Indikators wird daher als gering eingestuft. Auch sollte sinnvollerweise der europäische Markt (Europäische Union + Europäische Freihandelsassoziation) als Binnenmarkt betrachtet werden. Problematisch ist jedoch die Datenlage zur Herkunft der Importe. Importe können als innereuropäisch gewertet werden, obwohl sie ursprünglich aus anderen Erdteilen nach Europa importiert wurden und dann im Binnenmarkt weitergehandelt werden. Außerdem geben einige Unternehmen den statistischen Ämtern die Veröffentlichung der Herkunft ihrer Importe nicht zur Veröffentlichung frei. Die Transparenz wird daher nur mit mittel bewertet. Verfügbarkeit und Verständlichkeit des Indikators sind hingegen gut (vgl. die Indikatorbeschreibung „Importanteil am Energieverbrauch“ in Annex B: Indikatorenübersichten).

Ein Indikator, welcher auf Erkenntnissen aus der Politikwissenschaft beruht, berücksichtigt nur die Importe aus nicht-demokratischen Ländern (vgl. die Indikatorbeschreibung „**Importe von Energie aus demokratisch nicht gefestigten Ländern**“ in Annex B). Politologische Studien zeigen auf, dass Demokratien untereinander keine Kriege führen (Ray 1998, Ray 2003). Der Umbruch in der arabischen Welt hat sehr anschaulich gezeigt, dass autokratisch regierte Länder für westliche Beobachter unerwartet in innenpolitische Krisen stürzen können, welche die Lieferungen von Rohöl bzw. Gas gefährden. Aufgrund des empirischen Zusammenhangs von demokratischer Regierungsform und geringer bilateraler Konfliktwahrscheinlichkeit scheint dieser Indikator einen etwas besseren Zielbezug aufzuweisen, als die reine Importabhängigkeit. Der Indikator nimmt jedoch eine sehr grobe Klassifizierung anhand einer einzelnen politischen Variable vor und berücksichtigt nicht die spezifische Situation, die die Lieferbeziehungen zwischen zwei Ländern bestimmt. Aus diesem Grund wird der Zielbezug des Indikators als *mittel* eingeschätzt. Die Verfügbarkeit des Indikators ist *gut*. Die Verständlichkeit wird aufgrund der Verwendung der Län-

derklassifizierung des Polity IV Projekts als *mittel* eingestuft. Bei der Transparenz kommt hinzu, dass auch die Herkunft der Lieferungen nicht immer eindeutig zu bestimmen ist (vgl. die Anmerkungen zum Importanteil). Die Transparenz des Indikators wird daher nicht höher als *mittel* eingestuft.

Andere in der Literatur vorgebrachte Indikatoren zur Messung von Versorgungssicherheitsrisiken versuchen die Diversifikation der Importe zu berücksichtigen. Die Importdiversifikation gibt an, wie stark sich die Importe von Energiegütern aus unterschiedlichen Quellen speisen. Spiegelbildlich zu Diversifikationsmaßen lassen sich Konzentrationsmaße berechnen, welche in der ökonomischen Literatur häufig zur Analyse von Marktmacht genutzt werden. Der bekannteste Index für Marktkonzentration ist der Herfindahl-Hirschmann-Index (HHI, siehe Exkurs 2:).

Exkurs 2: Herfindahl-Hirschmann-Index

Ein in der ökonomischen Literatur häufig genutztes Konzentrationsmaß ist der Herfindahl-Hirschman-Index (HHI), welcher als Summe der quadrierten Anteile einer Grundgesamtheit definiert ist:

$$HHI = \sum_i s_i^2, \quad \text{mit } s_i^2 = \text{Anteil von } i \text{ an der Grundgesamtheit}$$

Sind die Anteile in Dezimalzahlen ausgedrückt, so nimmt der HHI maximal den Wert 1 an. Dies zeigt die höchste mögliche Konzentration an. Hingegen strebt der HHI bei zunehmender Diversifikation gegen Null.

Vielfach wird aus Gründen der Lesbarkeit der Anteil in Prozentzahlen angegeben. Der maximale Wert des HHI liegt dann bei $100^2 = 10\,000$. Angewandt auf die Importe eines Landes ergäbe sich: der HHI der Importe eines Landes entspricht der Größe 10.000 wenn sämtliche Energieimporte des Landes aus einem einzigen Exportland stammen würden. Der HHI wird jedoch umso geringer, je weiter sich die Importe auf unterschiedliche Lieferländer aufgliedern. Zur Illustration: die amerikanische Wettbewerbsaufsicht geht von einer ausgeprägten Anbieterkonzentration in einem Markt aus, wenn der HHI der Marktanteile der im Markt aktiven Unternehmen größer als 2500 ist.

Der Indikator erfasst recht schlüssig die Konzentration die in einem Markt vorliegt, und damit die strukturelle Marktmacht die hier ausgeübt werden kann. Dies zeigt auch die breite Verwendung des HHI in Wettbewerbsstudien. Gleichzeitig sind die Schwachstellen des Index offenkundig: Der HHI kann nicht erfassen, wie verlässlich der jeweilige Handelspartner ist. Aus Gründen der Versorgungssicherheit wäre es ggf. zu bevorzugen, sich auf einen einzelnen verlässlichen Handelspartner zu konzentrieren, anstatt auf Lieferbeziehungen zu mehreren weniger verlässlichen Handelspartnern zu bauen. Aus diesem Grund wird der Zielbezug als *mittel* eingestuft. Die notwendigen Daten werden von deutschen und europäischen statistischen Ämtern nach eindeutigen Regeln erhoben und veröffentlicht, die Verfügbarkeit ist somit *gut*. Bei der Transparenz stellt sich wiederum die Frage danach, ob die ursprünglichen Herkunftsländer der importierten Energiegüter tatsächlich erfasst werden (siehe oben). Sie wird daher mit *mittel* bewertet. Die Verständlichkeit erfordert gewisse Grundkenntnisse zur Konstruktion des Indikators und wird daher mit *mittel* bewertet

In der Literatur werden verschiedene Vorschläge zur Weiterentwicklung des HHI hin zu einem Importrisiko-Indikator gemacht. So werden in einigen Beiträgen die einzelnen Anteile der Länder nicht nur quadriert und summiert, sondern auch mit einer spezifischen Gewichtung versehen.

Ein Vorschlag von Frondel und Schmidt (2009) basiert auf dem HHI, nimmt jedoch eine Gewichtung der verschiedenen Länder anhand von Entgeltklassifizierungen der Euler-Hermes Kreditabsicherungs-AG vor (vgl. die Indikatorbeschreibung „**Importrisikoindikator („Versorgungsrisiko-Indikator“)** nach **Frondele und Schmidt**“ in Annex B: Indikatorenübersichten). Es ist fraglich, inwieweit sich aus dieser Klassifizierung auf die Zuverlässigkeit bei Energielieferverträgen schließen lässt. Der Zielbezug ist aus diesem Grund mit *mittel* bewertet. Der Index ist bisher nur von den Autoren für eine Publikation im Jahr 2009 berechnet worden, beruht jedoch auf Daten, welche von der OECD zur Verfügung gestellt werden. Die Verfügbarkeit ist somit mit als *gut* einzuschätzen. Die Zusammensetzung des Index selbst ist zwar transparent dokumentiert, jedoch basiert er auf Entgeltklassifizierungen deren Zusammensetzung nicht durchgängig nachvollziehbar ist. Aus diesem Grund, und aufgrund der begrenzten Aussagekraft der Daten zur Herkunft von Energieimporten, wird die Transparenz nur mit *mittel* bewertet. Die Konstruktion des Index setzt sehr

unterschiedliche Größen miteinander in Beziehung und errechnet hieraus einen Indexwert dessen Aussage bisher noch nicht empirisch validiert werden konnte und dessen Interpretation daher schwierig erscheint. Die Verständlichkeit wird daher als *gering* eingeschätzt.

Im Gegensatz zur reinen Betrachtung der deutschen Importe wurde im ersten Projektworkshop eine Berücksichtigung der bilateralen Handelsverflechtung vorgeschlagen. Das Argument dahinter lautet: Lieferländer, welche mit Ihren Exporten ebenfalls einseitig auf ein Importland ausgerichtet sind, haben ein deutlich höheres Interesse, diese Lieferungen sicher zu stellen, als Lieferländer, welche ihre Ressourcen an eine Vielzahl von Abnehmern verkaufen können, unabhängig von der jeweiligen Regierungsform oder sonstigen Situation des Landes. Ein entsprechender Indikator wäre ggf. noch zu entwickeln und auf seine Aussagekraft hin zu prüfen.

Alle hier besprochenen Indikatoren die über den reinen Importanteil des Energieverbrauchs hinausgehen nehmen eine Gewichtung der Länderanteile gemäß spezifischer Kriterien vor. Es ist dabei nicht eindeutig zu erkennen, inwieweit die herangezogenen Kriterien etwas darüber aussagen, ob ein Land seine Energielieferungen unterbricht oder nicht. Da es bisher auch keine verlässlichen empirischen Erkenntnisse darüber gibt, welcher Indikator die Gefahr von Lieferausfällen am besten anzeigt, haben die Autoren sich dafür entschieden nur eine sehr einfache und transparente Gewichtung vorzunehmen: die Unterscheidung in Binnenmarkt und Nicht-Binnenmarkt-Importe.

Importdiversifikation gemäß HHI der Nicht-Binnenmarkt-Importe

Der hier vorgeschlagene Indikator ist strukturgleich zum vorher dargestellten HHI.

$$\text{Indikator für Energieträger } i = \sum_j s_{ij}^2$$

Wobei s_{ij} der Anteil von Energieimporten des Energieträger j aus einem Land i ist, bezogen nicht auf sämtliche deutschen Importe, sondern nur auf die Importe, welche nicht aus dem politisch definierten Binnenmarkt stammen. Als Binnenmarkt wird hierbei die Europäische Union angesehen, welche mittlerweile einen weitgehend liberalisierten und eng vernetzten Binnenmarkt bildet sowie die Länder der Europäischen Freihandelsassoziation (EFTA), welche sich

dem EU-Binnenmarkt in vergleichbarer Weise geöffnet haben. Der Indikator berücksichtigt damit ausschließlich die Konzentration der Anbieter der Nicht-Binnenmarktimporte. Für die Sicherheit der inländischen Energieversorgung ist jedoch relevant, inwieweit der inländische Markt von diesen Anbietern dominiert wird. Das Konzentrationsmaß muss daher um den Anteil der Nicht-Binnenmarktimporte am inländischen Verbrauch von Öl, beziehungsweise Kohle oder Gas ergänzt werden. Weiterhin muss berücksichtigt werden, welchen Anteil der jeweilige Energieträger am gesamten inländischen Primärenergieverbrauch ausmacht, wie wichtig der Energieträger somit für die inländische Versorgung ist. Wenn man schlussendlich den HHI der Nicht-Binnenmarktimporte mit den beiden Anteilen multipliziert erhält man eine über die Energieträger hinweg vergleichbare Einheit. Die Summe über alle Energieträger kann als aggregierter Indikator für die Abhängigkeit der inländischen Versorgung gesehen werden.

Der Indikator berücksichtigt damit einerseits die Importabhängigkeit der Primärenergienachfrage als Ganzes, andererseits die Konzentration der Importstruktur. Nicht berücksichtigt wird in dieser Form eine erhöhte Gefährdung beispielsweise durch eine doppelte Abhängigkeit von Öl- und Gasimporten vom selben Exportland. Frondel und Schmidt (2009) haben dieses Problem durch eine andere, ausgefeiltere Aggregationsmethode behoben⁸. Die Aggregationsmethode von Frondel und Schmidt wird hier nur aus einem einzigen Grund nicht verwendet: um die Konstruktion des Indikators für den Leser leichter nachvollziehbar und transparent zu halten.

Handelsverflechtungen mit den europäischen Partnern schlagen sich durch die Definition des Binnenmarkts nicht nachteilig im Index nieder. Das Problem der Gleichbehandlung zweier fundamental unterschiedlicher außereuropäischer Ländern bleibt hingegen bestehen.

Ein weiteres Problem, defintorisch und mit Blick auf die Datenverfügbarkeit, liegt bei der Erfassung der Kernenergie. Diese wird in den Energiebilanzen im Rückschluss aus der angefallenen Wärmeenergie oder der Stromausbeute

⁸ Für Details zur Aggregation über verschiedene Energieträger vgl. Frondel und Schmidt (2009).

definiert⁹. Als Energieträger kommen Kernbrennstäbe zum Einsatz. Definitiv wird Kernenergie bei der Internationalen Energieagentur der heimischen Energie zugerechnet. Da Deutschland selber keine Uranförderung hat, wird in den deutschen Energiebilanzen (vgl. AG Energiebilanzen, 2009) Kernenergie zu hundert Prozent als importierte Energie gewertet werden. Wichtig ist es, die jeweilige Annahme sichtbar zu machen. Für Kernbrennstäbe liegen jedoch keine vergleichbaren Handelsdaten wie für Öl oder Gas vor. Daher ist rein praktisch keine Ausweisung nach Herkunft möglich.

Die Bewertung des Indikators orientiert sich an der Bewertung der anderen vorgestellten Indikatoren mit vergleichbarer Datengrundlage: Der Zielbezug wird in Zusammenfassung der oben angeführten Gründe als *mittel* bewertet. Die Verfügbarkeit erscheint aufgrund der gut zugänglichen Datengrundlage als *gut*. Die Transparenz wird mit Blick auf die unklare Herkunft mancher Importe aus direkten Nachbarstaaten ebenso wie bei vergleichbaren Indikatoren mit *mittel* bewertet. Der Indikator erfordert ein gewisses Verständnis der Berechnung des Konzentrationsmaßes. Jedoch sind alle relevanten Größen direkt nachvollziehbar dargestellt. Daher wird die Verständlichkeit als *mittel* eingeschätzt.

Zusammenfassung

Aufgrund der oben dargelegten Argumente wird zusammenfassend vorgeschlagen die **Importdiversifikation der Nicht-Binnenmarktimporte** für Kohle, Erdöl und Erdgas auszuweisen, ergänzt um den Anteil der Importe am inländischen Verbrauch des jeweiligen Energieträgers (**Importabhängigkeit**) und den **Anteil des Energieträgers am inländischen Primärenergieverbrauch**. In einer vierten Graphik kann eine Zusammenführung der drei Maßzahlen dargestellt werden. Eine Bewertung der langfristigen Verfügbarkeit mit Blick auf die Endlichkeit von Ressourcen scheint bisher nicht sinnvoll möglich. In dieser Frage besteht weiterer Forschungsbedarf.

⁹ Der Primärenergieeinsatz bei der Nutzung der Kernenergie wird in Energiebilanzen mittels der „Wirkungsgradmethode“ errechnet. Vgl. hierzu „Handbuch Energiestatistik, S.158, IEA/Eurostat, 2005.

6.3.3 Kapazitätsreserven der Endenergiebereitstellung

Zwischen den Primärenergieträgern und den Endverbrauchern liegt der Umwandlungs- oder Transformationssektor. Im Transformationssektor wird Primärenergie, beispielweise aus Öl, Kohle, Gas, Biomasse, Wind, Sonneneinstrahlung oder Wasserkraft so umgewandelt, dass der Endverbraucher die Energie nutzen kann. Zum Transformationssektor gehören z.B. die Stromerzeugung, die Erdölraffinerien oder die Erzeugung von Fernwärme. Gelegentlich werden auch die Einrichtungen der Gasversorgung zum Umwandlungssektor gezählt, auch wenn die Aufbereitung des Rohgases meist schon bei der Förderung erfolgt.

Die Nachfrage nach Nutzenergie, welche aus dem Umwandlungssektor bedient werden muss, hängt vielfach von der Witterung oder von anderen exogenen Einflüssen ab. Die Bereitstellung von Endenergie aus dem Umwandlungssektor unterliegt hingegen technischen Restriktionen. Dazu gehören zum Beispiel kurzfristig fixe Kapazitäten oder witterungsbedingte Schwankungen, beispielsweise bei der Stromerzeugung aus Windkraft, aufweisen. Wo Preissignale keine kontinuierliche Angleichung von Nachfrage und Angebot gewährleisten können, werden folglich Puffer benötigt, welche die Deckung der im Tagesverlauf, Wochen- oder Jahresrhythmus variierenden Nachfrage garantieren. Die auftretenden Schwankungen lassen sich in begrenztem Maße prognostizieren, aber eine gewisse Unsicherheit über die weitere Entwicklung der Nachfrage bleibt stets bestehen. Um auch überraschende Nachfrage sicher bedienen zu können, müssen entsprechend Reserven bei der Endenergiebereitstellung vorgehalten werden. Ein höheres Maß an Sicherheit geht daher auch mit einem höheren Maß an ungenutzten Kapazitäten einher.

Bei lagerfähigen Gütern wie Mineralölerzeugnissen oder Holzpellets übernehmen Öltanks oder Brennstofflager die entsprechende Pufferfunktion, meist sogar direkt beim Kunden vor Ort. Auch bei den Raffinerien werden Lager zur Verstetigung der Produktion genutzt, welche als Reserven für die Versorgung der Nachfrage fungieren. Verlässliche Daten zum Lagerbestand sind jedoch vor allem für die staatlichen Reserven verfügbar. Von staatlicher Seite werden strategische Reserven zur Deckung des inländischen Bedarfs an Erdölprodukten von mindestens 90 Tagen gehalten. Der Lagerbestand bietet somit als Indikator für die Sicherheit der Energieversorgung nur wenig Information.

Solange keine Notsituation eintritt, wird sich die Reichweite stets auf eine Dauer von 90 Tagen belaufen. Für andere feste oder flüssige Brennstoffe liegen keine verlässlichen Daten zu Lagerbeständen vor. Auch scheint die Relevanz dieser Lager für die Sicherheit der Energieversorgung derzeit von eher geringer Bedeutung.

Das Speichern von Gas und Strom ist hingegen aufwändiger. Beide Energieträger können nicht ausreichend von den Verbrauchern vor Ort gelagert werden, sondern werden über Versorgungsnetze direkt beim Endkunden angeliefert. Die Kapazitätsreserven in der Strom- bzw. Gasversorgung entscheiden somit direkt darüber, ob es zu Ausfällen beim Endkunden kommt. Dies gilt äquivalent für die Versorgung mit Fernwärme, jedoch existiert für Fernwärme, anders als für Strom und Gas, keine gesamtdeutsche Verknüpfung der Versorgungsnetze. Die Pufferkapazitäten sind somit netzspezifisch und können nicht aggregiert betrachtet werden.

Kapazitätsreserven bei der Bereitstellung von elektrischem Strom

Prinzipiell gilt dass im Stromnetz stets so viel Leistung eingespeist werden muss wie Leistung entnommen wird (Last anliegt). Um die Versorgung stabil zu halten, muss auch bei der höchsten möglichen Nachfrage genug Kapazität bereitstehen um diese Nachfrage zu bedienen. Eine Maßzahl für die zur Verfügung stehende Kapazität ist die **angeschlossene Erzeugungsleistung (Netto-Nennleistung)** (vgl. Indikatorenbeschreibung in Annex B: Indikatorenübersichten). Die reine Erzeugungsleistung sagt jedoch noch nichts darüber aus, ob die Leistung bei Bedarf auch tatsächlich zur Verfügung steht. Erneuerbare Energien fluktuieren in der Einspeisung, Wärmekraftwerke sind nicht verfügbar, wenn Revisionen anstehen. Das Konzept der „gesicherten Leistung“ versucht diese Probleme zu lösen und den tatsächlich Minimalwert der gesicherten Erzeugungsleistung zu erfassen (vgl. bspw. DENA, 2005, S. 238 ff.). Doch auch die gesicherte Leistung sagt als absolute Größe noch nichts darüber aus, ob die Erzeugungsleistung der Nachfrage entspricht. Der Zielbezug des Indikators **angeschlossene Erzeugungsleistung** wird daher *gering* bewertet.

Eine ebenfalls viel diskutierte Größe sind die **Investitionen in den Kraftwerkspark**. Die Sorge vor einer zu geringen Erzeugungsleistung aufgrund der Abschaltung von Kernkraftwerken und ausbleibenden Neu-Investitionen ist unter dem Schlagwort „Stromlücke“ bekannt geworden. Kritisch sind die langen Pla-

nungszeiten beim Neubau von Kraftwerken. Die **Investitionen in den Kraftwerkspark** sind vor diesem Hintergrund eine energiepolitisch wichtige Kenngröße, ermöglichen jedoch für sich genommen noch keine Aussage darüber, ob die Investitionen adäquat zur erwarteten Nachfrage sind oder nicht. Der Indikator leidet an den gleichen Problemen, wie die angeschlossene Erzeugungsleistung, solange eine angemessene Bezugsgröße fehlt. Der Zielbezug wird daher ebenfalls als *gering* bewertet¹⁰.

Als Bezugsgröße für die gesicherte Leistung bietet sich die tatsächlich aufgetretene Höchstlast an. Die **verbleibende gesicherte Leistung zum Zeitpunkt der Höchstlast** ist ein Indikator, welcher nicht nur die Schwankungen der Nachfrage, sondern auch die schwankende Verfügbarkeit des Angebots berücksichtigt. Mit der „(stunden-)gesicherten Leistung“ soll erfasst werden, welche Kraftwerkskapazitäten kurzfristig einsatzbereit sind. Die stundengesicherte Leistung variiert daher im Jahresverlauf gemäß der Verfügbarkeit der Kraftwerke. Der Zeitpunkt der Höchstlast beschreibt den Zeitpunkt im Jahr, zu welchem die insgesamt größte Stromnachfrage anfiel. Die zu diesem Zeitpunkt verbleibende gesicherte Leistung ergibt eine Maßzahl dafür wie viel Nachfrage theoretisch zum Zeitpunkt der Höchstlast zusätzlich noch bedient werden könnte. Der Indikator beschreibt somit die noch verbleibenden Sicherheitsreserven in der Stromversorgung. Der Zielbezug ist als *gut* zu bewerten. Der Indikator weist dennoch einige konzeptionelle Probleme auf, die an dieser Stelle genannt werden:

1.) Die Definition der gesicherten Leistung ist nicht unproblematisch. Insbesondere bleibt fraglich, inwieweit die prognostizierte Erzeugung von Strom aus Sonne oder Wind als gesichert angesehen werden kann. Bisher werden diese Energieformen aufgrund ihrer Schwankungsanfälligkeit in der gesicherten Leistung kaum oder gar nicht berücksichtigt. Weiterhin ist fraglich, wie Pumpspeicherkraftwerke im benachbarten Ausland zur gesicherten Leistung beitragen können.

¹⁰ Die Verfügbarkeit ist *gut*, die Transparenz jedoch nur *mittel*, da unklar ist welche Sachgüter tatsächlich hinter den ausgewiesenen Investitionswerten stehen. Die Verständlichkeit ist ebenfalls als *mittel* anzusehen, da dem Laie nicht unmittelbar erkenntlich wird, welche Ausgaben als Investitionen gewertet werden.

2.) Die Erfassung des Zeitpunkts der Höchstlast ist für Gesamtdeutschland schwierig. Die verschiedenen Regelzonen können jeweils unterschiedliche Zeitpunkte der Höchstlast ausweisen. Wenn gleichzeitig Netzengpässe zwischen diesen Regelzonen auftreten, ist der „gefährlichste“ Moment im Jahr nicht eindeutig zu identifizieren.

3.) Es ist außerdem fraglich, ob der Zeitpunkt des höchsten Stromverbrauchs der kritischste Moment im Jahresverlauf ist. Es ist ebenso denkbar, dass zu einem anderen Zeitpunkt, bei etwas geringerer Nachfrage, die verbleibenden Reserven noch knapper sind, weil beispielsweise mehrere Kraftwerke aus Revisionsgründen und erneuerbare Energien aus Witterungsgründen nicht einspeisen können. Entsprechende Daten zum Verlauf von gesicherter Leistung und zum Lastverlauf liegen bisher nicht vor.

Aufgrund dieser Probleme wurde im Monitoringbericht 2011 der BNetzA der Indikator nicht ausgewiesen. Ein Gespräch mit Beteiligten der BNetzA ergab, dass an der Datengrundlage und an der Beseitigung der drei genannten Kritikpunkte derzeit gearbeitet wird. Es ist bereits für 2012 mit einer deutlich verbesserten Kennzahl zur **minimalen verbleibenden gesicherten Leistung** zu rechnen. Die Verfügbarkeit des Indikators wird daher mit *mittel, zukünftig gut* bewertet. Mit der verbesserten Datenlage wird voraussichtlich auch die Definition und Erfassung der stundengesicherten Leistung besser nachvollziehbar sein. Die Transparenz wird daher mit *gering, zukünftig gut* bewertet. Die Interpretation des Indikators erfordert etwas Grundwissen zur Funktionsweise der Stromversorgung. Die Verständlichkeit wird daher als *mittel* bewertet.

Im ersten Projekt-Workshop wurde die Frage aufgeworfen, ob der Indikator zur **verbleibenden gesicherten Leistung zum Zeitpunkt der Höchstlast** nicht nur auf die Angebotsseite fokussiere, und in einem insgesamt flexiblen Energiesystem ein solcher Indikator nicht mehr notwendig sei. Dieser Kritikpunkt ist inhaltlich vergleichbar mit der Kritik, welche oben unter Punkt 3 wiedergegeben ist. Die Flexibilität des Energiesystems lässt sich zum Beispiel durch die **Kapazität der Stromspeicher**¹¹ erhöhen, welche eine zeitliche Verlagerung der

¹¹ Details zum Indikator finden sich in der Indikatorenbeschreibung im Annex B: Indikatorenübersichten.

Bewertung: Aus der Kapazität der Stromspeicher alleine ist noch nicht abzulesen ob stets

Stromerzeugung erlaubt. Damit lassen sich Schwankungen in der Kraftwerksverfügbarkeit und der Nachfrage besser aufeinander abstimmen.

Die Kritik, ein Indikator zur verbleibenden gesicherten Leistung sei in einem flexiblen Energiesystem nicht aussagekräftig beinhaltet zwei Missverständnisse: Einerseits, ist die Versorgungssicherheit auch in einem Energiesystem zu gewährleisten, welches noch nicht die vielleicht gewünschte Flexibilität aufweist. Die Indikatoren sollen ein relevantes Bild des Ist-Zustandes darstellen, und nicht einen gewünschten Soll-Zustand. Andererseits, unterschlägt diese Kritik, dass ein flexibleres Energiesystem auch weniger kritische Stunden durchlebt. Beispielsweise können Stromspeicher positiv zur stundengesicherten Leistung beitragen, und sind somit im Indikator **verbleibende gesicherte Leistung zum Zeitpunkt der Höchstlast** bereits berücksichtigt. Auch eine flexiblere Nachfrage wird dafür sorgen, dass die Kapazitätsreserven weniger häufig an Ihre Grenzen kommen. Durch den day-ahead-Markt drücken sich absehbare Knappheiten in hohen Preisen aus. In einem flexiblen Energiesystem werden hohe Preise zu einem deutlichen Rückgang der Nachfrage führen. Folglich würde ein flexibleres System auch weniger kritische Momente erleben so dass die installierten Kapazitäten seltener ausgeschöpft werden. Wenn sich die Datenlage zur Erfassung der kritischen Stunden künftig verbessert würde ein Indikator zur **minimalen verbleibenden gesicherten Leistung** diesen Effekt umfassend abbilden. Die Kritik am Indikator ist somit hinfällig. Weitere Ausführungen zum Thema Flexibilität der Nachfrage werden im entsprechenden Abschnitt behandelt.

Kapazitätsreserven bei der Bereitstellung von Erdgas

Im Gegensatz zum Stromnetz erfüllt das Gasnetz selber eine begrenzte Speicherfunktion. Ein permanenter Gleichlauf von Einspeisung und Ausspeisung ist somit nicht notwendig, womit einige der kritischen Punkte wie im Falle der

ausreichend Reserven zur Deckung der Nachfrage vorhanden sind. Der Zielbezug der Kapazität der Stromspeicher wird daher als *mittel* gewertet. Die Verfügbarkeit ist aufgrund der vorhandenen Kraftwerksdatenbanken als *gut* zu werten. Die Transparenz wird auf *mittel* eingestuft, da nicht offenkundig ist, welche Pumpspeicherkraftwerke im In- oder Ausland noch für den deutschen Markt als relevant zu werten sind.

Stromversorgung entfallen. Andererseits ist es auch für die Gasversorgung notwendig, Reserven vorzuhalten, um in Zeiten mit höherem Verbrauch (Wintermonate) den Druck im Leitungssystem konstant zu halten. Der positive Beitrag zur Versorgungssicherheit, der aus diesen Reserven entsteht, zeigte sich deutlich als der Konflikt über Gaslieferungen zwischen Russland und der Ukraine im Jahr 2009 eskalierte. Trotz verringerter Liefermengen, welche die deutsche Grenze passierten, konnte innerhalb Deutschlands die Gasversorgung aufrechterhalten werden.

Die **Kapazitäten zur unterirdischen Speicherung von Erdgas geteilt durch den inländischen Gasverbrauch** können als Indikator genutzt werden um diesen Aspekt der Versorgungssicherheit abzubilden. Die Speicherkapazitäten werden als Arbeitsgasvolumen gemessen. Dies ist die maximale Gasmenge die im Speicher eingelagert und wieder ausgespeichert werden kann. Das Arbeitsgasvolumen geteilt durch den jährlichen Gasverbrauch ergibt eine Maßzahl für die durchschnittliche Dauer mit der die Erdgasversorgung aus den Speichern bestritten werden kann. Der Indikator kann hingegen nicht erfassen, ob die Speicher auch tatsächlich gefüllt sind und wie schnell das Erdgas im Bedarfsfall zu Verfügung gestellt werden kann. Der Zielbezug wird daher nur mit *mittel* bewertet. Die Verfügbarkeit und Transparenz der Daten ist hingegen *gut*. Die Verständlichkeit wird ebenfalls als *gut* eingeschätzt.

Verschiedene Varianten des vorgeschlagenen Indikators wurden ebenfalls in Erwägung gezogen und wieder verworfen. Die Gründe werden im Folgenden aufgeführt, um eine Weiterentwicklung zu erleichtern.

- Die **Entnahmerate der Gasspeicher** gibt Auskunft darüber wie schnell das Gas im Bedarfsfall ausgespeichert werden kann. Sie ist damit vergleichbar mit der verfügbaren Netto-Leistung von Kraftwerken im Stromsektor. Die Entnahmerate schwankt jedoch mit den geologischen Gegebenheiten und dem Füllstand der einzelnen Speicher. Eine eindeutige Quantifizierung ist daher schwierig.
- Die reine Kapazität der Gasspeicher sagt noch nichts darüber aus, wie viel Gas im Zweifelsfall zur Verfügung steht. In Anlehnung an die Definition der verbleibenden gesicherten Leistung im Stromnetz könnte als alternativer Indikator der **minimale Füllstand der Gasspeicher** im Jahresverlauf angegeben werden. Wird der minimale Füllstand durch eine Maßzahl für den täglichen

Gasverbrauch geteilt, so erhält man das Minimum der „Days of Inventory“, also die Anzahl Tage welche, aus dem Gasspeicher noch bestritten werden können. Gasspeicher werden typischerweise im Sommer gefüllt und über den Winter hinweg geleert. Der minimale Füllstand hängt stark davon ob, wie lang und wie kalt der Winter ist. Dieser Faktor ist im Vorhinein nicht abzusehen und spielt daher keine große Rolle beim Befüllen der Gasspeicher im Sommer. Die Variation des minimalen Füllstands von Jahr zu Jahr ist daher vor allem durch die Härte des Winters und nicht durch eine veränderte Versorgungslage bedingt. Damit ist der Bezug zur Versorgungssicherheit eingeschränkt.

- Um den Effekt der Witterungen zu minimieren kann der Jahresverbrauch von Erdgas temperaturbereinigt werden. Die Bereinigung von Indikatoren um Witterungseffekte ist sinnvoll, wenn eine grundsätzliche Aussage über die Entwicklung einer Zeitreihe gemacht werden soll. Bereinigungen werden beispielsweise bei den Beschäftigungszahlen im Bau- oder Gaststättengewerbe regelmäßig vorgenommen. Auch für die Abrechnung von Gasverbräuchen einzelner Nachfrager ist dies gängige Praxis. In der deutschen Energiestatistik werden bisher jedoch keine bereinigten Verbrauchszahlen ausgewiesen. Eine Bereinigung erfordert die Festlegung auf eine statistische Methode welche die witterungsbedingten Schwankungen erfasst, ohne die grundsätzlichen Veränderungen zu verschleiern. Diese Arbeiten können im Rahmen des aktuellen Projekts jedoch nicht geleistet werden. Sollten zukünftig temperaturbereinigte Gasverbräuche veröffentlicht werden, so lässt sich der oben genannte Indikator leicht anpassen.

Vernetzung mit den Nachbarländern

Das Vorhalten von Kapazitätsreserven im Inland erhöht die Sicherheit der Versorgung, ist jedoch kostspielig und im schlimmsten Fall überflüssig. Wenn Versorgungsstörungen nicht europaweit gleichzeitig und im gleichen Ausmaß auftreten, kann auch eine bessere Verknüpfung der Versorgung zwischen Nachbarländern das Sicherheitsniveau erhöhen. Dies betrifft insbesondere die netzgebundene Energieversorgung.

Vernetzung mit den Nachbarländern - Strom

Der Ausbau von Grenzkuppelstellen zwischen dem deutschen Stromnetz und dem seiner Nachbarländer ermöglicht im Fall von hoher Nachfrage, Strom zu

importieren, um die Kapazitäten im Inland zu entlasten. Umgekehrt kann in Stunden mit ungenutzten Kapazitäten Strom an die Nachbarländer exportiert werden. Dieser Aspekt wird in der Definition der inländischen gesicherten Leistung nicht erfasst, weil durch einen Ausbau der Grenzkuppelstellen auch die verbleibende Leistung im Ausland genutzt werden kann. Umgekehrt ist der Ausbau der Grenzkuppelstellen für sich genommen noch kein Garant dafür, dass im Ausland auch Leistung vorgehalten wird, welche zur Kapazitätsreserve beiträgt. Die Erfahrung zeigt jedoch, dass Nachfrageschwanken verschiedene europäische Ländern nie vollkommen identisch treffen. Die regionale Variation der Nachfrage sorgt dafür, dass ein bilateraler Austausch von Strommengen die Sicherheit meist in beiden Ländern erhöht¹².

Als Maßzahl zur Erfassung dieser grenzübergreifenden Vernetzung lässt sich der **Verbundgrad des Stromnetzes** heranziehen. Der Verbundgrad ist definiert als die Importkapazität der Grenzkuppelstellen zu den Nachbarländern geteilt durch die in Deutschland installierte Erzeugungsleistung. Die Definition der in Deutschland installierten Erzeugungsleistung die hierzu herangezogen wird, (gesicherte Leistung oder installierte Nettoengpassleistung), hat einen großen Einfluss darauf, wie hoch der Verbundgrad ausfällt. Es wird vorgeschlagen, die gesamte im Inland installierte Nettoengpassleistung für die Berechnung zu nutzen. Eine Vernachlässigung von kleinen Erzeugungseinheiten wie Solarmodulen oder einzelnen Windkraftanlagen würde unterschlagen dass gerade diese Erzeugungseinheiten mit einer fluktuierenden Einspeisung den Bedarf nach größerer Vernetzung erhöhen. Der Verbundgrad erfasst diesen Bedarf und macht ihn sichtbar. Er unterstellt dabei eine eins-zu-eins-Beziehung von installierter Leistung, welche technisch nicht notwendigerweise gelten muss. Dennoch bietet dieser Indikator einen Anhaltspunkt zum Grad der Vernetzung des deutschen Stromnetzes mit denen der Nachbarländer. Der Zielbezug zur Versorgungssicherheit wird somit als *gut* bewertet. Auch wenn die BNetzA den

¹² Besonders deutlich wird dies am Beispiel Frankreichs: vermehrte Stromimporte aus Kernkraftwerken in Frankreich haben nach dem Moratorium für deutsche KKW im Frühjahr 2011 die deutschen Kapazitätsreserven geschont. Umgekehrt hat Deutschland im kalten und sonnigen Februar 2012 vermehrt Solarstrom nach Frankreich exportiert, als dort die große Nachfrage aus dem bestehenden Kraftwerkspark nicht mehr gedeckt werden konnte.

Verbundgrad des Stromnetzes im Monitoringbericht 2011 nicht mehr ausgewiesen hat, ist die Verfügbarkeit durch Zahlen zur installierten Leistung und zur Importkapazität gesichert. Die Transparenz erscheint aufgrund der Definition Rückverfolgbarkeit zu den Originaldaten bei ENTSO-E als *gut*. Das Verständnis des Indikators setzt spezifisches Fachwissen voraus. Die Verständlichkeit wird mit *mittel* bewertet.

Vernetzung mit den Nachbarländern - Gas

Die Ausfälle der Gaslieferungen aus Russland im Winter 2008/2009 haben verschiedene europäische Länder sehr unterschiedlich hart getroffen. Eine bessere Versorgung aus den europäischen Gasspeichern wäre möglich gewesen, wenn die Gasnetze enger verknüpft gewesen wären. Ein guter Indikator für diesen Aspekt existiert bisher leider nicht.

Zusammenfassend werden für die Kapazitätsreserven der Endenergiebereitstellung folgende Indikatoren vorgeschlagen: die **verbleibende gesicherte Leistung zum Zeitpunkt der Höchstlast** (künftig zu ersetzen durch die minimale verbleibende Leistung im Jahresablauf), die **Kapazität der Gasspeicher geteilt durch den Jahresverbrauch von Erdgas** sowie den **Verbundgrad des Stromnetzes** als Maßzahl für die Verfügbarkeit von Leistungsreserven im Ausland.

6.3.4 Netzsicherheit

Ein wichtiger Teil der Energieversorgung ist leitungsgebunden. Das betrifft insbesondere die Strom- und Gasnetze, welche deutschlandweit vernetzt und in den europäischen Kontext eingebunden sind. Mit dem verstärkten Ausbau der Fernwärmenetze gewinnt auch die direkte Wärmeversorgung an Relevanz im Energiemix. Die Tatsache, dass Endkunden auf die Funktionalität eines Netzes angewiesen sind, um zentrale Energiedienstleistungen wie Licht, Wärme, Energie für die Aufbewahrung und Zubereitung von Nahrungsmitteln etc. zu erfüllen, macht die Funktionalität dieser Netze zu einem wichtigen Eckpunkt der Versorgungssicherheit. Netzinfrastrukturen können nicht zu vertretbarem Aufwand gedoppelt oder ersetzt werden, um durch Redundanz größere Sicherheit zu erhalten. Anders als ein liegengeliebener Tanklaster mit Heizöl, ist ein Ersatz der Strom- oder Gasversorgung im Falle eines Ausfalls der Versorgungsnetze nur sehr schwer möglich.

Wie in allen Dimensionen der Sicherheit der Energieversorgung, zeigt sich auch im Bereich der Netzsicherheit das Problem, dass Wahrscheinlichkeiten nicht beobachtbar sind. Entweder es tritt der Schadensfall ein oder der Fall, dass nichts passiert. Anders als beispielsweise bei politisch motivierten Lieferstopps von Primärenergie lässt sich jedoch die Wahrscheinlichkeit über das Gesetz der großen Zahl sehr gut annähern: Die Vielzahl der Endkunden mit Netzanschlüssen in unterschiedlichen Regionen erlaubt es, eine durchschnittliche Anzahl an Minuten zu ermitteln, welche die Kunden von der Netzversorgung getrennt waren. Die beste hierzu verfügbare Zahl für die Gas- und Stromversorgung bietet der sogenannte **SAIDI** (System Average Interruption Duration Index), welcher in allen europäischen Ländern einheitlich erhoben wird.¹³ Auch wenn der SAIDI noch keine Aussage darüber erlaubt, wie hoch der Schaden bei den nicht versorgten Endkunden tatsächlich ausfiel, ist die Anzahl ausgefallener Minuten bereits eine recht gute ex-post Messung der tatsächlichen Versorgungssicherheit im entsprechenden Jahr. Der Zielbezug wird daher als *gut* eingeschätzt. Verfügbarkeit und Transparenz sind durch die einheitliche Erfassung und Veröffentlichung ebenfalls *gut*. Auch wenn das Akronym SAIDI abschreckend sein mag, ist das Konzept der Anzahl der durchschnittlich ausgefallenen Minuten einfach und intuitiv erfassbar. Die Verständlichkeit wird daher ebenfalls als *gut* bewertet.

Trotz der durchweg guten Bewertungen sind einige Kritikpunkte anzumerken. Manche hiervon könnten von Seiten der Datenanbieter (Regulierungsbehörden, Netzbetreiber) ohne größeren Aufwand behoben werden, und würden die Aussagekraft des Indikators noch weiter steigern.

1.) Der SAIDI erfasst nur Ausfälle von einer Dauer größer drei Minuten. Kürzere Unterbrechungen werden vernachlässigt. Bei einigen Endkunden werden solche kurzen Unterbrechungen keine größeren Probleme bereiten, beispielsweise bei der Stromversorgung für Kühlgeräte, da sich die mittlere Temperatur nicht in kurzer Zeit dramatisch ändern wird. Für andere Anwendungen sind hingegen auch kürzere Unterbrechungen bereits hochgradig problematisch.

¹³ zur Definition vgl. Indikatorbeschreibung in Annex B: Indikatorenübersichten, oder Monitoringbericht 2011 der Bundesnetzagentur, S. 121. Grundlage für die Berechnung sind die Versorgungsstörungen gemäß §52 EnWG.

2.) Der von der BNetzA veröffentlichte SAIDI berücksichtigt keine Ausfälle aufgrund von höherer Gewalt. Für die betroffenen Endkunden ist es jedoch irrelevant, ob ein Versorgungsausfall aus menschlichem Versagen oder aus unerwarteten äußeren Umständen resultiert. Sollten sich Extremwetterereignisse in Zukunft häufen, dann könnten diese durchaus die Sicherheit der netzgebundenen Versorgung gefährden, ohne dass der SAIDI dies angemessen berücksichtigen würde.

3.) Der SAIDI berücksichtigt keine geplanten Ausfälle. Auch wenn das Schadenspotential geplanter Ausfälle geringer ist als bei ungeplanten Ausfällen, ist ein solcher Ausfall als Einschränkung der Energieversorgungssicherheit zu sehen, da dem Endkunden nicht notwendigerweise entsprechende Ersatzmöglichkeiten zur Verfügung stehen.

Der SAIDI bleibt trotz der hier genannten Kritikpunkte derzeit der beste verfügbare Indikator für die Netzstabilität. Es wäre jedoch von Seiten der Netzbetreiber oder der zuständigen Behörden zu überlegen, ob eine feinere Erfassung von Störungen im Netzbetrieb möglich ist. Erstrebenswert wäre ein Indikator für die **Spannungsqualität**. Als Spannungsqualität wird die Übereinstimmung der beim Endverbraucher ankommenden physikalischen Spannungswerte mit den vom Netzbetreiber definierten Spannungsparametern bezeichnet. Äquivalent zu Spannungsschwankungen im Stromnetz könnten Druckschwankungen im Gasnetz berücksichtigt werden. Entsprechende Zahlen liegen bisher nicht vor.

Abgesehen von den oben genannten Punkten hat der SAIDI einen weiteren Nachteil, welcher die genaue Kehrseite seiner Vorteile darstellt: so wie mit dem SAIDI gut die tatsächliche Entwicklung der Versorgungssicherheit erfasst werden kann, weil er sehr dicht an der Schadenswahrscheinlichkeit ansetzt, so sehr ist diese Aussage auch verspätet, um entsprechende Gegenmaßnahmen einzuleiten. Wünschenswert wäre ein Indikator, welcher mit Vorlauf ankündigt, in welche Richtung sich Versorgungsausfälle zukünftig entwickeln. Der Vorlauf eines Indikators ist größer, wenn an den vorgelagerten Ursachen von Versorgungsstörungen angesetzt wird. Gleichzeitig wird jedoch die Genauigkeit umso geringer, je weiter sich der Blick von der endgültigen Versorgungsstörung entfernt.

Ein vorausschauender Indikator für die Netzsicherheit müsste folglich eine Aussage über den Zustand der Netze erlauben. Hierfür kommen das **Alter des Elektrizitätsnetzes**, die **Investitionen der Netzbetreiber** oder auch die **Länge des installierten Leitungsnetzes** in Betracht. Die reine bestehende Länge der installierten Leitungen erlaubt jedoch keine Aussage darüber ob der Bestand auch dort vorliegt wo der Bedarf zukünftig besonders groß ist. Der Zielbezug wird als *gering* eingeschätzt. Die **Investitionen der Netzbetreiber** oder die zugebauten Kilometer an neuen Leitungen erscheinen vor diesem Hintergrund besser: Investitionen werden vor allem dann vorgenommen wenn auch tatsächlich Bedarf vorliegt. Der Bedarf wird wiederum von der Bundesnetzagentur geprüft. Investitionen werden dabei als Geldwert erfasst, und lassen daher keinen direkten Rückschluss auf die Veränderung des Netzes zu. Das Investitionsvolumen kann beispielsweise ansteigen wenn vermehrt Sturmschäden an Stromleitungen auftreten, ohne dass sich hierdurch die Versorgungssicherheit verbessert hätte. Auch die Wahl zwischen Erdkabeln und Freiluftleitungen hat großen Einfluss auf die Investitionskosten der Netzbetreiber und einen vernachlässigbaren Einfluss auf die Versorgungssicherheit. Ähnliche Beispiele lassen sich für die Gasnetze finden. Der Zielbezug wird somit als *mittel* eingestuft. Die Verfügbarkeit der Daten ist *gut*. Die Transparenz wird mit *gut* bewertet. Die Verständlichkeit wird mit *mittel* bewertet, weil das Investitionsvolumen alleine nicht erkennen lässt welche Ausgaben hinter dieser Summe stehen. Die **zugebauten Kilometer im Leitungsnetz** sind analog hierzu zu bewerten. Zwar ist die Bedeutung eines zugebauten Kilometers leichter in Bezug auf die Versorgungssicherheit zu interpretieren als eine reine Investitionssumme, jedoch fehlt auch hier der eindeutige Bezug, dass ein weiterer Kilometer gebaute Leitung tatsächlich dort installiert wird wo die Versorgungssicherheit am deutlichsten betroffen ist. Der positive Effekt entsteht nicht allein durch den Ausbau von Leitungen an verschiedenen Stellen sondern durch die Beseitigung von kritischen Engpässen. Der Effekt ist gleich Null wenn z.B. der Ausbau gerade an diesem Engpass durch planungsrechtliche Probleme blockiert wird, oder durch überflüssige Schleifen die Länge des Leitungsnetzes zunimmt, ohne dass sich die Transportkapazität nennenswert erhöht. Die **zugebauten Kilometer im Leitungsnetz** sind somit eine planerisch relevante Größe. Als Indikator für die Netzsicherheit muss diese Maßzahl jedoch hinter dem SAIDI zurückstehen.

Das **Alter des Elektrizitätsnetzes** wird als durchschnittliches Alter der Betriebsmittel definiert. Als Durchschnittswert lässt es jedoch kaum erkennen wie gut der Zustand der Betriebsmittel faktisch ist. Verschiedene Betriebsmittel können sehr unterschiedliche Lebenszyklen haben oder durch schlechte Wartung unterschiedlich schnell verschleißern. Der Zielbezug zu Versorgungssicherheit ist *gering*. Der Indikator wird nicht mehr erhoben. Die Verfügbarkeit ist somit ebenfalls *gering*. Transparenz und Verständlichkeit erscheinen hingegen *gut*.

Als geeignetste Indikatoren für die Netzsicherheit verbleiben somit die durchschnittlichen Ausfälle der netzgebundenen Energieversorgung, gemessen als **SAIDI der Strom- und der Gasversorgung**.

6.3.5 Flexibilität & Resilienz der Nachfrage

Die Sicherheit der Energieversorgung betrifft den Endkunden direkt, wenn konkrete Energiedienstleistungen gefährdet sind. Die Gefährdung der Versorgungskette im Vorlauf zum tatsächlichen Verbrauch ist folglich erst dann ein Problem, wenn durch den Wegfall der Versorgung ein Schaden entsteht. Die tatsächlichen Schäden oder entgangenen Nutzen sind rein objektiv unmöglich zu erfassen. Dennoch ist offenkundig, dass die Flexibilität, beziehungsweise die Resilienz (Widerstandsfähigkeit) der Energienachfrage auf Versorgungsengpässe zu reagieren, eine hochgradig relevante Dimension der Versorgungssicherheit darstellt. Die Abbildung dieser Dimension durch Indikatoren ist hingegen ausgesprochen schwierig. Im Laufe des Projektes wurden dennoch zwei mögliche Indikatoren gefunden.

Flexibilität kann sich sowohl auf die zeitliche Dimension beziehen, als auch auf die Art der Energienutzung. Während die Stromversorgung faktisch nur durch den Einsatz eigener Generatoren ersetzt werden kann, ist der Brennstoffwechsel in manchen Anwendungen weniger problematisch. Beispielsweise lässt sich teilweise der Einsatz von Gas durch Heizöl oder Kohle durch Biomasse ersetzen.

Flexibilität der Stromnachfrage

Die Nicht-Lagerfähigkeit von Strom stellt besondere Herausforderungen an die Flexibilität von Angebot und Nachfrage in diesem Bereich dar (vgl. Kapazitäts-

reserven der Endenergiebereitstellung). Mit der Liberalisierung der Strommärkte und dem verstärkten Ausbau der fluktuierenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wie Windkraft und Photovoltaik wurde ein fundamentaler Wechsel im Paradigma der Strommärkte in Gang gesetzt. In den ursprünglich regulierten Strommärkten wurden weitgehend alle Schwankungen der Nachfrage durch Anpassungen im Angebot abgedeckt. Seit der Liberalisierung werden hingegen durch einen Marktmechanismus Preise generiert, welche sowohl die Angebots- wie die Nachfrageseite zu Anpassungen ihrer Pläne zwingen. Die Bereitstellung von Erzeugungskapazitäten folgt nun gemäß Vergütung und nicht mehr allein gemäß Bedarf. Gleichzeitig weist ein zunehmender Anteil der Erzeugung selbst Schwankungen je nach Witterung auf, welche nicht auf Preissignale am Spotmarkt reagieren. Damit wird der Nachfrageseite zunehmend mehr Flexibilität bei der Abnahme von Strom abverlangt, um die Netzsicherheit zu gewährleisten.

Flexibel auf Preise reagierende Stromnachfrager können zum Ausgleich von Schwankungen bei der Einspeisung oder bei anderen Nachfragern beitragen. Hierfür müssen die Nachfrager Lasten zur Verfügung haben, welche sich mit einigen Stunden Vorlauf, je nach Marktlage, zu- oder abschalten lassen. Dies können sowohl Betreiber von Pumpspeicherkraftwerken sein, welche Preisschwankungen für Arbitragegeschäfte nutzen, als auch industrielle Nachfrager, welche ihre Betriebsprozesse flexibel planen können.¹⁴

Der Day-ahead-Markt der Leipziger Strombörse (EEX / EPEX) bietet in seinem Marktdesign einen Ansatzpunkt zur Erfassung dieses Teils der Nachfrage: die **preiselastische Nachfrage am Stromspotmarkt**. Die Gebote für Stromlieferungen in einzelnen Stunden werden in Form von Angebots- bzw. Nachfragekurven abgegeben, so dass jeder Teilnehmer definieren kann, welche Menge zu welchem Preis ge- bzw. verkauft werden soll. Die Börse aggregiert die einzelnen Gebote zu Angebots- und Nachfragekurven für den ganzen Markt, wobei der Markt jeweils durch eine Stromlieferung zu einer bestimmten Stunde des Folgetages definiert ist. Anhand der aggregierten Nachfragefunktion kann nun

¹⁴ Zukünftig könnten auch Haushalte mit Smart-Metern auf Preissignale reagieren. Deren Preissensibilität sollte sich (vermittelt über den Stromhändler) auch im Großhandel widerspiegeln.

abgelesen werden, welche Strommengen von Seiten der Nachfrager flexibel, also in Abhängigkeit von Marktpreisen („preiselastisch“), angeboten werden. Um nur solche Gebote zu erfassen, welche zu Preisen angeboten werden die auch eine realistische Aussicht haben auf ein Angebot zu treffen, muss eine angemessene Preisspanne definiert werden. Eine plausible Möglichkeit ist es, einen gleitenden Durchschnittspreis der letzten 365 Tage zu errechnen und die Spanne mit einem festen Prozentsatz rund um diesen Durchschnittspreis zu definieren. Mit einem Prozentsatz von 100 ergäbe sich eine Preisspanne von Null €/MWh bis zum doppelten des gleitenden Durchschnittspreises. Mit einem Satz von 50 Prozent ergäbe sich eine etwas enger gefasste Preisspanne von der Hälfte des Durchschnittspreises bis zum eineinhalbfachen des Durchschnittspreises. Die preiselastisch nachgefragte Menge lässt sich dann an der Nachfragefunktion ablesen: Die Nachfragefunktion zeigt welche Menge maximal zum niedrigeren Preis nachgefragt wird, und welche Menge minimal zum oberen Ende der Preisspanne nachgefragt wird. Die Differenz aus der maximalen Menge und der minimalen Menge ergibt die preiselastische Nachfrage. Die so erhaltenen Mengen für jede Stunde im Jahr können aufsummiert und in Relation zum gesamten inländischen Stromverbrauch gesetzt werden.

Der hier vorgeschlagene Indikator hat den Vorteil, dass er sehr spezifisch die kurzfristige Flexibilität der Stromnachfrage erfasst. Der Zielbezug erscheint daher als *gut*. Voraussetzung dafür diesen Indikator zu errechnen wäre der Zugang zu den entsprechenden Gebotsfunktionen am deutschen Strom-Spotmarkt. Die Verfügbarkeit ist somit als *mittel* zu bewerten. Die börsenspezifischen Regeln machen das Zustandekommen der Gebote transparent. Die Transparenz ist somit als *gut* einzuschätzen. Die Verständlichkeit wird wegen des notwendigen Sachwissens als *mittel* eingeschätzt.

Eine konzeptionell etwas einfachere, aber weniger trennscharfe Maßzahl bietet die **Volatilität der Spotmarktpreise für Strom**. Die Volatilität ist eine Maßzahl für die Schwankungsanfälligkeit von Preisen (vgl. den Abschnitt „Preissicherheit“). Anders als der oben beschriebene Indikator für die Flexibilität der Nachfrage, misst die Volatilität der Spotmarktpreise das Zusammenspiel beider Marktseiten, Angebot wie Nachfrage. In Situationen, in denen Angebot und Nachfrage divergieren und weder das Angebot noch die Nachfrage preissensibel reagieren, werden sich besonders hohe bzw. niedrige Preise einstellen um dennoch eine Markträumung zu erreichen. Hingegen reicht bereits

eine vollkommen preiselastische Reaktion einer einzelnen Marktseite, um die Volatilität auf null zu bringen. Auch wenn die Schocks von Angebot und Nachfrage in die gleiche Richtung gehen spiegelt sich das in einer verringerten Volatilität der Spotmarktpreise. Die Schwankungsbreite der Stundenpreise liefert folglich eine direkte Messung des mengenmäßigen Zusammenspiels von Angebot und Nachfrage, unabhängig davon welche Marktseite die Anpassungsleistung übernimmt oder ob sich gemeinsame Schocks auf beiden Marktseiten ähnlich auswirken. Die **Volatilität der Spotmarktpreise für Strom** liefert zwar weniger spezifische Information zur Flexibilität der Nachfrage als der oben vorgestellte Indikator, bietet aber zusätzliche, für die Versorgungssicherheit relevante Informationen zum Gleichklang von Angebot und Nachfrage. Der Zielbezug ist entsprechend *gut*. Die Verfügbarkeit setzt einen Zugang zum Datenangebot der EEX und eigene Berechnungen voraus und ist somit nur *mittel*. Die Transparenz ist aufgrund transparenter Börsenregeln für die Preisfindung als *gut* zu bewerten. Die Verständlichkeit ist aufgrund des notwendigen Sachwissens als *mittel* einzustufen.

Flexibilität & Resilienz der Nachfrage in weiteren Energiemärkten

In anderen Energiemärkten besteht keine vergleichbare Notwendigkeit, wie im Strommarkt Angebot und Nachfrage zeitnah zu koordinieren. Doch auch hier gilt, dass die Sicherheit nur insoweit gefährdet ist, wie ein Versorgungsausfall des einen oder anderen Energieträgers von der Nachfrageseite nicht kompensiert werden kann. Die Erfassung vergleichbarer Kennzahlen ist jedoch deutlich schwieriger. In unterschiedlichen Publikationen wird eine verbesserte **Energieeffizienz** als Verbesserung der Resilienz der Energienachfrage gewertet (vgl. EEFA 2010, BMWi 2011). Dieser Einschätzung wird hier nicht gefolgt. Auch wenn die Steigerung der Energieeffizienz unbestritten vieles zu einer besseren Zielerreichung in unterschiedlichen Bereichen beitragen kann, ist der Zusammenhang mit der Resilienz der Energienachfrage und der Sicherheit der Energieversorgung unklar: Eine Steigerung der Energieeffizienz bedeutet unter anderem, dass bei gleichem Energieinput mehr Output generiert werden kann. Ein besseres Verhältnis von Output zu Input kann ebenso heißen, dass mit dem Wegfall einer Einheit Energie mehr Schaden angerichtet wird, was hingegen für eine größere Verwundbarkeit spricht. Es ist dem reinen Verhältnis Output pro Input gerade nicht anzusehen, ob durch eine Verbesserung auch

tatsächlich Ressourcen freierwerden, welche dann als Sicherheiten zur Verfügung stehen. Sollten durch Effizienzverbesserungen mehr Reserven frei werden, dann sollte diese Entwicklung direkt in den Indikatoren der entsprechenden Dimension ablesbar sein. Das strukturierte Vorgehen bei der Indikatorenauswahl in diesem Bericht hat das Ziel Fehlschlüsse beim Zielbezug von Indikatoren zu vermeiden.

Alternative Maßzahlen für die Resilienz der Energienachfrage müssten direkt bei der jeweiligen Nutzung, den Energiedienstleistungen ansetzen und neben der zeitlichen Flexibilität auch Substitutionsmöglichkeiten berücksichtigen. Den Autoren sind belastbare Indikatoren für diesen Bereich leider nicht bekannt. Für den Verkehrssektor könnte zum Beispiel ein Indikator für die Anzahl an Wahlmöglichkeiten zwischen Verkehrsmitteln bestimmt werden oder ein Maß für die Diversifikation der Antriebsarten nach zurückgelegten Personen- bzw. Tonnenkilometern erhoben werden. In einzelnen Verkehrsbereichen bestehen bereits umfassende Datenbanken zu den gefahrenen Personen- und Tonnenkilometern. Eine Aufschlüsselung nach Treibstoff ist jedoch bisher nicht verfügbar. Von konkreten Vorschlägen für bestimmte Indikatoren wird an dieser Stelle abgesehen.

Zusammenfassend lassen sich bisher zur Quantifizierung der Flexibilität und Resilienz der Energienachfrage nur zwei Indikatoren anführen, einerseits die **preiselastische Stromnachfrage bezogen auf den Gesamtverbrauch** und die **Volatilität der Spotmarktpreise für Strom**.

6.3.6 Unfallsicherheit

Sicherheit der Energieversorgung bedeutet auch, dass das Versorgungssystem selbst keine direkten Gefahren für Menschen und Dinge in Form von Unfällen mit sich bringt. Die Relevanz dieses Aspekts lässt sich mit Blick auf Unfälle im Untertagebau, Störfällen in Kernreaktoren und gebrochenen Staudämmen nicht von der Hand weisen. Viele Unfallfolgen, vor allem wenn Schadstoffe frei werden, sind auch für die Umweltverträglichkeit relevant. Andere Unfälle, beispielsweise eine innerstädtische Gasexplosion oder Verletzungen durch elektrischen Strom im Haushalt werden durch die Umweltverträglichkeit hingegen nicht erfasst und stellen vielmehr eine direkte Gefährdung der Nutzer *durch* die Energieversorgung dar. Problematisch ist jedoch die Erfassung, Zu-

ordnung und Gewichtung verschiedener Schadensfälle zu einem nachvollziehbaren und ethisch vertretbaren Indikator. Es stellen sich folgende Fragen:

-Welche Unfallschäden werden der deutschen Energieversorgung zugerechnet? Alle inländischen oder auch alle Schäden in der vorgelagerten Versorgungskette im Ausland?

-Wie werden sachlich verschiedene Unfallschäden in Bezug zueinander gesetzt? Wie werden direkte und indirekte (Folge-)Schäden bewertet? Wie werden Todesopfer und Verletzte in Bezug zueinander gesetzt?

-Wie wird mit latentem Risiko großer Schäden, welche sich nur sehr selten realisieren und daher kaum abschätzbar sind, umgegangen? Wie werden solche Risiken gegenüber häufigeren kleinen Unfällen gewertet?

Damit wird deutlich, dass eine Bewertung von Unfallrisiken in der Energieversorgung nicht nur methodische, sondern auch grundsätzliche ethische Schwierigkeiten mit sich bringt. In der weltweiten Forschungslandschaft hat sich bisher einzig das schweizer Paul Scherrer Institut (PSI) intensiver mit einer Erfassung von schweren Unfällen in der Energieversorgung befasst. Unter anderem wurde eine Datenbank (ENSAD: Energy-Related Severe Accident Database) zu **schweren Unfällen im Energiebereich** aufgebaut. Hierfür wurden auch Definitionen vorgenommen, welche einige der oben aufgeführten Fragen zu beantworten versuchen, beispielsweise durch die Definition eines „schweren Unfalls“. Eine solche Definition mag nachvollziehbar sein, bleibt aber von ethischer Seite stets strittig.

Die Datenbank des Paul Scherrer Instituts ist in dieser Hinsicht weltweit einzigartig, jedoch nicht öffentlich zugänglich. Verschiedene Publikationen zur ENSAD erhellen den einen oder anderen Aspekt von Unfallrisiken entlang der Versorgungskette in einer Weise, die nur mit derartigen Daten möglich ist. Für einen Indikator zur Unfallsicherheit der deutschen Energieversorgung genügen die öffentlich verfügbaren Informationen hingegen nicht aus.

Exkurs 3: Was ist ein schwerer Unfall? (Nach PSI, 2005)

Ein Unfall ist schwer, wenn mindestens eines der folgenden Kriterien zutrifft:

1. mindestens 5 Todesfälle
2. mindestens 10 Verletzte
3. mindestens 200 Evakuierte
4. ein weit reichendes Verbot des Verzehrs von Lebensmitteln
5. eine Freisetzung von mindestens 10 000 Tonnen Kohlenwasserstoffen
6. die Säuberung einer Land- oder Wasserfläche von mindestens 25 km²
7. wirtschaftliche Schäden von mindestens 5 Millionen USD (Preisstand 2000)

Quelle: Paul Scherrer Institut (2005)

6.4 Zusammenfassung der ausgewählten Indikatoren

Die Sicherheit der Energieversorgung lässt sich durch eine recht breite Auswahl an Indikatoren darstellen. Nicht alle Dimensionen sind dabei mit besonders guten Indikatoren darstellbar. Problematisch bleiben zum Beispiel die Erfassung von Importrisiken, die Darstellung der langfristigen Ressourcenverfügbarkeit sowie die Erfassung der Unfallsicherheit. Für einige der ausgewählten Indikatoren sind zusätzliche Informationen notwendig um die Bedeutung für die inländische Versorgung zu erfassen. Dies gilt insbesondere für die Dimensionen Preissicherheit und Ressourcenverfügbarkeit, welche stark vom Geschehen auf den Weltmärkten geprägt sind.

Tabelle 3 fasst die ausgewählten Indikatoren für die einzelnen Dimensionen der Sicherheit der Energieversorgung zusammen.

Tabelle 3: Ausgewählte Indikatoren für das Ziel Sicherheit

Indikator	Dimension	Datenlage
Preisschocks in Weltmärkten je Energieträger, ergänzt um den Anteil am Energieverbrauch	Preissicherheit	Daten verfügbar für Öl, teilweise Kohle & Erdgas

Konzentration der Nicht-Binnenmarktimporte je Energieträger, ergänzt um den Importanteil am inländischen Verbrauch und den Beitrag zum Primärenergieverbrauch	Ressourcenverfügbarkeit	Daten verfügbar für Öl, Kohle und Erdgas, jedoch unvollständige Erfassung
Verbleibende gesicherte Leistung zum Zeitpunkt der Höchstlast (Stromerzeugung)	Kapazitätsreserven der Endenergiebereitstellung	Daten verfügbar 2006 bis 2009
<i>Minimale verbleibende gesicherte Leistung im Jahresablauf (Stromerzeugung)</i>	Kapazitätsreserven der Endenergiebereitstellung	Daten ab 2012 voraussichtlich verfügbar
Verbundgrad des Stromnetzes	Kapazitätsreserven der Endenergiebereitstellung	Daten weitgehend verfügbar
Kapazität der Gasspeicher bezogen auf den Jahresverbrauch von Erdgas	Kapazitätsreserven der Endenergiebereitstellung	Daten verfügbar
SAIDI Strom: System Average Interruption Index = Ausfall der Stromversorgung in Minuten	Netzsicherheit	Daten verfügbar seit 2006
SAIDI Gas: System Average Interruption Index = Ausfall der Gasversorgung in Minuten	Netzsicherheit	Daten verfügbar seit 2006
<i>Spannungsqualität im Stromnetz</i>	Netzsicherheit	Nicht verfügbar

Volatilität der Spotmarktpreise für Strom	Flexibilität und Resilienz der Nachfrage	Daten verfügbar seit 2000
Preiselastische Stromnachfrage bezogen auf den Gesamtverbrauch	Flexibilität und Resilienz der Nachfrage	Daten verfügbar seit 2004
<i>Kein Indikator</i>	Unfallsicherheit	Keine Daten

7. Umweltverträglichkeit

7.1 Definition der Umweltverträglichkeit

Nach Erdmann (1992) bedeutet Umweltverträglichkeit, „*der Umwelt in einem umfassenden Sinne gerecht werdend, auch mit Blick auf zukünftige Generationen*“. In dieser Definition wird deutlich, dass Umweltverträglichkeit ein vielgestaltiges Ziel ist. Um sie messbar zu machen, müssen die Dimensionen des Ziels jedoch genauer spezifiziert werden.

Ein Beispiel dafür lässt sich im Gesetz zur Umweltverträglichkeitsprüfung (1990) finden. In diesem Gesetz wird deren Aufgabe wie folgt beschrieben: „Die Umweltverträglichkeitsprüfung umfasst die Ermittlung, Beschreibung und Bewertung der unmittelbaren und mittelbaren Auswirkungen eines Vorhabens auf

1. Menschen, einschließlich der menschlichen Gesundheit, Tiere, Pflanzen und die biologische Vielfalt,
2. Boden, Wasser, Luft, Klima und Landschaft,
3. Kulturgüter und sonstige Sachgüter sowie
4. die Wechselwirkung zwischen den vorgenannten Schutzgütern.“ (Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung, 1990, §2, Abs. 1).

Die Aufgabe dieses Teils des Indikatorenkonzeptes ähnelt der Aufgabe der Umweltverträglichkeitsprüfung. Die Indikatoren für die Umweltverträglichkeit der Energieversorgung sollen die ökologischen Auswirkungen des Energiesystems insgesamt quantitativ messbar machen.

Es sei hier darauf hingewiesen, dass die ökologischen Auswirkungen der Energieversorgung auf allen Stufen des Lebenszyklus des Gutes „Energie“ stattfinden. Dies ist bei der Messung der Umweltverträglichkeit zu berücksichtigen. Daher dürfen die Indikatoren sich nicht allein auf eine Ebene der Wertschöpfungskette, wie beispielsweise die Stromerzeugung, beschränken. Stattdessen sollte angestrebt werden, die ökologischen Wirkungen „vom Bergwerk bis zur Steckdose“ abzubilden.

7.2 Messung der Umweltverträglichkeit

7.2.1 Ansatz zur Auswahl von Dimensionen

Um Umweltverträglichkeit vollständig abbilden zu können, müssen eine Vielzahl von Auswirkungen menschlichen Handelns auf die Natur berücksichtigt werden. Beispielsweise finden Bengtsson und Howard (2010) bei ihrer Untersuchung verschiedener Methoden zum Impact Assessment im Rahmen von Ökobilanzen mehr als 75 Kategorien von Auswirkungen auf die Umwelt.

Gleichzeitig soll die Übersichtlichkeit und Verständlichkeit der Auswahl als Ganzes gewährleistet bleiben. Dafür darf die Zahl der Dimensionen und der damit verbundenen Indikatoren nicht zu groß werden. Auch ist zu bedenken, dass die regelmäßige Quantifizierung der Indikatoren mit Kosten verbunden ist. Dies führt letztlich dazu, dass in der Praxis nicht alle ökologischen Auswirkungen der Energieversorgung berücksichtigt werden können. Stattdessen wird eine Auswahl von besonders relevanten Dimensionen getroffen.

Die Auswahl der Dimensionen des Ziels Umweltverträglichkeit sollte immer den Stand der Wissenschaft und den technischen Stand des Energiesystems reflektieren. Der Stand der Wissenschaft kann die Wichtigkeit einzelner Dimensionen grundsätzlich verändern. So hat die Bedeutung des Klimawandels seit den 1980er Jahren beständig zugenommen. Auch neue, bisher unbekannt Dimensionen können in der wissenschaftlichen Diskussion an Bedeutung gewinnen. Zudem kann eine Änderung der eingesetzten Primärenergieträger oder der genutzten Technologien die Wichtigkeit der Dimensionen der Umweltverträglichkeit der Energieversorgung maßgeblich beeinflussen.

Der hier gewählte Ansatz zur Bestimmung von relevanten Dimensionen und die anschließende Zuordnung von Indikatoren stellt ein Verfahren dar, das nicht an den aktuellen Stand von Wissenschaft und Energiesystem gebunden ist, sondern allgemeiner angelegt ist. Die konkrete Auswahl einzelner Dimensionen im Bereich der Umweltverträglichkeit sollte jedoch regelmäßig überprüft werden.

Bei der Auswahl von Dimensionen des Ziels Umweltverträglichkeit, die im Folgenden vorgeschlagen werden, wird die Literatur im Bereich Life Cycle Assessment / Ökobilanzen genutzt. Dort werden die Auswirkungen von Produkten auf die Umwelt in Wirkungskategorien abgebildet. Dies ähnelt dem hier ver-

wendeten Ansatz, allerdings werden hier die Auswirkungen für die gesamte Energieversorgung dargestellt. Die Auswahl orientiert sich insbesondere an den Wirkungskategorien, die im International Reference Life Cycle Data System (ILCD) Handbook der Institute for Environment and Sustainability des Joint Research Centre der EU Kommission (vgl. IES, 2010) diskutiert werden. Ähnliche Zusammenstellungen finden sich auch in Umweltbundesamt (1999) und Guinée (2002). Die Umweltverträglichkeit der Energieversorgung wird anhand der in Tabelle 4 gelisteten Dimensionen untersucht.

Tabelle 4: Dimensionen der Umweltverträglichkeit

Dimensionen der Umweltverträglichkeit der Energieversorgung
Klimawandel
Abbau von Ozon in der Stratosphäre
Humantoxizität
Feinstaub
Ionisierende Strahlung
Bodennahe Ozonbildung / Sommersmog
Versauerung
Eutrophierung
Ökotoxizität
Landnutzung
Ressourcenverbrauch

Das Handbuch des IES führt diese Auswirkungen oder Impacts noch weiter zusammen, in die Bereiche Schäden an der menschlichen Gesundheit (Damage to human health), Schäden an der Vielfalt der Ökosysteme (Damage to ecosystem diversity) und Ressourcenknappheit (Resource scarcity). Grundlage für die Auswahl der Indikatoren bilden in diesem Bericht allerdings die weniger stark aggregierten Auswirkungen. Es ist wichtig, sich dies vor Augen zu führen, da bestimmte Wirkungskategorien nicht explizit als Dimension der Umweltverträglichkeit auftauchen. Als Beispiel ist die Biodiversität zu nennen. Der Grund ist, dass letztlich alle Dimensionen der Umweltverträglichkeit (mit Ausnahme

der Humantoxizität, aus definitorischen Gründen) einen Einfluss auf den übergeordneten Bereich Biodiversität haben.

Ein Teil der ökologischen Auswirkungen der Energieversorgung ist auf Unfälle zurückzuführen. Durch diese ungeplanten Ereignisse werden Schadstoffe in die Umwelt abgegeben, die Mensch und Natur schädigen können. Letztendlich fallen diese Stoffe allerdings auch in die einzelnen Dimensionen des Ziels Umweltverträglichkeit. Daher sind die Konsequenzen von Unfällen für die Umwelt grundsätzlich vom Ziel Umweltverträglichkeit abgedeckt. Es sollte sichergestellt werden, dass dies auch datenseitig geschieht. Darüber hinaus gehende Unfallfolgen, insbesondere direkte Schäden an der menschlichen Gesundheit und Versorgungsunterbrechungen, fallen in unter das Ziel Sicherheit der Energieversorgung.

7.2.2 Umfassende Betrachtung von Umweltverträglichkeit

Die ökologischen Wirkungen der Umweltverträglichkeit fallen über die ganze Wertschöpfungskette verteilt an. Diese beginnt bei der Förderung der Rohstoffe, über deren Weiterverarbeitung, ggf. auch deren Verstromung, den Transport und endet bei der Nutzung der Energie durch Haushalte und Unternehmen.

Eine vollständige Betrachtung der Umweltverträglichkeit sollte dies abbilden. Das heißt die Indikatoren für die Umweltverträglichkeit der Energieversorgung sollten nicht nur die Umweltverträglichkeit auf einzelnen Wertschöpfungsstufen, wie der Stromerzeugung, messen, sondern einen umfassenden Ansatz wählen. Auf diese Weise können die ökologischen Wirkungen der Energieversorgung sichtbar gemacht und auch die Auswirkungen der energiepolitischen Zielerreichung vollständig abgebildet werden.

Ein bekanntes praktisches Beispiel für die Wichtigkeit einer umfassenden Betrachtung der Umweltverträglichkeit stellt das sogenannte Carbon Leakage dar. Unter Carbon Leakage versteht man folgendes: Durch unilaterale Klimapolitik werden die Kosten energieintensiver Industrien im Inland erhöht. Die höheren Kosten führen dazu, dass sich ihre Position im internationalen Wettbewerb verschlechtert. Als Reaktion wandert ein Teil der betroffenen Industrie ins Ausland ab, ihre Produkte werden später wieder importiert. Dadurch werden zwar im Inland die Treibhausgasemissionen gesenkt, bei ei-

ner weltweiten Betrachtung werden allerdings die Emissionsquellen nur verlagert. Die Emissionen werden mit den Gütern importiert (vgl. zum Beispiel Löschel, 2010; Alexeeva-Talebi et al., 2011).

In der Praxis ist ein solch umfassender Ansatz allerdings mit großen Schwierigkeiten verbunden. Einerseits muss die gesamte Wertschöpfungskette dargestellt und der Energieversorgung zugeordnet werden. Es müsste beispielsweise herausgearbeitet werden, welche ökologischen Wirkungen der Einsatz von Baumaterial in der Energieversorgung (z.B. im Bau von Kraftwerken) hat. Dies ist auf dem hier betrachteten gesamtwirtschaftlichen Level, wenn überhaupt, nur durch komplexe Modelle und strikte Annahmen möglich. Hinzu kommt, dass große Teile der Wertschöpfungskette in der Energieversorgung im Ausland angesiedelt sind. Daher kommen zu den Problemen der Zuordnung häufig noch Schwierigkeiten mit der Verfügbarkeit von Daten.

Die oben genannten Argumente zeigen, dass eine vollständige Betrachtung der Umweltverträglichkeit der Energieversorgung sinnvoll und wünschenswert ist. Die praktische Umsetzung ist allerdings mit großen Schwierigkeiten verbunden. Daher wird eine umfassende Messung von Umweltverträglichkeit im Folgenden zwar angestrebt, aber sie wird nicht vollständig erreicht werden.

7.2.3 Messung von Ursachen oder Wirkungen

Zwischen dem menschlichen Eingriff in die Natur und den Folgen für Mensch und Natur liegt eine, häufig hochkomplexe, Kausalkette. Am Beginn stehen der Einsatz natürlicher Ressourcen sowie der daraus entstehende Ausstoß von Emissionen. Dabei umfassen natürliche Ressourcen sowohl fossile Brennstoffe oder Metalle, als auch nachwachsende Rohstoffe oder Wasser. Am Ende der Kausalkette stehen die Wirkungen auf Mensch und Natur. Für die Auswahl der Indikatoren für die Umweltverträglichkeit muss entschieden werden, an welcher Stelle der Kausalkette sie ansetzen sollen.

Für den Menschen spürbar und sichtbar sind vor allem die Wirkungen, also das Ende der Kausalkette. Beispielsweise machen sich CO₂-Emissionen oder die CO₂-Konzentration in der Luft nicht direkt bemerkbar. Der durch sie verursachte Klimawandel hingegen schon. Er ist auch der Treiber für das Interesse an zuvor genannten Größen. Das spricht dafür, die Wirkungen durch Indikatoren zu messen.

Ein weiteres Argument für die Messung von Wirkungen besteht darin, dass anhand der Wirkungen auch die Bedeutung der einzelnen Dimensionen besser abgeschätzt werden kann. So lässt sich beispielsweise aus der Darstellung der auslösenden Emissionen nicht erkennen, ob Feinstaub als problematischer anzusehen ist, als der Sommersmog. Dies kann erst sichtbar werden, wenn die Auswirkungen auf Menschen und Natur verglichen werden.

Am Anfang der Kausalkette, also bei Emissionen oder Ressourcenverbräuchen, anzusetzen, bringt einige Vorteile mit sich. Die Kausalkette zwischen Emission oder Ressourcenverbrauch ist oft von sehr großer Komplexität. Daher sind komplexe und mit Annahmen behaftete Modelle notwendig, um die Auswirkungen der Energieversorgung zu quantifizieren. Eine Messung von Emissionen oder Ressourcenverbräuchen ist hingegen häufig gut möglich, diese können außerdem gut der Energieversorgung zugeordnet werden.

Üblicherweise ist die Wirkungsrichtung von Emissionen oder Ressourcenverbräuchen klar. Sie ist monoton fallend, das heißt „weniger“ ist aus ökologischer Sicht „besser“. Vor dem Hintergrund des hier skizzierten trade-offs zwischen der Relevanz und der Zuverlässigkeit und Zurechenbarkeit der Daten setzt diese Studie am Beginn der Kausalkette an.

7.2.4 Messung von Umweltverträglichkeit durch externe Effekte

Umweltprobleme stellen aus ökonomischer Sicht ein klassisches Beispiel von externen Effekten dar. Externe Effekte sind Auswirkungen von Produktions- und Konsumententscheidungen auf Dritte, denen keine entsprechende Kompensation gegenüber steht (siehe Exkurs 4).

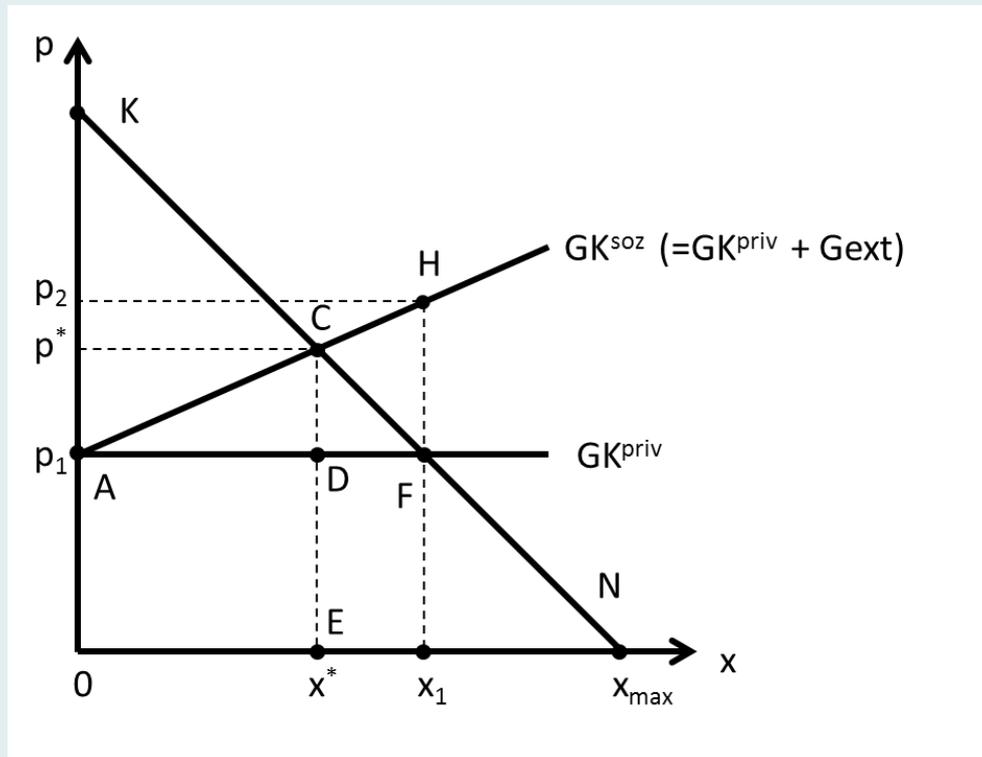
Bei der Ausarbeitung der Indikatoren für die Umweltverträglichkeit der Energieversorgung werden externe Effekte unter einem anderen Blickwinkel betrachtet, als im Bereich der Wirtschaftlichkeit. Hier dienen die externen Effekte vorrangig als Möglichkeit, die verschiedenen ökologischen Folgen der Energieversorgung in eine Zahl zu aggregieren. Geld dient damit als gemeinsame Recheneinheit für die ökologischen Auswirkungen des Energiesystems. Damit können Effekte miteinander verglichen werden, die ohne weiteres nicht vergleichbar sind.

Exkurs 4: Externe Effekte

Unter „externen Effekten“ versteht man Auswirkungen der ökonomischen Aktivitäten eines Wirtschaftssubjektes auf die Produktions- oder Konsummöglichkeiten anderer Wirtschaftssubjekte, ohne dass dafür eine adäquate Kompensation erfolgt. Externe Effekte können sowohl positiver, als auch negativer Natur sein. Im Folgenden wird das Phänomen anhand negativer Externer Effekte, also Externer Kosten, diskutiert.

Da die Externalitäten sich nicht im Marktpreis widerspiegeln, werden durch sie ökonomische Ineffizienzen verursacht. Wenn etwa Unternehmen die mit externen Kosten verbundenen Schäden nicht berücksichtigen, führt dies zu einer Überschussproduktion und der Entstehung gesellschaftlicher Kosten. So ergibt sich eine negative Externalität beispielsweise dann, wenn eine Fabrik ihr Abwasser in einen Fluss leitet, auf dessen Sauberkeit Fischer weiter flussabwärts angewiesen sind. Je mehr Abwasser die Fabrik in den Fluss leitet, desto weniger Fische können gefangen werden. Es besteht jedoch kein Anreiz für den Verursacher, die externen Kosten - die letztlich die Fischer tragen - in seine Produktionsentscheidung miteinzubeziehen.

Abbildung 10: Marktgleichgewicht und Optimum bei negativer Externalität



Quelle: Eigene Abbildung nach Brümmerhoff (2007)

Abbildung 10 stellt den Fall negativer Externalitäten dar. Die sozialen Grenzkosten (GKsoz) liegen oberhalb der privaten Grenzkosten des Verursachers (GKpriv). Die Differenz entspricht den externen Grenzkosten (GExt). Aus gesellschaftlicher Sicht produziert das Unternehmen einen zu großen Output. Der effiziente Output (x^*) wird produziert, sobald der Produktpreis p^* entspricht, der auch die sozialen Grenzkosten (GKsoz) abbildet und so eine Überschussproduktion verhindert.

Über den Marktmechanismus könnte die effiziente Allokation knapper Umweltgüter erfolgen. Dazu muss die Umweltpolitik die Lücke zwischen sozialen und privaten Kosten schließen. Man spricht bei dabei von der Internalisierung der externen Kosten. Während bei einer geringer Anzahl Beteiligter und einem guten Informationsstand der Beteiligten Verhandlungslösungen möglich sind (Coase-Theorem, siehe Coase (1960)), bieten sich bei vielen Beteiligten eher Lenkungssteuern oder der Emissionshandel zur Internalisierung externer Kosten an.

Werden die externen Effekte der Energieversorgung als einziger Indikator eingesetzt, dann ist die Entwicklung einzelner Teilbereiche der Umweltverträglichkeit nicht mehr sichtbar. Außerdem ist für den interessierten Leser nicht mehr zu erkennen, wie der Fortschritt bei bestimmten Aspekten der Umweltverträglichkeit vorangeschritten ist. Daher werden im Folgenden die einzelnen Dimensionen getrennt betrachtet und Indikatoren für sie vorgeschlagen. Die weitere Diskussion der externen Effekte findet unter dem Ziel Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung statt.

7.3 Auswahl von Indikatoren für die Umweltverträglichkeit

Im nächsten Schritt wird die Auswahl der einzelnen Indikatoren vorgenommen. Diese geht, wie bereits skizziert, von den einzelnen Dimensionen der Umweltverträglichkeit aus. Für jede Dimension wird untersucht, welche Emissionen und Ressourcenverbräuche als Auslöser für die Wirkung fungieren. Damit ergibt sich eine umfangreiche Liste von Indikatoren, die berücksichtigt werden könnten.

Aus dieser Liste können diejenigen Emissionen oder Ressourcenverbräuche vernachlässigt werden, die keinen Bezug zur Energieversorgung aufweisen. Danach ist zu entscheiden, ob die Auswirkungen jeweils den Aufwand der Messung rechtfertigen. Dies im Detail für jeden Stoff zu entscheiden, geht weit über den Rahmen dieses Projektes hinaus. Daher wird ein pragmatischer Ansatz gewählt. Die Auswahl von Emissionen und Ressourcenverbräuchen stützt sich vor allem auf Daten, die bereits erhoben werden.

Mit der Einschränkung auf bereits vorhandene Daten ist ein implizites Werturteil verbunden. Schadstoffe, die bereits erfasst werden, werden damit implizit als besonders wichtig eingestuft. Allerdings ist anzumerken, dass gerade diese Emissionen auf Basis internationaler Abkommen zur Vermeidung von Schadstoffen gemessen werden. Ein Beispiel ist die UNECE Convention on Long-Range Transboundary Air Pollution (CLRTAP). Die Auswahl von Stoffen wurde in der Vergangenheit durch wissenschaftliche Untersuchungen vorbereitet und durch politische Entscheidungen getroffen. Daher erscheint es plausibel, diesen Schadstoffen besondere Bedeutung beizumessen. Andererseits soll damit nicht angedeutet werden, andere Emissionen seien irrelevant. Es handelt sich bei den berücksichtigten Stoffen allein um eine erste Auswahl, die laufend überprüft und angepasst werden muss.

7.3.1 Klimawandel

Der anthropogene Klimawandel bezeichnet die durch menschliches Handeln verursachte Veränderung der globalen Mitteltemperatur der Luft in Bodennähe. Wenn Sonnenstrahlung auf die Erdatmosphäre trifft, dann wird ein Teil dieser Strahlung direkt wieder in den Weltraum reflektiert. Der verbliebene Teil wird in Wärmestrahlung umgewandelt. Auch die Wärmestrahlung wird teilweise wieder in den Weltraum abgegeben. Der verbleibende Teil erwärmt die Erdatmosphäre. Treibhausgase verringern den Anteil der Wärmestrahlung, die in den Weltraum abgegeben wird. Daher sorgt eine erhöhte Konzentration von Treibhausgasen dafür, dass die Temperatur auf der Erde steigt. Allerdings ist auch die Beschaffenheit der Erdoberfläche von Bedeutung für das Klima, wodurch auch menschliche Landnutzung von Bedeutung für den anthropogenen Klimawandel ist. Die erwarteten Folgen des anthropogenen Klimawandels sind vielfältig. Dazu gehören zum Beispiel eine erhöhte Gefahr von Dürren in Teilen der Welt, aber auch eine steigende Wahrscheinlichkeit von extremen Wetterereignissen. Das veränderte Klima kann zur Zerstörung von Ökosystemen und einem damit einhergehenden Verlust an Biodiversität führen. Auswirkungen auf den Menschen können zum Beispiel veränderte Erträge in der Landwirtschaft, das Auftreten von bisher dort nicht verbreiteten Krankheiten in Regionen mit gemäßigttem Klima oder Todesfälle durch extreme Wetterereignisse umfassen (vgl. Umweltbundesamt, 2009a).

Als Indikator für die Dimension Klimawandel dienen die **energiebedingten Treibhausgasemissionen**. Es handelt sich um die Stoffe Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄), Distickstoffoxid (N₂O), teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe (H-FKW/HFC), perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW/PFC) und Schwefelhexafluorid (SF₆), die sogenannten Kyoto-Gase. Diese können über ihr Treibhauspotential (*Global Warming Potential*) aggregiert werden. Maßeinheit ist üblicherweise das CO₂-Äquivalent.¹⁵

¹⁵ Es sei hier angemerkt, dass die Berechnung von CO₂-Äquivalenten letztlich modellbasiert ist. Die Zahlen für das Treibhausgaspotential stammen ursprünglich aus IPCC (1995). Die Daten können als ausreichend akzeptiert betrachtet werden, um hier genutzt zu werden.

Energiebedingte Treibhausgasemissionen werden im Nationalen Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar vom Umweltbundesamt veröffentlicht. Da die Zahlen mit einer Verzögerung von mehr als 12 Monaten publiziert werden, muss auf vorläufige Daten zurückgegriffen werden. Dargestellt werden sollten die Daten auf zwei Arten. Zum einen relativ zum Jahr 1990. Dies reflektiert, dass sich die Reduktionsverpflichtungen üblicherweise auf dieses Jahr beziehen. Zur besseren internationalen Einordnung können den Daten auch Emissionen pro Kopf zur Seite gestellt werden. Allerdings muss ein solcher Vergleich mit Vorsicht angestellt werden, da viele wichtige Einflussgrößen für die Treibhausgasemissionen nicht unmittelbar aus den Daten abgelesen werden können.

Alternativ könnte der Indikator auch bezogen auf das Bruttoinlandsprodukt (BIP) ausgedrückt werden. Von dieser Darstellung wird aus zwei Gründen abgesehen. Zum einen sind für die Umweltverträglichkeit der Energieversorgung die absoluten Emissionen relevant. Die Emissionen pro BIP - die nicht zuletzt durch die Wirtschaftsstruktur geprägt sind - spielen für die Umweltverträglichkeit nur indirekt eine Rolle. Zum anderen schwankt das BIP, im Vergleich zur Einwohnerzahl, deutlich stärker. Daher müssten bei der Betrachtung der Zahlen immer die Veränderung der Emissionen und die Veränderung des BIP voneinander getrennt werden.

Die Bewertung des Indikators durch das ZEW gestaltet sich folgendermaßen: Sowohl Zielbezug, als auch Verfügbarkeit und Transparenz wird als *gut* erachtet. Da die Zahlen dieses Indikators in der Klima- und Energiepolitischen Diskussion eine große Rolle spielen, ist er allgemein bekannt und auch die Verständlichkeit wird als *gut* eingeschätzt.

Neben den Emissionen kann auch die Nutzung von Land zum anthropogenen Klimawandel beitragen. Der Indikator **Flächeninanspruchnahme der Energieversorgung** könnte herangezogen werden, um den Anteil der Energieversorgung daran abzubilden. Allerdings lässt die Datenlage die Quantifizierung dieses Indikators nicht zu (vgl. dazu auch die Diskussion in der Dimension „Landnutzung“).

7.3.2 Abbau von Ozon in der Stratosphäre

Der Abbau der Ozonschicht in der Atmosphäre, häufig unter dem Begriff Ozonloch diskutiert, wurde in den 1980er Jahren über der Antarktis beobachtet. Die Ozonschicht filtert UV-B-Strahlung, welche bei Menschen, Tieren und Pflanzen Schädigungen verursachen kann. Auslöser für den Abbau des stratosphärischen Ozons sind Fluorchlorkohlenwasserstoffe (FCKW) sowie fluor- und bromhaltige Halone. Sie werden bzw. wurden als Treibmittel, Feuerlöschmittel oder Kältemittel eingesetzt. Da die relevanten Stoffe nicht Teil der Energieversorgung sind, wird die Dimension „Abbau von Ozon in der Stratosphäre“ nicht weiter betrachtet.

7.3.3 Humantoxizität

„Humantoxisch sind Stoffe, die die Gesundheit des Menschen negativ beeinflussen“ (Baden-Württembergisches Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft, 2012). Die Kategorie wird hier umfassend definiert, auch krebserregende Stoffe fallen darunter. Nicht enthalten sind die Folgen radioaktiver Strahlung, die in die Dimension Ionisierende Strahlung fallen.

Die Liste der Stoffe, welche für die Dimension „Humantoxizität“ ursächlich sind, ist sehr umfangreich. In Ihrer Untersuchung über das Humantoxizitätspotential verschiedener Luft-, Wasser- und Bodenemissionen berücksichtigen Hertwich et al. (2006) 349 verschiedene Stoffe. Diese große Zahl an potentiell zu berücksichtigenden Materialien kann hier nicht im Detail diskutiert werden. Stattdessen wird der Bereich - soweit möglich - über mehrere Indikatoren abgedeckt.

Die Indikatoren **energiebedingte Schwermetallemissionen**, **energiebedingte Emissionen persistenter Organischer Schadstoffe** und **energiebedingte Emissionen von Luftschadstoffen** werden für diejenigen Schadstoffe herangezogen, die in die Luft emittiert werden. Die Daten für diese Indikatoren werden jährlich vom Umweltbundesamt im Rahmen des Übereinkommens über weiträumige grenzüberschreitende Luftverschmutzung (UN ECE-CLRTAP) veröffentlicht. Der Indikator **energiebedingte Schwermetallemissionen** umfasst die Metalle Arsen (As), Cadmium (Cd), Kupfer (Cu), Chrom (Cr), Quecksilber (Hg), Nickel (Ni), Blei (Pb), Selen (Se) und Zink (Zn). Im Indikator **energiebedingte Emissionen von Luftschadstoffen** sind enthalten: Kohlenstoffmonoxid (CO),

Flüchtige organische Verbindungen ohne Methan (NMVOC), Stickoxide (NO_x), Schwefeldioxid (SO₂), Ammoniak (NH₃) und Feinstaub (PM₁₀, PM_{2,5}). Internationale Vergleichsdaten liegen vor. Allerdings werden die Daten mit einer Verzögerung von mehr als 12 Monaten veröffentlicht. Es muss daher geprüft werden, inwieweit in Zukunft vorläufige Daten für die Emissionen berechnet und veröffentlicht werden können. Ansonsten ist die Möglichkeit für eine zeitnahe Überprüfung der energiepolitischen Zielerreichung durch diesen Indikator nur eingeschränkt möglich.

Alle drei Indikatoren werden in folgender Weise bewertet. Der Zielbezug wird für gut erachtet. Die Verfügbarkeit von Daten ist hingegen, durch die lange Verzögerung, nur *mittel*. Die Transparenz der Daten wird als *gut* angesehen. Da die Mengen und die Gefährlichkeit der einzelnen Stoffe durch Laien nicht ohne weiteres interpretiert werden können, ist die Verständlichkeit der Indikatoren mit *mittel bewertet*.

Die Indikatoren **energiebedingte Schwermetallemissionen**, **energiebedingte Emissionen persistenter Organischer Schadstoffe** und **energiebedingte Emissionen von Luftschadstoffen** werden als relative Werte im Vergleich zu einem Basisjahr angegeben. Üblicherweise handelt es sich um das Jahr 1990. Die einzelnen Schadstoffe werden nicht aggregiert, sondern einzeln ausgewiesen. Im Rahmen dieses Projektes gibt es keine Gewichtungsfaktoren, anhand derer die einzelnen Stoffe aggregiert werden können. Zudem sind insbesondere die Stoffe im Indikator **energiebedingte Emissionen von Luftschadstoffen** für mehrere Dimensionen relevant, weshalb sie auch einzeln sichtbar werden sollten.

Neben den Emissionen in die Luft werden auch Schadstoffe in den Boden und ins Wasser abgegeben.¹⁶ Für diese Stoffe werden die Indikatoren **energiebedingte Wassermissionen** und **energiebedingte Bodenmissionen** vorgeschlagen. Für beide Indikatoren liegt keine geeignete Datenquelle zu ihrer Quantifi-

¹⁶ Es sei hier darauf hingewiesen, dass dabei Emissionen gemeint sind, also Schadstoffe die direkt in Wasser oder Boden abgegeben werden. Luftschadstoffe, die mittelbar in Wasser oder Boden gelangen, werden durch die Indikatoren **energiebedingte Schwermetallemissionen**, **energiebedingte Emissionen persistenter Organischer Schadstoffe** und **energiebedingte Emissionen von Luftschadstoffen** berücksichtigt.

zierung vor. Auch müssten die Schadstoffe festgelegt werden, die zu erfassen wären. Daher liegt an dieser Stelle eine Lücke vor.

Als alternativer Indikator für die Humantoxizität könnten die **Abfälle des Energiesystems** herangezogen werden. Im Gegensatz zu Wasser- und Bodenemissionen liegen für diesen Indikator Daten vor. In den Daten des Statistischen Bundesamtes werden die Abfälle auf Basis des Europäischen Abfallverzeichnisses ausgewiesen. Das ermöglicht eine Zuordnung von Abfällen aus der Energieversorgung. Allerdings werden die Daten mit einer Verzögerung von mehr als 12 Monaten veröffentlicht. Ein grundsätzlicheres Problem besteht in der Aussagekraft des Indikators. Wenn die Abfälle ordnungsgemäß entsorgt wurden, gelangen sie nicht in die Natur. Entscheidend sind aber die Emissionen in die Natur. Daher könnte der Indikator nur eine Ersatzlösung für einen auf Emissionen basierenden Indikator sein und sein Zielbezug wird nur mit *gering* bewertet. Auch die Verfügbarkeit wird als *mittel* eingeschätzt, aufgrund des Zeitverzuges bis zur Veröffentlichung von Daten. Die Transparenz und die Verständlichkeit sind hingegen *gut*. Der Indikator wird daher nicht vorgeschlagen.

7.3.4 Feinstaub

Als Feinstaub (Particulate Matter, PM) bezeichnet man feinste Staubteilchen, die nicht unmittelbar nach ihrer Freisetzung zu Boden sinken, sondern eine Zeit lang in der Luft verbleiben. Sie haben eine Größe von einigen Nanometern bis etwa 100 Mikrometer. Häufig genannte Typen von Feinstaub sind Teilchen mit einem aerodynamischen Durchmesser bis 10 Mikrometer (PM₁₀) bzw. bis 2,5 Mikrometer (PM_{2,5}). Man kann Feinstaub hinsichtlich seiner Entstehung klassifizieren. Teilchen, die direkt emittiert werden, werden als primäre Feinstäube bezeichnet. Sekundäre Feinstäube sind solche, die durch die Umwandlung gasförmiger Emissionen entstehen. Feinstaub dringt, bedingt durch seine geringe Größe, tief in den Atemtrakt ein. Dabei gilt generell, dass die Partikel umso besser eindringen können, je kleiner sie sind. Dort können sie die Lunge, indirekt aber auch Herz und Kreislauf, schädigen. Außerdem können sich auf der Oberfläche der Feinstaubpartikel krebserregende Stoffe ablagern, die auf diesem Weg in die Lunge transportiert werden (vgl. Umweltbundesamt, 2009b).

Ein Indikator für die Belastungen durch Feinstaub muss sowohl den primären, als auch den sekundären Feinstaub betrachten. Der Indikator **energiebedingte**

Luftemissionen beinhaltet Daten über PM_{10} und $PM_{2,5}$. In diesen Daten werden allerdings nur die primären Feinstäube erfasst. Deshalb muss ein Indikator für Feinstaub auch die Vorläufersubstanzen von sekundären Feinstäuben, vor allem NO_x , SO_x und NMVOC, berücksichtigen. Auch diese sind im Indikator **energiebedingte Luftemissionen** enthalten. Daneben sind in den Daten auch die energiebedingten Ammoniak-Emissionen in dem Datensatz enthalten. Allerdings machen diese nur zwischen ca. 2% und 4% der gesamten Ammoniakemissionen aus. Sie werden daher nicht mit ausgewiesen. Deshalb kann dieser als Indikator für die Dimension Feinstaub herangezogen werden.

Bei der Berechnung der Feinstäube aus dem Bereich Verkehr werden, unter anderem, auch solche Partikel berücksichtigt, die durch den Abrieb von Reifen oder Bremsen entstehen. Diese Emissionen sind nicht der Energieversorgung zuzuordnen und sollten daher in den Daten auch nicht mit aufgenommen werden.

7.3.5 Ionisierende Strahlung

„Strahlung ist eine Energieform, die sich als elektromagnetische Welle oder als Teilchenstrom durch Raum und Materie ausbreitet. Ist die Energie der Strahlung so hoch, dass sie bei der Durchdringung von Materie an Atomen und Molekülen Ionisationsvorgänge auslöst, spricht man in ionisierender Strahlung.“ (Bundesamt für Strahlenschutz, 2003)

Beim Durchgang durch Materie – zum Beispiel durch eine Zelle oder einen Organismus – gibt die ionisierende Strahlung Energie ab. Sofern diese hoch genug ist, kann es zu Strahlenschäden kommen. Unabhängig davon, ob die Strahlung natürlichen oder künstlichen Ursprungs ist, ist eine direkt schädigende Wirkung auf die Zelle als kleinste biologische Einheit feststellbar. So kann sie zelluläre Bestandteile, die insbesondere die Erbsubstanz (DNS), verändern oder zerstören. (Vgl. Bundesamt für Strahlenschutz, 2003)

Ionisierende Strahlung ist ein Oberbegriff für verschiedene Formen von Strahlung. Von Bedeutung ist hier radioaktive Strahlung, also Alpha-, Beta-, Gamma- und Neutronenstrahlung. Für die Messung der energiepolitischen Zielerreichung wird die Dimension noch präziser auf die Strahlung, die aus energetischer Nutzung der Kernenergie stammt, fokussiert.

Die Suche nach Indikatoren, welche die Gefahren durch die Nutzung von Kernkraft zur Stromerzeugung quantifizieren, ist mit großen Problemen verbunden. Die radioaktive Strahlung, die aus Kernkraftwerken in die Umwelt gelangt, wird im Bundesdurchschnitt durch natürliche Strahlung und Strahlung aus medizinischer Nutzung radioaktiver Stoffe dominiert. Daher sind Indikatoren wie die **mittlere Strahlenexposition der Bevölkerung durch Kernkraftanlagen** für die Messung nicht geeignet. Auch die Gefahren durch katastrophale Unfälle in Kernkraftwerken sind, aufgrund der Schwere der Schäden und der geringen Anzahl an Beobachtung, kaum eindeutig zu quantifizieren. Als Indikator werden die **hochradioaktiven Abfälle aus energetischer Nutzung von Kernenergie** vorgeschlagen. Die hochradioaktiven Abfälle umfassen zwar nur ca. 7% des Volumens aller radioaktiven Abfälle aus der energetischen Nutzung, sind aber für etwa 98% der Radioaktivität verantwortlich (Nagra, 2008). Der Indikator wird in allen Bewertungskategorien (Zielbezug, Verfügbarkeit, Transparenz, Verständlichkeit) mit *gut* bewertet.

7.3.6 Bodennahe Ozonbildung

Während das Ozon in der Ozonschicht das Leben vor der schädlichen UV-Strahlung der Sonne schützt, schädigt das bodennahe Ozon sowohl den Menschen als auch Pflanzen und Ökosysteme.

Ozon wird aus Vorläuferverbindungen in bodennahen Schichten der Atmosphäre gebildet, wobei Stickstoffdioxid die wichtigste Vorläufersubstanz für die Ozonbildung darstellt. Da die Sonneneinstrahlung die Energie für die Ozonbildung liefert, werden besonders an sonnigen Sommertagen hohe Ozonwerte gemessen. „Hauptquellen für die Stickstoffoxide sind der Verkehr mit einem Anteil von 60% sowie Feuerungsanlagen der Industrie und der Kraftwerke mit rund 30%.“ Flüchtige organische Verbindungen (VOC, volatile organic compounds) verstärken die Ozonbildung und stammen etwa zu 25% aus dem Verkehr bzw. aus Kraftstoffen und zu 60% aus der Lösemittelverwendung. (vgl. Bayerisches Landesamt für Umwelt, 2004)

Ozon beeinträchtigt die menschliche Gesundheit, indem es tief in die Atemwege eindringt. Hier kann es zu einer Schädigung der Zellmembran und somit entzündlichen Prozessen kommen. Die Wirkungen des Ozons hängen von der Konzentration, der Expositionsdauer und dem Atemvolumen ab. Die sommerliche Ozonbelastung für Wildpflanzen kann eine langfristige Veränderung der

heimischen Flora bewirken. (vgl. Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg, 2009)

Für die verstärkte Bildung von Ozon in der Troposphäre verantwortlich sind Stickoxide (NO_x), NMVOCs (non methane volatile organic compounds, flüchtige organische Verbindungen ohne Methan) sowie, in geringerem Maße, Kohlenmonoxid (CO) und Methan (CH_4) (vgl. Umweltbundesamt (2005): Hintergrundinformation: Sommersmog). Diese Stoffe werden bei der Energieversorgung emittiert und sind Teil des Indikators **energiebedingte Emissionen von Luftschadstoffen**. Für eine detaillierte Diskussion des Indikators vgl. die Diskussion der Dimension Humantoxizität.

7.3.7 Versauerung

„Die Einträge versauernd wirkender Luftverunreinigungen (Depositionen von Schwefel- und Stickstoff-Verbindungen) verursachen gleichzeitig eine Abnahme der Bodenreaktion (Senkung des pH-Wertes) und einen Verlust von Nährstoffen. Damit einhergehend ändern sich Menge und Zusammensetzung des Nährstoffangebotes für die Vegetation. Lang anhaltender Säurestress führt über unausgewogene Ernährung zur Minderung der Vitalität von Pflanzen (zum Beispiel Bäumen) und zu eingeschränkter Abwehrkraft gegenüber natürlichen Stressfaktoren“ (Umweltbundesamt, 2011b).

Neben der oben genannten Versauerung von Böden, ist auch die Versauerung der Meere zu berücksichtigen. Diese wird durch CO_2 verursacht. Kohlendioxid löst sich in Meerwasser und senkt dessen pH-Wert (vgl. Caldeira und Wickett, 2003).

Für die Versauerung von Böden sind, von den hier betrachteten Schadstoffen, folgende Emissionen von Bedeutung: NO_x und SO_2 . Sie fallen in den Indikator **energiebedingte Emissionen von Luftschadstoffen**. Für die Versauerung der Meere ist wiederum das Kohlendioxid (CO_2) verantwortlich. Zahlen für die Emissionen von CO_2 finden sich im Indikator **energiebedingte Treibhausgasemissionen**. Sie sollten als Zeitreihe, relativ zum Jahr 1990 dargestellt werden.

7.3.8 Eutrophierung

„Unter Eutrophierung versteht man ganz allgemein die Anreicherung von Nährstoffen in Ökosystemen“ (Umweltbundesamt, 2011a). Zu den Hauptursachen der Eutrophierung gehören der Eintrag von Phosphor und Stickstoff in Boden und Gewässer durch Düngemittel. Aber auch Stickstoffverbindungen, die bei der Verbrennung fossiler Energieträger frei werden, sind ein Treiber dieses Phänomens.

Durch Eutrophierung wird das Nährstoffgleichgewicht gestört. Ökosysteme, die auf nährstoffarme Böden angewiesen sind, werden verdrängt, mit negativen Folgen für die Biodiversität. In Gewässern regt die Eutrophierung die Bildung von Phytoplankton an. Diese Algenblüten können tiefgreifende Auswirkungen auf das ökologische Gleichgewicht in einem Gewässer haben und schlimmstenfalls zum „Umkippen“ führen.

Die Auswirkungen der Energieversorgung auf die Dimension Eutrophierung besteht vor allem in der Emission von Stickoxiden (NO_x). Diese sind Teil des Indikators **energiebedingte Emissionen von Luftschadstoffen**.

7.3.9 Ökotoxizität

„Unter Ökotoxizität werden schädliche Effekte von chemischen Verbindungen auf Lebewesen, deren Populationen und die natürliche Umgebung verstanden“ (Umweltbundesamt, 2011c).

Das toxikologische Potenzial, das ein Schadstoff aufweist, kann mit einem Ökotoxizitätstest ermittelt werden. Dabei wird dessen Schadwirkung bei verschiedenen Konzentrationen erfasst. Es wird unterschieden zwischen Toxizitätstests für Chemikalien und für kontaminierte Medien (Bioassays). Anhand von Toxizitätstests kann der Effekt von Schadstoffen auf lebende Testorganismen ermittelt werden. Die Tests umfassen immer drei Komponenten: ein Testmedium (z.B. Wasser, Boden), spezifische Testorganismen (z.B. Leuchtbakterien, Regenwürmer) und einen Testendpunkt (Messgröße – z.B. Mortalität, Reproduktionshemmnis). (vgl. Umweltbundesamt, 2011c)

Die Indikatoren für die Dimension entsprechen denen in der Dimension Humantoxizität. Für Schadstoffe, die in die Luft abgegeben werden, werden die **energiebedingten Schwermetallemissionen**, die **energiebedingten Emissio-**

nen persistenter Organischer Schadstoffe und die **energiebedingten Emissionen von Luftschadstoffen** vorgeschlagen. Für Emissionen in Wasser und Boden könnten **energiebedingte Wassermmissionen** und **energiebedingte Bodenemissionen** als Indikatoren dienen. Allerdings liegt dort keine Datenbasis vor. Für eine detaillierte Diskussion der Indikatoren vgl. die Dimension Humantoxizität.

7.3.10 Landnutzung

Eine Änderung der Flächennutzung kann verschiedene Folgen nach sich ziehen. Dazu gehören die Beeinträchtigung oder Zerstörung von Ökosystemen, die Einschränkung der Grundwasserneubildung oder lokale Klimaveränderungen (vgl. Umweltbundesamt, 2005).

Die Nutzung von Land kann durch den Indikator **Flächeninanspruchnahme des Energiesystems** abgedeckt werden. Allerdings gibt es bis dato keinen Datensatz, mit dem der Indikator quantifiziert werden kann. Es gibt zwar Daten über die Nutzung von Flächen auf Basis der automatisierten Liegenschaftsbücher, eine Zuordnung der Flächen zum Energiesystem ist mit diesen Daten aber nicht möglich.

Für die konkrete Ausgestaltung eines Indikators sind außerdem verschiedene definitorische Entscheidungen zu treffen. Beispielsweise sind die ökologischen Nutzen und Kosten der Umwidmung von Flächen nicht immer gleich. So hat die Trockenlegung eines Sumpfgebiets zum Bau eines Kraftwerks eine andere ökologische Bedeutung als die Umwidmung einer Schadstoffdeponie zum Bau eines Kraftwerks. Hier ist zu klären, wie die Nutzung unterschiedlicher Flächen zu bewerten ist.

Daneben ist die Bewertung von Flächennutzungen auch mit Werturteilen verbunden. So kann ein Kraftwerksbau sowohl als unerwünschter Eingriff in die Landschaft, als auch als Industriearchitektur bewertet werden. Auch werden Windparks, trotz relativ geringer bebauter Fläche, nicht selten als störend für die Landschaft wahrgenommen.

Ein weiterer Punkt, bei der genauen Ausarbeitung eines Indikators für die Landnutzung des Energiesystems diskutiert werden sollte, ist die Frage, inwiefern Fläche verbraucht und Fläche in Anspruch genommen wird. Dies lässt sich anhand eines Beispiels illustrieren. Man stelle sich vor eine Waldfläche wird

gerodet, um dort ein Kraftwerk zu erreichen. Dieses Kraftwerk wird für eine bestimmte Zeit betrieben und irgendwann stillgelegt und wieder abgebaut. Die Inanspruchnahme der Fläche durch das Energiesystem ist wieder aufgehoben. Allerdings kann ein erheblicher Zeitraum vergehen, bis der Wald wieder in seinem ursprünglichen Zustand ist. Damit ist die ursprüngliche Fläche - in gewissem Sinne - verbraucht.

Einen Sonderfall stellen Fläche für die Gewinnung von Bioenergie dar. Für die Gewinnung von Energie aus Biomasse wird Fläche nicht überbaut, sondern landwirtschaftlich genutzt. Damit ist die Fläche anders zu bewerten, als wenn sie durch Gebäude überbaut wird. Ein weiterer wichtiger Unterschied ist der Zeitraum, in dem die Fläche in ihrer Nutzung gebunden ist. Während ein Kraftwerksbau in der Regel für Jahrzehnte errichtet wird, sind Felder für die Erzeugung von Biomasse für deutlich kürzere Zeiträume in ihrem Einsatz festgelegt.

Für die Produktion von Energie aus Biomasse können Flächen eingesetzt werden, die bereits landwirtschaftlich genutzt werden oder bisher nicht durch den Menschen genutzte Flächen. Im ersten Fall wird die Fläche von einer landwirtschaftlichen Nutzung zu einer anderen umgewidmet. Im letzten Fall ist wiederum zu hinterfragen, in welchem Zeitraum die zur Gewinnung von Bioenergie eingesetzte Fläche wieder in einen natürlichen Zustand zurückkehren kann.

Fragen wie die oben skizzierten können im Rahmen dieser Studie nicht abschließend geklärt werden, sind für die Definition eines Indikators aber von großer Bedeutung. Es besteht also noch weiterer Forschungsbedarf zur Ausarbeitung eines Indikators für die Landnutzung.

Der Zielbezug des Indikators Flächeninanspruchnahme des Energiesystems wird als *gut* eingeschätzt. Da sowohl Daten als auch eine präzise Definition des Indikators fehlen, können zu den anderen Bewertungskategorien keine Aussage getroffen werden.

7.3.11 Ressourcenverbrauch

Unter diese Wirkungskategorie fällt die Nutzung aller natürlichen Ressourcen als Input in die Energieerzeugung. Dies umfasst nicht nur fossile Energieträger, sondern alle biotischen und abiotischen Stoffe, die bei der Energieversorgung genutzt werden. Dazu gehört beispielsweise auch Wasser. Eine Ausnahme

stellt die Nutzung von Land dar. Auch Land ist eine Ressource, wird aber in einer eigenen Dimension berücksichtigt.

Hier wird eine Dimension von Eingriffen des Menschen in die Natur gemessen. Vereinfacht gesagt wird abgebildet, welche Materialströme aus der Natur in die Energieversorgung fließen. Ob die Nutzung der natürlichen Ressourcen nachhaltig ist, lässt sich aus dem Indikator allein nicht ablesen. Für eine theoretische Diskussion dieser Frage vgl. zum Beispiel Hartwick (1977) und die darauf aufbauende Literatur.

Als Indikator für die Dimension wird der **Materialverbrauch der Energieversorgung** vorgeschlagen. Dieser umfasst den gesamten Materialverbrauch, der für in der Förderung von Energieträgern, der Umwandlung oder dem Transport von Energie anfällt. Allerdings sind hier, ähnlich wie bei der Nutzung von Land, verschiedene definitorische Probleme zu lösen.

Von großer Bedeutung für den Ressourcenverbrauch ist die Aggregation der verschiedenen Ressourcen. Sowohl in ihrer physischen Knappheit, als auch in den ökologischen Auswirkungen ihrer Nutzung unterscheiden sich einzelne Rohstoffe erheblich. Die Bedeutung einzelner Rohmaterialien kann sich im Zeitablauf ändern. Während beispielsweise heute Erdöl von großer Relevanz ist, könnten in Zukunft Materialien wie Seltene Erden, Gallium oder Lithium besonders kritisch sein. Ein guter Indikator sollte dies reflektieren, zum Beispiel indem bestimmte Gruppen von Rohstoffen oder einzelne Materialien gesondert ausgewiesen werden.

Außerdem kann ein Teil der verwendeten Stoffe recycelt werden. Das gilt insbesondere für Metalle, beispielsweise das Kupfer in Stromleitungen. Dies wirft eine ähnliche Problematik auf, wie die Unterscheidung zwischen Flächenverbrauch und Flächeninanspruchnahme bei dem Indikator für die Landnutzung. Auch für den Ressourcenverbrauch kann die Diskussion, inwieweit Einsatz von Material einen Verbrauch oder eine Inanspruchnahme von Ressourcen darstellt, nicht abschließend geklärt werden.

Die Daten zur Quantifizierung des Indikators sollten in einem Top-Down-Verfahren ermittelt werden. Sie sind technologiespezifischen Bottom-Up-Studien für diesen Zweck vorzuziehen, da diese immer mit dem Problem der Repräsentativität zu kämpfen haben. Allerdings gibt es bisher keinen Daten-

satz, der regelmäßig den Materialverbrauch der Energieversorgung quantifizieren kann. Hier liegt eine Datenlücke vor.

Der Zielbezug des Indikators Materialverbrauch der Energieversorgung wird als *gut* eingeschätzt. Auch hier können, ähnlich wie beim Indikator Flächeninanspruchnahme des Energiesystems, aufgrund der definitorischen Fragen und der mangelnden Daten keine Aussagen in den anderen Bewertungskategorien gemacht werden.

Einzelne Aspekte des Ressourcenverbrauchs können durch andere Indikatoren abgebildet werden. So kann beispielsweise der **Verbrauch von fossilen Brennstoffen** in Gewichts- bzw. Volumeneinheiten aus den Energiebilanzen abgelesen werden. Auch die **Wassernutzung zur Kühlung von Kraftwerken** wird - wenn auch nur alle drei Jahre - gemessen. Diese Daten sind jedoch an einzelne Technologien oder Primärenergieträger gebunden. Dadurch besteht bei einer solchen Abbildung die Gefahr, dass am Ende ein verzerrtes Bild des Ressourcenverbrauchs gezeichnet wird. Aus diesem Grund wird das Vorgehen nicht empfohlen.

7.4 Zusammenfassung der ausgewählten Indikatoren

Auf Basis der einzelnen Dimensionen des Ziels Umweltverträglichkeit der Energieversorgung wurden verschiedene Indikatoren ausgewählt. Manche Indikatoren, wie **energiebedingte Emissionen von Luftschadstoffen**, können die Zielerreichung in mehreren Dimensionen abbilden. Beispielsweise sind Stickoxidemissionen unter anderem für die Dimensionen Eutrophierung, Versauerung und bodennahe Ozonbildung von Bedeutung. Da gerade die Indikatoren mit Schadstoffemissionen mehrere Stoffe umfassen, die für unterschiedliche Dimensionen von Relevanz sind, ist die Zuordnung komplex.

Insgesamt werden neun Indikatoren für die Umweltverträglichkeit vorgeschlagen. Diese werden noch einmal kompakt in Tabelle 1 zusammengefasst. Spalte I (Indikator) nennt den Namen des Indikators. Eine detailliertere Diskussion der Indikatoren findet sich in Annex B: Indikatorenübersichten. Spalte 2 gibt an, für welche Dimensionen der Umweltverträglichkeit der Indikator aussagen treffen kann. Spalte (III) umreißt die Datenlage für den Indikator. Spalte IV schlägt eine Darstellungsform für den Indikator vor.

Die Sammlung und Aufbereitung der Daten ist für fast alle Indikatoren der Umweltverträglichkeit ein komplexes Unterfangen. Daher werden die endgültigen Daten oft erst mit einer Verzögerung von mehr als 12 Monaten publiziert. Daten über die **energiebedingten Treibhausgasemissionen** und die **hochradioaktiven Abfälle aus der energetischen Nutzung der Kernenergie** sind, zumindest als vorläufige Zahlen, schneller verfügbar. Für die Indikatoren **Energiebedingte Emissionen von Luftschadstoffen**, **Energiebedingte Schwermetallemissionen** und **Energiebedingte Emissionen persistenter Organischer Schadstoffe** werden bisher keine vorläufigen Daten publiziert. Es ist zu prüfen, inwieweit und mit welchem Aufwand verlässliche Zahlen für diese Indikatoren mit einer Verzögerung von unter 12 Monaten erstellt werden können. Für die anderen vorgeschlagenen Indikatoren liegen bisher keine Daten vor, mit denen sie quantifiziert werden können.

Tabelle 5: Ausgewählte Indikatoren für das Ziel Umweltverträglichkeit

Indikator	Relevant für Dimensionen	Datenlage	Darstellung
Energiebedingte Treibhausgasemissionen	Klimawandel (alle), Bodennahe Ozonbildung (CH ₄), Versauerung (CO ₂)	Daten verfügbar, vorläufige Schätzungen notwendig und möglich	Relativ zu 1990 (aggregiert als CO ₂ -Äquivalent). Im internationalen Vergleich pro Einwohner
Energiebedingte Emissionen von Luftschadstoffen	Feinstaub (PM ₁₀ , PM _{2,5} , NMVOC, NO _x , SO _x), Bodennahe Ozonbildung (CO, NMVOC, NO _x), Versauerung (SO _x , NO _x), Eutrophierung (NO _x), Ökotoxizität (alle), Humantoxizität (alle)	Daten verfügbar, vorläufige Schätzungen notwendig. Bisher keine vorläufigen Schätzungen	Relativ zu 1990 (einzeln). Für PM ₁₀ und PM _{2,5} ab 1995

Energiebedingte Schwermetallemissionen	Ökotoxizität (alle), Humantoxizität (alle)	Daten verfügbar, vorläufige Schätzungen notwendig. Bisher keine vorläufigen Schätzungen	Relativ zu 1990
Energiebedingte Emissionen persistenter Organischer Schadstoffe	Ökotoxizität (alle), Humantoxizität (alle)	Daten verfügbar, vorläufige Schätzungen notwendig. Bisher keine vorläufigen Schätzungen	Relativ zu 1990
<i>Energiebedingte Wasseremissionen</i>	Ökotoxizität , Humantoxizität	Keine Daten	-
<i>Energiebedingte Bodenemissionen</i>	Ökotoxizität , Humantoxizität	Keine Daten	-
Hochradioaktive Abfälle aus der energetischen Nutzung der Kernenergie	Ionisierende Strahlung	Daten verfügbar	Absolute Zahlen.
<i>Flächeninanspruchnahme des Energiesystems</i>	Landnutzung	Keine Daten	Relativ zu Basisjahr.
<i>Materialverbrauch der Energieversorgung</i>	Ressourcenverbrauch	Keine Daten	Relativ zu Basisjahr.

8. Wirtschaftlichkeit

8.1 Definition der Wirtschaftlichkeit

„`Wirtschaftlich` heißt volkswirtschaftlich optimal und nicht einfach billig“ (Erdmann 1992, S. 312)

Unter einem volkswirtschaftlich optimalen Ergebnis wird allgemein verstanden, dass die Differenz zwischen dem aggregierten Nutzen aller Akteure einer Volkswirtschaft und den aggregierten Kosten, die mit dem Erreichen des Nutzenniveaus verbunden sind, maximal ist.¹⁷ Es herrscht dann eine optimale Ressourcenallokation vor.

Ein verwandtes Konzept der Wirtschaftlichkeit ist die Kosteneffizienz. Diese besagt, dass die Kosten zur Erreichung eines volkswirtschaftlichen Ergebnisses minimal sein sollen. Während ein volkswirtschaftlich optimales Ergebnis grundsätzlich kosteneffizient ist, so ist ein kosteneffizientes Ergebnis jedoch nicht grundsätzlich volkswirtschaftlich optimal, da das Nutzenniveau bereits vordefiniert ist und nicht von den Akteuren der Volkswirtschaft selbst gewählt wird.

Im Folgenden werden die möglichen Messungen der Wirtschaftlichkeit genauer erläutert. Anhand dieser Erläuterung werden dann Dimensionen für die Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung definiert. Diesen Dimensionen werden Indikatoren zugeordnet und die Auswahl wird erläutert. Anschließend werden die ausgewählten Indikatoren ausführlich beschrieben.

¹⁷ Es gibt unterschiedliche Möglichkeiten der Nutzenaggregation. Die in der Ökonomie gebräuchlichste Form ist sicherlich die Bethamsche Wohlfahrtsfunktion, die schlicht alle Nutzen summiert. Im Unterschied dazu gewichtet Rawls (1971) den Nutzen der am schlechtesten gestellten Person einer Gesellschaft als den Ausschlag gebenden. Für die Adaption von Wohlfahrtstheorien in der ökonomischen Theorie, vgl. Mas-Collel, Whinston, Green (1995) S. 827 ff.

8.2 Messung der Wirtschaftlichkeit

8.2.1 Direkte Messung der Wirtschaftlichkeit

Zur direkten Messung der Wirtschaftlichkeit braucht es, wie oben beschrieben, Daten zu Nutzen und Kosten. Daten zu Kosten sind noch vergleichsweise gut mit leistbarem Aufwand erhältlich. Diese können beispielsweise über numerische Modelle der gesamten Energieversorgung annäherungsweise ermittelt werden. Allerdings unterliegen solche Modelle stets stark vereinfachenden Annahmen, welche Datenlücken oder unbeherrschbare Komplexität in den Modellen vermeiden helfen. Andererseits ließen sich über die „Wertbilanz“ (Prognos, 2005) der Energieversorgung die Gesamtausgaben für die Endverbraucher beziffern. Problematisch ist in diesem Zusammenhang jedoch die Bewertung der aus den Energiebilanzen bekannten Mengen mit adäquaten Preisen an jeder Stufe der Versorgungskette. Zusammenfassend lässt sich daher festhalten, dass es bisher keine unbestrittene Möglichkeit gibt, die gesamten Energiekosten einer Volkswirtschaft zu erfassen.

Daten zu Teilen der Nutzen sind entweder gar nicht oder nur unter extrem hohem Aufwand erhältlich. Der Nutzen der Produzentenseite einer Volkswirtschaft lässt sich durch deren Einnahmen beziffern, der Nutzen der Konsumentenseite ist allerdings schwer messbar. Es müssten hierfür aufwendige statistische Umfragen und Untersuchungen durchgeführt werden, die bestenfalls den Nutzen der Konsumentenseite grob abschätzen können. Diese Umfragen und Untersuchungen müssten zumindest jährlich durchgeführt werden, damit deren Ergebnisse Eingang in einen Indikator für die Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung fänden. Zurzeit gibt es keinerlei Datengrundlage, die auch nur annähernd den Nutzen der Energieversorgung messen könnte.

8.2.2 Kosteneffizienz

Entsprechend der sehr schwierigen Messung des Nutzens wird aus Praktikabilitätsgründen häufig versucht, sich der Messung der Wirtschaftlichkeit allein über die Messung der Kosten anzunähern. Man misst Kosteneffizienz und nicht die gesamte Wirtschaftlichkeit. Über die oben angesprochene Wertbilanz ließen sich unter diversen Annahmen die Kosten der Energieversorgung annähern. Noch praktikabler ist die Ausweisung von Energiepreisen für Verbraucher, die ohne weitgehende Annahmen ausgewiesen werden können. Bei ei-

ner reinen Betrachtung der Preise wird dann allerdings der Energieverbrauch vernachlässigt.

Die Aussagekraft von Energieverbrauchspreisen ist insgesamt beschränkt. Erstens sind diese Preise abhängig vom Weltmarkt für Energieträger, vor allem Öl, Gas und Kohle. Die deutsche Energieversorgung kann auf diese Preise nur einen geringen Einfluss nehmen. Zweitens berücksichtigen Energieverbrauchspreise nicht, ob die Energieerzeugung effizient ist. Durch große Marktanteile weniger Energieerzeuger besteht die Möglichkeit, dass diese ihre Marktmacht ausnutzen und zu Preisen, die über den Grenzproduktionskosten liegen, anbieten. Drittens werden bei diesen Preisen externe Kosten (siehe Abschnitt 7.2.4 Messung von Umweltverträglichkeit durch externe Effekte) regelmäßig nicht vollständig berücksichtigt. Somit senden die momentanen Energieverbrauchspreise ein falsches Preissignal in Bezug auf die vollständigen Kosten der Energieversorgung. Viertens werden keine positiven Externalitäten berücksichtigt. Dies sind z.B. Innovationen im technischen Bereich (Energieerzeugung, Umwandlung, Nutzung), für die die Innovatoren nicht vollständig vergütet werden. Fünftens werden Präferenzen der Bevölkerung auf die Energieversorgung nicht berücksichtigt, da die Nutzenseite der Energieversorgung gar nicht in Betracht gezogen wird.

Um die Kosteneffizienz der Energieversorgung anhand von Indikatoren zu messen, sollte im Idealfall ein Indikator für alle oben genannten Probleme korrigiert werden. Dies ist leider nicht möglich. Durch die vorgeschlagenen Indikatoren, **Abweichung der deutschen Energiepreise für Strom und Gas von europäischen Durchschnittspreisen für typische Industriekunden und Haushalte**, wird zumindest für die Weltmarktabhängigkeit der Energiepreise korrigiert. Indem die europäischen Durchschnittspreise von den deutschen Energiepreisen abgezogen werden, rechnet man größte Teile des Einflusses von Weltmarktpreisen auf deutsche Energiepreise heraus. Allerdings wird dabei nicht berücksichtigt, dass europäische Länder aufgrund unterschiedlicher Energieinfrastrukturen auch unterschiedlich stark von Weltmarktschwankungen abhängig sind. Der vielleicht wichtigste Aspekt für Unterschiede in den Energiepreisen europäischer Länder liegt in den natürlichen Gegebenheiten, beispielsweise dem Zugang zu Wasserkraft. Die europäischen Energieverbrauchspreise unterscheiden sich weiterhin dadurch, inwieweit externe Kosten internalisiert werden. Hierfür sei auf die ausführlichere Diskussion im Ab-

schnitt 8.3.2 Internalisierung externer Effekte verwiesen. Die weiteren oben genannten Kritikpunkte können in den Indikatoren Abweichung der deutschen Energiepreise von europäischen Durchschnittspreisen leider nicht berücksichtigt werden. Die Autoren bewerten den Zielbezug zur Kosteneffizienz als *mittel*, raten aufgrund der unvollständigen Wirtschaftlichkeitsbetrachtung aber davon ab, nur die Kosteneffizienz als Ziel zu betrachten. Die notwendigen Daten werden von Eurostat regelmäßig erhoben. Die Datenverfügbarkeit ist somit *gut*. Die Transparenz ist ebenfalls durch Eurostat gewährleistet und wird somit als *gut* bewertet. Die Verständlichkeit von Preisen und deren Abweichung zum europäischen Durchschnitt wird ebenfalls mit *gut* bewertet.

Die **Abweichung der deutschen Energiepreise für Strom und Gas von europäischen Durchschnittspreisen für typische Industriekunden** misst nicht nur die Kosteneffizienz der Energieversorgung, sie kann auch als ein Aspekt der internationalen Wettbewerbsfähigkeit deutscher Unternehmen mit hohem Energieverbrauch betrachtet werden. Wenn die deutschen Energiepreise deutlich über den Preisen in den Heimatländern der konkurrierenden Unternehmen liegen, dann stellt dies im internationalen Vergleich eine überdurchschnittliche Belastung deutscher exportorientierter Branchen dar. Die internationale Wettbewerbsfähigkeit dieser Branchen kann somit beeinträchtigt werden. Falls es nicht gelingt, die höheren Energiepreise durch einen im internationalen Vergleich geringeren Energieverbrauch oder andere komparative Vorteile auszugleichen, kann es auch zu Standortverlagerungen kommen. Allgemein sei hier auf die umfassenderen Diskussionen im Abschnitt 8.3.4 Regulierungskosten hingewiesen.

Es ist hier noch einmal festzuhalten, dass die oben genannten Indikatoren nicht den Nutzen der Energieversorgung berücksichtigen und somit keine abschließende Aussage über die Wirtschaftlichkeit getroffen werden kann. Wie schon erwähnt wurde, ist ein volkswirtschaftlich optimales Ergebnis stets kosteneffizient. Ein kosteneffizientes Ergebnis ist jedoch nicht immer auch volkswirtschaftlich optimal. Tendenziell ist davon auszugehen, dass durch die alleinige Kosteneffizienzbetrachtung nicht alle möglichen Nutzengewinne realisiert werden. Es stellt sich die Frage, ob es eine Möglichkeit zu einer umfassenderen Messung der Wirtschaftlichkeit gibt.

8.2.3 Indirekte Messung der Wirtschaftlichkeit

Eine Alternative zur impraktikablen direkten Messung der Wirtschaftlichkeit sowie der unvollständigen Messung der Wirtschaftlichkeit anhand der Kosteneffizienz ist die indirekte Messung der Wirtschaftlichkeit. Anstatt direkt Nutzen und Kosten oder nur Kosten der Energieversorgung zu messen, wird erst abgeleitet unter welchen Bedingungen eine optimale Ressourcenallokation erreicht wird. Anschließend wird versucht zu messen, inwieweit diese Bedingungen erfüllt sind.

Aus der ökonomischen Theorie heraus ist bekannt, dass eine volkswirtschaftlich optimale Ressourcenallokation voraussetzt, dass effizient produziert und konsumiert wird. Das heißt die Austauschverhältnisse zweier Konsumgüter beziehungsweise zweier Inputfaktoren sind gleich für alle Konsumenten beziehungsweise Produzenten und Güter werden in dem Verhältnis produziert, in dem sie nachgefragt werden. Ein vollständiger Markt ohne Externalitäten mit perfektem Wettbewerb garantiert gemäß dem ersten Hauptsatz der Wohlfahrtsökonomik eine optimale Ressourcenallokation und ist somit wirtschaftlich.¹⁸

Allerdings kann nicht davon ausgegangen werden, dass im Energiemarkt perfekter Wettbewerb herrscht, da eine Reihe von Bedingungen, wie z.B. freier Markteintritt und -austritt, keine Transaktionskosten, keine Skaleneffekte, perfekte Information, etc. nicht erfüllt sind. Zudem gibt es externe Effekte, z.B. Klimaschäden durch die Verbrennung fossiler Energieträger.

Es kann jedoch versucht werden Wirtschaftlichkeit daran zu messen, inwieweit Bedingungen, die zu einer optimalen Ressourcenallokation führen, erfüllt sind. Je besser diese Bedingungen erfüllt sind, umso eher ist eine optimale Ressourcenallokation gewährleistet. Es liegt also ein monotoner Zielbezug zur Wirtschaftlichkeit vor. In anderen Worten: es wird versucht zu messen, inwieweit die Energiemärkte vollständig sind. Vollständigkeit bedeutet in diesem Fall, dass alle Nutzen bringenden Transaktionen stattfinden können. Dabei werden natürlich auch Kosten, die zur Gewährleistung der Vollständigkeit der Märkte

¹⁸ Vergleiche 1. Hauptsatz der Wohlfahrtsökonomik (Arrow 1951, Debreu 1951, Arrow und Debreu 1954) sowie zum besseren Verständnis Schotter (2008).

entstehen, berücksichtigt. Zur Messung der Wirtschaftlichkeit ergeben sich somit die folgenden vier Bedingungen, bzw. Dimensionen:

Wettbewerbsintensität

Je mehr Wettbewerb herrscht, umso eher ist eine optimale Ressourcenallokation garantiert. Wettbewerb führt sowohl zu statischer Effizienz, also einer optimalen momentanen Güterallokation, als auch zu dynamischer Effizienz, also einem optimalen Einsatz von Inputfaktoren über Zeit.

Internalisierung externer Effekte

Je besser sichergestellt wird, dass für negative (positive) externe Effekte Verursacher vollständig aufkommen (entlohnt werden), umso besser kann eine optimale Ressourcenallokation erreicht werden (Pigou 1920, Coase 1960).

Informationsverfügbarkeit

Bei unvollständiger Information können Anbieter und Nachfrager nicht alle Möglichkeiten abwägen bevor sie die am meisten Nutzen stiftende Transaktion wählen. Produzenten können nicht kostenminimal produzieren und nicht profitmaximal verkaufen. Konsumenten können nicht den günstigsten Preis oder das beste Produkt wählen. Bessere Information trägt also zu mehr Effizienz bei.

Regulierungskosten

Zur Erreichung von Wettbewerb, Internalisierung externer Effekte und Informationsverfügbarkeit kann staatliche Regulierung einen positiven Beitrag leisten. Solche Regulierung geht jedoch stets mit Kosten einher, die den Effizienzgewinn wiederum schmälern oder in sein Gegenteil verkehren können. Hohe Regulierungskosten laufen also der gesamtwirtschaftlichen Effizienz entgegen.

Es sei hier noch einmal festgehalten, dass diese indirekte Messung der Wirtschaftlichkeit - ebenso wie die direkte Messung über Nutzen und Kosten - zu messen versucht, ob ein effizienter Konsum, eine effiziente Produktion sowie eine Übereinstimmung von Konsum und Produktion gewährleistet wird. Die zwischenzeitlich beschriebene Messung der Wirtschaftlichkeit allein über Kosteneffizienz betrachtet nur die Effizienz der Produktion.

8.3 Auswahl von Indikatoren für die Wirtschaftlichkeit

8.3.1 Wettbewerbsintensität

Die Sicherstellung von Wettbewerb in Energiemärkten ist generell kein einfaches Unterfangen. Die Märkte sind unter anderem durch hohe Fixkosten gekennzeichnet. Der Strommarkt stellt ein gutes Beispiel dafür dar. So übertreffen die fixen Investitionskosten für den Bau von Kraftwerken die variablen Kosten für den Betrieb um ein Vielfaches und führen dadurch zu Skaleneffekten in der Produktion von Strom: Je mehr Strom ein gegebenes Kraftwerk produziert, umso mehr sinken die durchschnittlichen Kosten der Stromproduktion. Die vergleichsweise geringen Stromgestehungskosten bestehender Kraftwerke sind dabei Eintrittsbarrieren in den Markt für neue Wettbewerber.

Darüber hinaus sind die Energiemärkte weitgehend an Leitungen gebunden. Die Übertragung von Strom und Gas verursacht die geringsten Kosten, wenn sie durch ein Netzwerk erfolgt. Dies impliziert ein Monopol oder regionale Monopole im Bereich der Energieübertragung. Aus wettbewerbspolitischer Sicht ist dabei sicherzustellen, dass die Monopole in der Energieübertragung nicht zu Wettbewerbsbeschränkungen in vorgelagerten Märkten, wie der Energieerzeugung, oder in nachgelagerten Märkten, wie im Vertrieb von Energie, führen.

Bis in die späten 90er waren Energiemärkte monopolistisch organisiert. In Folge der inzwischen überarbeiteten EU-Richtlinien 96/92/EG zu gemeinsamen Vorschriften für einen Elektrizitätsbinnenmarkt und 98/30/EG für einen Erdgasbinnenmarkt setzte eine weitreichende Liberalisierung in Europas Energiemärkten ein, die zum Ziel hatte, Wettbewerb zu gewährleisten.

Die Frage ist nun, wie viel Wettbewerb in Deutschlands Energiemärkten herrscht. Im Rahmen der deutschen Energiewende ist die Frage insbesondere deswegen relevant, weil hohe Energiepreise aufgrund von mangelndem Wettbewerb eindeutig gesamtwirtschaftliche Wohlfahrtsverluste darstellen. Hohe Energiekosten aufgrund der Internalisierung von externen Effekten stellen hingegen gesamtwirtschaftliche Wohlfahrtsgewinne dar. Wenn nun Preisadjustierungen im Rahmen der Energiewende moderat gehalten werden sollen, z.B. um Unternehmen und Haushalten Zeit zu geben sich an geänderte Energiepreise anzupassen, dann ist mehr Wettbewerb das beste Mittel Preiserhö-

hungen aufgrund vermehrter Internalisierung externer Effekte gegenzusteuern.

Es stellt sich nun die Frage, wie man die Wettbewerbsintensität eines Marktes messen kann. Traditionell werden dafür Konzentrationsmaße benutzt. Die Intuition dahinter ist, dass in einem Markt mit höherer Konzentration der Marktanteile, also wenigen großen Unternehmen die einen Großteil des Marktes beliefern, tendenziell weniger Wettbewerb herrscht als in einem Markt mit geringer Konzentration der Marktanteile, bestehend aus vielen kleinen Unternehmen.

Konzentrationsmaße zeigen auf, in welchen Märkten Unternehmen potenziell Marktmacht besitzen, also durch Preiserhöhungen insgesamt mehr zusätzlichen Umsatz generieren als sie durch geringe Verkäufe Umsatz verlieren. Der Besitz von Marktmacht ist allerdings noch kein Beweis dafür, dass Marktmacht auch tatsächlich ausgenutzt wird. Konzentrationsmaße sind also nur ein erster Indikator, um auf potenziell mangelnden Wettbewerb hinzudeuten.

Dementsprechend steht in der aktuellen ökonomischen Forschung das Verhalten von Unternehmen bei der Messung von Wettbewerb im Vordergrund (für eine Übersicht vgl. Hunold et al. 2011). Als mögliche Messgrößen bieten sich hierbei Indikatoren an, die betrachten inwieweit erzielte Profite über den Grenzkosten liegen, oder Indikatoren, welche relative Profitdifferenzen unterschiedlich effizienter Firmen messen (Boone 2008).

Häufig verwenden aktuellere ökonomische Wettbewerbsanalysen zudem ökonometrische Verfahren um festzustellen, welcher Bestandteil der Preise durch ungenügenden Wettbewerb erklärt werden kann. Ökonometrische Wettbewerbsuntersuchen gehen über den Umfang und Auftrag dieses Berichtes hinaus und sind für Indikatoren ungeeignet. Es sei jedoch darauf hingewiesen, dass eine Reihe staatlicher Behörden (Bundeskartellamt, Monopolkommission, Bundesnetzagentur) unter anderem unter Verwendung ökonometrischer Verfahren fortwährend die Energiemärkte auf Wettbewerbsversagen hin untersucht. Diesen Untersuchungen sollte zur Sicherstellung des Wettbewerbs große Aufmerksamkeit gewidmet werden.

Unter Berücksichtigung der verschiedenen inhärenten Schwächen verschiedener Wettbewerbsindikatoren diskutieren wir zunächst folgende mögliche Indikatoren:

- Herfindahl-Hirschman-Indizes (HHIs) der Stromerzeugung, der Primärbereitstellung von Gas und Konzentration der Kraftstoffanbieter
- Residual-Supply-Index (RSI) der vier größten Stromerzeuger
- Differenz zwischen Endkunden- und Großhandelspreisen für Strom und Gas
- Margen im Elektrizitäts- und Gasvertrieb
- Lieferantenwechselquoten für Strom und Gas bzw. Preiselastizitäten von Kraftstoffen

Im Folgenden werden diese Indikatoren beschrieben, ihre Stärken und Schwächen bewertet und Empfehlungen zur Interpretation gegeben. Dabei erfolgt auch eine weitere Stufe der Indikatorenauswahl, um die Gesamtzahl an Indikatoren kompakt zu halten.

Der Herfindahl-Hirschman Index (HHI) misst Marktkonzentrationen anhand der quadrierten Summe der Marktanteile, siehe Exkurs 2: , Abschnitt 6.3.2 Ressourcenverfügbarkeit. Wir diskutieren hier den **HHI für die Stromerzeugung sowie den HHI für die Primärbereitstellung** (Nettoimporte plus Eigenerzeugung) von Gas. Für den Mineralölsektor wird vereinfacht der **Marktanteil der fünf größten Kraftstoffanbieter** als Konzentrationsmaß ausgewiesen. Die HHIs für die Stromerzeugung und die Primärbereitstellung von Gas sollen anhand der durch die geplante gemeinsame Befragung von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt erhobenen Daten berechnet werden. Für den Mineralölsektor ist die Datengrundlage wesentlich weniger transparent. Der Marktanteil der fünf größten Kraftstoffanbieter bietet sich an, da einerseits das Bundeskartellamt (2011) nachgewiesen hat, dass diese fünf Anbieter ein marktbeherrschendes Monopol formen und andererseits die Marktanteile von einem privaten Datenanbieter, dem Energieinformationsdienst (EID, 2012), ausgewiesen werden.

Zu den Bewertungen dieser drei Indikatoren ist zu sagen, dass sie alle mit *mittlerem* Zielbezug zur Wirtschaftlichkeit bewertet werden, da eine hohe Marktkonzentration zwar notwendig für das Ausüben von Marktmacht ist, aber nicht hinreichend. Die Verfügbarkeit der Daten wird mit *mittel* bewertet, sofern sich die Konzentrationen aus der geplanten gemeinsamen Befragung von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt berechnen lassen. Im Falle des Zurückgreifens auf einen kostenpflichtigen privaten Anbieter ist die Verfügbarkeit *gering*.

Die Transparenz der Daten wird mit *gut* bewertet, sofern sie aus der gemeinsamen Befragung von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt berechnen lassen, da es sich um eine offizielle Befragung staatlicher Behörden handelt, deren Vorgehensweise detailliert nachvollzogen werden kann. Da die Datengrundlage zur Berechnung des Marktanteils der fünf größten Kraftstoffanbieter nicht offensichtlich ist, wird die Transparenz für diesen Indikator mit *gering* bewertet. Die Verständlichkeit der Konzentrationsindikatoren ist mit *mittel* bewertet worden, da es ökonomischen Grundwissens bedarf, um den Sinn der Indikatoren zu verstehen.

Der **Residual-Supply-Index (RSI)** ist ein besonderer Konzentrationsindikator für den Stromerzeugungsmarkt, der die Nichtspeicherbarkeit von Strom berücksichtigt. Der Indikator misst die strukturelle Marktmacht im Strommarkt auf Seiten der Erzeuger und wird für jeden Erzeuger einzeln berechnet. Der Indikator ist definiert als die Gesamtkapazitäten aller Erzeuger abzüglich der Kapazitäten des Erzeugers geteilt durch die Nachfrage pro Zeiteinheit. Das Bundeskartellamt geht davon aus, dass ein Erzeuger über Marktmacht verfügt, sofern dessen RSI in mehr als 5% der gemessenen Zeiträume unter 1,1 liegt. Bei einem RSI von unter 1,0 wird das Vorliegen von Marktbeherrschung vermutet (Bundeskartellamt, 2011). Der Zielbezug zur Wirtschaftlichkeit ist mit *gut* bewertet, da der Indikator explizit die Nichtspeicherbarkeit des Stroms berücksichtigt und deutlich besser als der HHI die spezifischen Bedingungen des Strommarkts zur Ausübung von Marktmacht berücksichtigt. Dabei soll allerdings nicht vergessen werden, dass auch der RSI kein Beweis für die Ausübung von Marktmacht ist. Die Verfügbarkeit ist *gering*, da die zugrunde liegenden Daten nur im Rahmen der Sektoruntersuchung Stromgroßhandel durch das Bundeskartellamt (2011) erhoben wurden. Es würde sich allerdings anbieten, die notwendigen Daten regelmäßig durch geeignete staatliche Behörden erheben zu lassen. Die Transparenz der Daten ist *mittel*. Die Verständlichkeit wird mit *gering* bewertet, da spezielles Fachwissen notwendig ist, um den Sinn des Indikators zu verstehen.

Wie bereits erwähnt, stellen Konzentrationsindikatoren keinen Beweis für Missbrauch von Marktmacht und somit mangelhaften Wettbewerb dar. Dementsprechend wurde explizit nach Indikatoren gesucht, die das Verhalten der Energiemarktteilnehmer beschreiben. Hierfür bietet sich auf der Produzenten-seite an, die Preisdifferenzen zwischen Endkunden- und Großhandelspreisen

sowie die entsprechenden Margen bei Strom-, Gas- und Kraftstoffversorgung zu messen. Diese geben an, inwieweit Inputpreise sich von den entsprechenden Outputpreisen entfernen, und messen somit die Effizienz der Energieversorgung

Margen, das heißt der durchschnittliche Gesamtpreis abzüglich aller Entgelte, Abgaben, Umlagen, Kosten für Energiebeschaffung und Vertrieb, für den Elektrizitäts- und den Gasvertrieb, sollten ursprünglich im Rahmen des gemeinsamen Monitoring 2012 der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes für typische Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden jährlich erhoben werden. Wir bewerten den Zielbezug zur Wirtschaftlichkeit dieser Margen durchgehend als *gut*, da er das Wettbewerbsverhalten der Energieversorger gut abbildet^{19 20}. Als Vergleichsgröße bietet sich ein inflationsbereinigter Vergleich über die Zeit an. Die Datenverfügbarkeit wurde ursprünglich mit *gut* zu bewertet unter der Annahme, dass die Margen zukünftig von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt erhoben werden. Die Transparenz wird mit *gut* bewertet. Zwar basieren die Angaben auf Selbstauskünften der Versorger, allerdings erfolgt die Erhebung durch staatliche Behörden, welche die Daten überprüfen. Die Verständlichkeit wird mit *gut* bewertet, da der Bezug von hohen Margen zu mangelndem Wettbewerb als allgemein verständlich betrachtet wird.

In der neuesten Version der Fragebögen für das gemeinsame Monitoring der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes wird allerdings nicht mehr explizit nach den Margen gefragt. Stattdessen wird ein Restbetrag abgefragt, der sich aus den Margen und den Kosten für den Vertrieb zusammensetzt. Ein funktionierender Wettbewerb stellt prinzipiell auch Effizienz im Vertrieb sicher, sodass auch der Restbetrag als Indikator für die Wettbewerbsintensität

¹⁹ Es muss hierbei beachtet werden, dass geringe Margen auch aufgrund ineffizienter Unternehmensführung auftreten können. Sofern jedoch zumindest ein weiterer Wettbewerber am Markt ist, besteht für den Wettbewerber der Anreiz zusätzliche Profite durch effizientere Unternehmensführung bei hohen Marktpreisen zu erzielen. Sofern dies nicht zu sinkenden Preisen führt liegt Wettbewerbsversagen vor.

²⁰ Es sei hier darauf hingewiesen, dass es sich um Margen für den Strom- und Gasvertrieb, nicht aber die Stromproduktion und Gasförderung handelt. Bei der Stromproduktion und Gasförderung bedarf es langfristig tendenziell höherer Margen zur Deckung von Kapitalkosten, als beim reinen Strom- und Gasvertrieb.

betrachtet werden könnte. Allerdings erscheint aus Gründen einer stringenten Wettbewerbsabbildung nach wie vor die ursprünglich geplante Erhebung der Margen sinnvoll. Der zusätzliche Erhebungsaufwand sollte nicht hoch sein, der Mehrgewinn an Information wäre es hingegen.

In Ermangelung der Margen der Energie- und Gasversorger für die vergangenen Jahre lassen sich die **Differenzen zwischen Endkundenpreisen und Großhandelspreisen für Elektrizität** an der Börse sowie **Grenzübergangspreisen für Gas** bereits jetzt schon berechnen. Bei Verkauf von Strom über die Börse haben die Stromerzeuger mehr Anreize Strom zu ihren wahren Grenzkosten anzubieten als bei langfristigen Lieferverträgen. Der Börsenpreis kann somit als ein Maß für die momentanen Grenzkosten der Stromversorgung gesehen werden. Bei Gas sind die Grenzübergangspreise ein Maß für die Einkaufskosten der Gasgroßhändler. Im Gegensatz zu den bei den Margen erhobenen Einkaufspreisen schließen die Börsenpreise und Grenzübergangspreise Ineffizienzen der Erzeuger und Großhändler tendenziell in die Berechnung mit ein. Auf Seiten der Versorger werden in diesem Indikator nicht die Kosten für Vertrieb gesondert beachtet, da sich ein ineffizienter Elektrizitäts- oder Gasversorger auch durch überdurchschnittlich hohe Vertriebskosten auszeichnen kann. Aus demselben Grund werden auch Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb nicht gesondert beachtet.

Die Differenzen werden nun wie folgt berechnet. Bei Strom: Endkundenpreis abzüglich Großhandelspreis an der Börse und abzüglich sämtlicher Abgaben, Umlagen und Steuern. Bei Gas: Endkundenpreis abzüglich Grenzübergangspreis und abzüglich sämtlicher Abgaben, Umlagen und Steuern. Der Zielbezug zur Wirtschaftlichkeit wird von uns für beide Indikatoren als *gut* eingestuft, da es sich um umfassende Indikatoren zur Messung von Ineffizienz in Strom- und Gasmärkten handelt. Die Datenverfügbarkeit ist *gut*, wenn auch die Datenerhebung sowie die Berechnung des Indikators aufwendig sind. Die Transparenz wird mit *gut* bewertet. Die Verständlichkeit wird genauso wie bei den Margen mit *gut* bewertet, da der Bezug von hohen Input- Outputpreisdifferenzen zu Ineffizienz als allgemein verständlich betrachtet wird.

In Bezug auf Kraftstoffe bietet sich ebenfalls die **Differenz zwischen Endkunden- und Großhandelspreisen für Ottokraftstoffe und Diesel**, auch Tankstellenmarge genannt, als Indikator für die Wettbewerbsintensität an. Die Tank-

stellenmarge wird anhand der Nettopreisdifferenzen, also abzüglich aller Steuern, berechnet und gibt an, inwieweit sich die Inputpreise von Kraftstoffen von den entsprechenden Outputpreisen entfernen. Somit ist die Tankstellenmarge ein Maß für Wettbewerb im Kraftstoffmarkt.²¹

Der Zielbezug der Tankstellenmarge zur Wirtschaftlichkeit wird analog zu den vorher beschriebenen Margen und Input- Outputpreisdifferenzen mit *gut* bewertet. Die Datenverfügbarkeit ist allerdings *gering*, da die Daten nur einmalig im Rahmen der Sektoruntersuchung Kraftstoffe (Bundeskartellamt 2011) für vier Regionalmärkte in Deutschland erhoben wurden. Im Rahmen einer umfassenden Betrachtung der Wirtschaftlichkeit der Energiepolitik, sowie besserer Informationspolitik für Verbraucher²² ist es allerdings sinnvoll entsprechende Daten regelmäßig zu erheben. Hierfür bietet sich die in der vom Bundeskabinett im Mai 2012 beschlossene *Markttransparenzstelle* an. Die Transparenz der Daten ist mit *mittel* bewertet. Die Verständlichkeit wird analog zu den Elektrizitäts- und Gasmargen mit *gut* bewertet.

Als Ergänzung zu den Konzentrations- und Preismaßen lässt sich noch das Verhalten der Verbraucher in Bezug auf Wettbewerb betrachten. Hierfür bieten sich insbesondere die **Lieferantenwechselquoten** für **Elektrizitäts-** und **Gasversorger** an. Wenn trotz vorhandener Preisdifferenzen verschiedener Elektrizitäts- und Gasversorger kaum Konsumenten ihren Anbieter wechseln, so besteht wenig Wettbewerbsdruck für die entsprechenden Versorger. Dieser Zusammenhang spiegelt sich allerdings auch schon in zuvor beschriebenen Margen und Input-Outputpreisdifferenzen wider. Eine geringe Bereitschaft der Konsumenten den Versorger zu wechseln, erlaubt es den Versorgern höhere Preise zu verlangen. Der Zielbezug zur Wirtschaftlichkeit für die Lieferantenwechselquoten wird somit nur mit *mittel* bewertet.²³ Die Datenverfügbarkeit ist *gut*, da die entsprechenden Daten von der Bundesnetzagentur jährlich erho-

²¹ Allerdings wird der Wettbewerb im Großhandelsmarkt nicht berücksichtigt.

²² Siehe auch Abschnitt 8.3.3 Informationsverfügbarkeit.

²³ Zudem müssten bei perfektem Wettbewerb die Konsumenten wohlmöglich garnicht den Lieferanten wechseln, da alle Anbieter Elektrizität und Gas zu einheitlich wettbewerblichen Preisen anbieten würden. Das impliziert, das ab einem gewissen Wettbewerbsniveau, die Lieferantenwechselquote wohlmöglich wieder sinkt.

ben werden. Die Transparenz ist *gut*. Die Verständlichkeit wird mit *mittel* bewertet.

Zu den Wechselquoten für Elektrizitäts- und Gasversorger ist noch anzumerken, dass bessere Information über Preisunterschiede zwischen Versorgern und Nutzen eines Versorgerwechsel durchaus zu einer höheren Wechselquote führen können. Dieser Zusammenhang wird in Abschnitt 8.3.3 Informationsverfügbarkeit näher erläutert.

Exkurs 5: Kraftstoffpreiselastizität

Für den Transportsektor böte sich die **Preiselastizität der Nachfrage nach Kraftstoffen** als grobes Äquivalent zu den Lieferantenwechselquoten für Strom und Gas an. Die Preiselastizität gibt an, wie viel weniger Kraftstoff nachgefragt wird, wenn der Preis des Kraftstoffs sich ändert. Generell ist die Preiselastizität für Kraftstoffe sehr gering. Ein Anstieg der Elastizität kann aber mittelfristig einerseits durch besseren öffentlichen Verkehr und andererseits durch vermehrte Elektronmobilität erfolgen. In Bezug auf Wettbewerb bedeutet eine geringe Preiselastizität, dass sich Preiserhöhungen kaum auf die Nachfrage auswirken, und es somit wenig Wettbewerbsdruck für die Kraftstoffversorger gibt. Dieser Zusammenhang spiegelt sich wiederum bereits in der zuvor beschriebenen Tankstellenmarge wider. Eine geringe Preiselastizität der Nachfrage nach Kraftstoffen erlaubt es den Versorgern, höhere Preise zu verlangen. Aus diesem Grund würde der Zielbezug zur Wirtschaftlichkeit mit *mittel* bewertet. Allerdings bedarf es zur Berechnung der Preiselastizität der Nachfrage nach Kraftstoffen ökonomischer Verfahren. Da in diesem Projekt von der Auswahl modellbasierter Indikatoren abgesehen wird, wird dementsprechend die Preiselastizität der Nachfrage nach Kraftstoffen nicht ausgewählt. Zudem ist die Verfügbarkeit momentan nicht gegeben. Da die Preiselastizität für Kraftstoffe ökonomisch unter einer Reihe von Annahmen berechnet werden müsste, würde die Transparenz mit *gering* bewertet. Die Verständlichkeit würde mit *mittel* eingestuft.

Anhand der obigen Diskussion wurden drei Indikatorengruppen ausgewählt um die Wettbewerbsintensität zu messen:

- der **RSI** für strukturelle Marktmacht in der Elektrizitätserzeugung,

- die **Preisdifferenzen zwischen Endkunden- und Großhandelspreisen** für **Elektrizität, Gas und Kraftstoffe** als Indikatoren für die Effizienz der jeweiligen Märkte,
- sowie die **Lieferantenwechselquoten** für **Strom und Gas**, die die Verbraucherseite näher beleuchten.

Die HHIs für Strom und Gas sowie die Marktanteile der fünf größten Kraftstoffversorger werden nicht in die Auswahl aufgenommen, da sie nur die Struktur der Märkte beschreiben, aber kein Beweis für die Ausübung von Marktmacht sind. Margen und Preisdifferenzen geben über das Verhalten der Marktteilnehmer deutlich mehr Auskunft. Momentan lassen sich aber nur die Preisdifferenzen erheben. Der RSI wird aufgenommen, da er gezielt Wettbewerb in der Stromerzeugung betrachtet, die mit den anderen Indikatoren nur schlecht beleuchtet werden kann. Die Lieferantenwechselquoten wurden ausgewählt, da sie explizit Auskunft über das Verbraucherverhalten geben, während alle anderen Indikatoren darauf fokussieren, wie sich die Produzenten verhalten.

Generell ist anzumerken, dass Wettbewerbsintensität in Energiemärkten nicht nur über die hier vorgeschlagenen Indikatoren festgestellt werden sollte. Vielmehr sind ausführliche Sektoruntersuchungen, wie sie unter anderem das Bundeskartellamt vornimmt, nötig, um gezielt Wettbewerbsbeschränkungen in Energiemärkten aufzudecken.

8.3.2 Internalisierung externer Effekte

Bei der Messung der Umweltverträglichkeit wurde bereits Bezug auf externe Kosten genommen.²⁴ Zusammenfassend sei hier nochmal erwähnt, dass externe Kosten Auswirkungen von Produktion und Konsum auf Dritte sind, denen keine entsprechende Kompensation gegenübersteht.

Die Messung durch die Energieversorgung bedingter externer Kosten ist eine wichtige Dimension der Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung. Eine Nichtberücksichtigung externer Kosten führt dazu, dass Produktions- und Konsumentscheidungen gefällt werden, die in der Summe zu weniger Wohlstand

²⁴ Siehe Kapitel 7. Umweltverträglichkeit.

führen als wenn diese berücksichtigt würden. Dies ist volkswirtschaftlich nicht optimal, also ineffizient.

Um ein volkswirtschaftlich effizientes Ergebnis zu gewährleisten ist sicher zu stellen, dass die entsprechenden Märkte möglichst vollständig sind, also alle Transaktionen, die Wohlstand fördern, durchgeführt werden. Im Falle externer Kosten heißt das, dass externe Kosten internalisiert werden, also die Verursacher externer Kosten für diese aufkommen. In diesem Zusammenhang wird dann ein effizientes Ergebnis erreicht, wenn die privaten Kosten von Produktion und Konsum den sozialen Kosten entsprechen. Die Internalisierung externer Kosten trägt also per se zu volkswirtschaftlicher Effizienz bei und ist somit eine wichtige Dimension der Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung.

Vergleichend ist hier nochmal zu erwähnen, dass externe Kosten bereits bei der Messung der Umweltverträglichkeit in Betracht gezogen wurden. Dort waren sie ein mögliches Aggregationsmaß. In Bezug auf Wirtschaftlichkeit sind sie hingegen klar ein Teil der volkswirtschaftlichen Effizienz.

Zum Zusammenhang zwischen Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit sollte noch erwähnt werden, dass Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit Hand in Hand gehen bis alle externen Kosten vollständig internalisiert sind. Maßnahmen zur Förderung der Umweltverträglichkeit, die über die Internalisierung externer Kosten hinausgehen, weisen hingegen einen Zielkonflikt auf.

Die Messung externer Kosten ist komplex. So müssen die Auswirkungen bestimmter Produktions- und Konsumententscheidungen auf Dritte quantifiziert werden. Dafür haben sich Wirkungspfadanalysen etabliert (Europäische Kommission 2003). In diesem Rahmen müssen schädliche Emissionen, damit verbundene Konzentrationsänderungen schädlicher Emissionen, Konzentrations-Wirkungsbeziehungen und eine monetäre Schadenfunktion berechnet werden.²⁵ Diese Berechnungen unterliegen einer Reihe von Annahmen, auch normativen Charakters. Generell besteht noch sehr viel Unsicherheit und Forschungsbedarf zu den genauen Risiken von schädlichen Emissionen. Es ist heu-

²⁵ Beispiele für die Berechnung von externen Kosten sind die von der EU geförderten Forschungsprojekte EXTERNE (2005) und NEEDS (2009).

te häufig noch nicht klar wie viele, wie häufig und wie umfangreiche Schäden durch schädliche Emissionen hervorgerufen werden. Zudem ist es schwer die Markt- sowie Nichtmarktschäden, die durch die Emissionen entstehen zu beziffern. Insbesondere das Vorkommen und die Bewertung katastrophaler Ereignisse stellen ein großes Problem dar. Zudem müssen zur Schätzung externer Kosten Werturteile zu Zeitpräferenzen und Gewichtungen unterschiedlicher Einkommen gefällt werden.

Am Beispiel externer Kosten von Kohlenstoffdioxid werden die Probleme und Unsicherheiten, die sich bei der Bestimmung externer Kosten ergeben, verdeutlicht. So findet Tol (2005) in einer Metaanalyse zur Messung der externen Kosten von Kohlenstoffdioxid zwar einen durchschnittlichen Schätzwert von 28,3 US \$ pro t CO₂, findet aber gleichzeitig heraus, dass die einzelnen Ergebnisse sehr stark von den normativen Annahmen zur Zeitpräferenzrate sowie einer möglichen Einkommensgewichtung abhängen.²⁶ Ohne konkret auf die Probleme zur normativen Bestimmung von Zeitpräferenzraten und Einkommensgewichtung einzugehen fasst das Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC, 2007) zusammen, dass nach Modellrechnungen Preise von 18-79 US \$ pro t CO₂ im Jahr 2030 konsistent mit einer Stabilisierung der CO₂ Äquivalenzkonzentration zwischen 535 und 590 ppm sind, sowie Preise zwischen 31-131 US \$ pro t CO₂ t mit einer Stabilisierung der CO₂ Äquivalenzkonzentration zwischen 445 und 535 ppm.²⁷ Erstere Konzentration entspricht einer zentral geschätzten Klimaerwärmung zwischen 2.8° und 3.2° Celsius, letztere einer zwischen 2.0° und 2.8° Celsius. Die Bandbreite der Schätzungen verdeutlicht die bestehenden Unsicherheiten. Zudem ist auch hier festzuhalten, dass das gewünschte Niveau der Stabilisierung der CO₂ Äquivalenzkonzentration letztendlich von individuellen Wertschätzungen von Klimawandelvermeidungs- und Anpassungsmaßnahmen abhängt.

In Deutschland hat das Umweltbundesamt (2007) eine Methodenkonvention zur Schätzung externer Umweltkosten erstellt. Diese gibt für CO₂ Schätzwerte

²⁶ Vergleiche auch Tol (2010).

²⁷ CO₂-Preise, die in Abhängigkeit von einem vorgegebenen Stabilisierungsniveau berechnet werden, werden auch CO₂- Schattenpreise genannt (vgl. Department for Environment, Food and Rural Affairs, 2007).

von 20 €, 70 € und 280 € pro t CO₂ an. Der untere und mittlere Schätzwert von 20 € bzw. 70 € pro t CO₂ nehmen beide eine Zeitpräferenzrate von 1% an, der Schätzwert von 70 € beinhaltet zudem eine Gewichtung unterschiedlicher Einkommen. Für Sensitivitätsanalysen gibt das UBA zudem einen oberen Schätzwert von 280 € pro t CO₂ an, bei dem eine Zeitpräferenzrate von 0% angenommen wird. In der Methodenkonvention werden außerdem Luftschadstoffkosten für unterschiedliche Arten der Stromerzeugung in Cent pro Kilowattstunde geschätzt (UBA 2007a, Seite 76). Diese basieren auf den oben beschriebenen CO₂ Kostenschätzungen.

Um den Problem der genauen Bestimmung der sozialen Kosten von CO₂ Emissionen Herr zu werden, legt in Großbritannien das dortige Energie- und Klimawandelministerium, das Department of Energy and Climate Change (DECC), Schattenpreise zur Berechnung von Treibhausgaskosten vor, die sich an den dortigen CO₂ Vermeidungszielen orientieren (DECC 2011). Diese sind für öffentliche Projekte allgemein verbindlich. Die Preise orientieren sich momentan an den Zertifikatspreisen im EU Emissionshandel, steigen aber fortwährend bis ins Jahr 2100 an. So sind zum Beispiel für das Jahr 2030 74 britische Pfund pro t CO₂ angesetzt.

Da den Schätzungen von externen Kosten generell Wertentscheidungen zu Grunde liegen, bedarf es einer gesellschaftlich legitimierten Institution, die diese trifft. Das Beispiel des Vereinigten Königreichs verdeutlicht, dass diese Aufgabe von der Regierung getroffen werden kann. In einer Demokratie kann dann von einer demokratischen legitimierten Entscheidung bzw. Güterabwägung gesprochen werden.

Um die gesamten externen Kosten der Energieversorgung zu messen, wäre ein Indikator der nichtinternalisierten externen Kosten der Energieversorgung wünschenswert.

Im Folgenden wird zuerst dieser Wunschindikator **nichtinternalisierte externe Kosten der Energieversorgung** beschrieben, der momentan allerdings nicht ohne weitere umfassende Annahmen quantifizierbar ist. Dabei wird erläutert, welche Probleme sich bei der Berechnung ergäben. Anschließend wird ein praktikabel gut quantifizierbarer aber wenig transparenter Indikator vorgestellt, **nichtinternalisierte Treibhausgaskosten**, sowie ein weiterer möglicher,

aber zudem nur schwer interpretierbarer Indikator, **allgemeine Luftschadstoffkosten**.

Der Wunschindikator **nichtinternalisierte externe Kosten der Energieversorgung** summiert sämtliche bei der Energieversorgung entstehenden externen Kosten und zieht davon sämtliche Steuern, Zertifikatspreise sowie gegebenenfalls implizite Preise ordnungsrechtlicher Vorgaben²⁸ die zur Kosteninternalisierung erhoben werden, ab.²⁹ Somit wäre klar ein *guter* Zielbezug zur Wirtschaftlichkeit vorhanden: Je geringer die nichtinternalisierten Kosten, umso höher wäre die volkswirtschaftliche Effizienz, kurz die Wirtschaftlichkeit. Im Optimum wären die „nichtinternalisierte externe Kosten der Energieversorgung“ genau null.

Dieser Wunschindikator lässt sich allerdings nicht allgemeingültig berechnen. Die größten Schwierigkeiten dabei sind: Erstens, die bereits angesprochene Problematik in der Schätzung externer Kosten. Wie bereits erwähnt besteht aus wissenschaftlicher Sicht noch sehr viel Unsicherheit und Forschungsbedarf zu den genauen Risiken von schädlichen Emissionen. Zudem müssen für die Schätzung externer Kosten Werturteile zu Zeitpräferenzen und Gewichtungen von Einkommen gefällt werden. Zweitens, die fehlenden Schätzungen vieler externer Effekte in der Praxis. Drittens die genaue Berechnung zum Grad der Kosteninternalisierung. Hierzu sei die deutsche Ökosteuer als Beispiel angeführt. Die Ökosteuer hat das Ziel, Ressourcenverbräuche in umweltfreundlichere Bahnen zu lenken. Da die Ökosteuer aber generell den Verbrauch bestimmter Primär- bzw. Sekundärenergieträger besteuert und nicht die durch die Energieversorgung entstehenden Emissionen, kann sie nicht direkt der Internalisierung bestimmter externer Umweltkosten zugerechnet werden. Für diese Zurechnung bräuchte es umfangreiche Annahmen. Zusammenfassend

²⁸ Bei der Berechnung internalisierter externer Kosten erscheint der Einbezug impliziter Preise ordnungsrechtlicher Vorgaben sinnvoll, bedarf aber umfassender Annahmen. Ein Beispiel zur Berechnung impliziter CO₂ Preise findet sich in Vivid Economics (2010).

²⁹ Alternativ könnten auch Schattenpreise, die anhand vorher bestimmter Emissionsvermeidungspfade berechnet werden, als Ausgangspunkt gewählt werden, von denen dann sämtliche Steuern, Zertifikatspreise, etc., die zur Kosteninternalisierung erhoben werden, abgezogen werden.

lässt sich festhalten, dass der Wunschindikator „nichtinternalisierte externe Kosten der Energieversorgung“ sich momentan nicht allgemein gültig quantifizieren lässt. Allerdings illustriert Exkurs 6 wie schon jetzt Teile der nichtinternalisierten Treibhausgaskosten sowie allgemeine Luftschadstoffkosten praktikabel (aber nicht transparent) berechnet werden könnten.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass die Messung der externen Kosten der Energieversorgung ein komplexes Vorhaben darstellt, welches nicht ohne weitere Forschungsarbeiten zu bewerkstelligen ist. Der Wunschindikator **nichtinternalisierte externe Kosten der Energieversorgung** wurde angeführt, um aufzuzeigen wie externe Kosten im Rahmen einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung angeführt werden können und an welchen Stellen weiterer Forschungsbedarf besteht. Bezüglich der praktischen Schätzung und Anwendung externer Kosten halten die Autoren die Methodenkonvention des UBA für einen sinnvollen ersten Schritt, der in den kommenden Jahren weiter ausgebaut werden sollte. Das Beispiel Großbritannien zeigt, dass solche Berechnungen externer Kosten als Grundlage für eine Evaluation staatlicher Vorhaben dienen können.

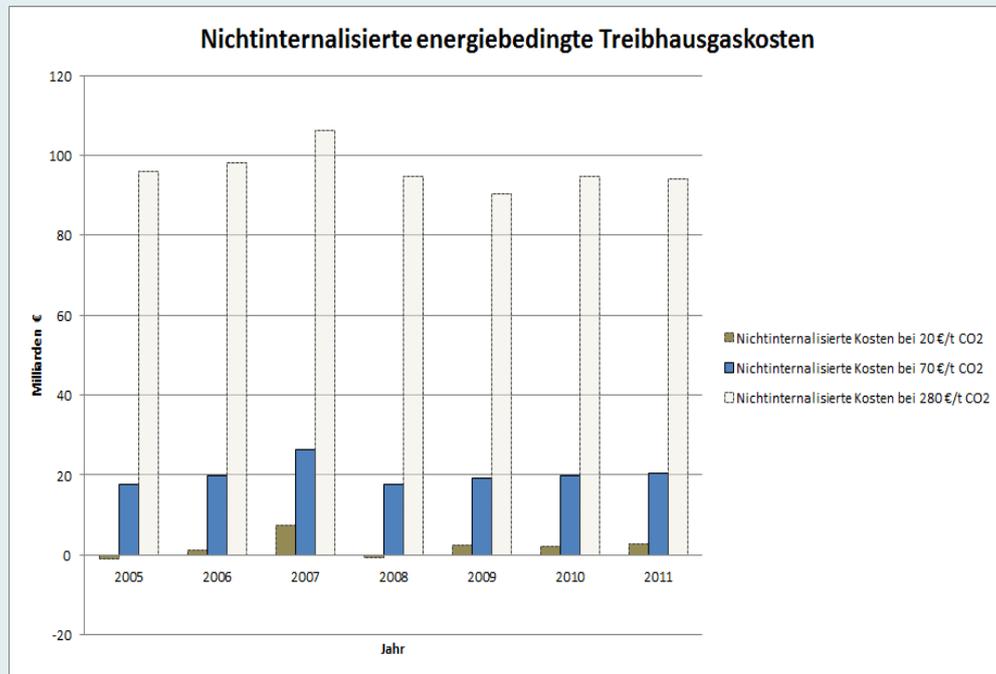
Exkurs 6: Nichtinternalisierte Treibhausgaskosten und allgemeine Luftschadstoffkosten

Zur Illustration, wie Indikatoren zu nichtinternalisierten externen Kosten aussehen könnten, wird hier der momentan zwar berechenbare, allerdings wenig transparente Indikator **nichtinternalisierte Treibhausgaskosten** angeführt. Die externen Kosten der Treibhausgasemissionen würden hierbei anhand der Methodenkonvention des UBA mit den drei unterschiedlichen Kostenansätzen berechnet. Von diesen Gesamtkosten der Treibhausgasemissionen würde dann der durchschnittliche EUA Zertifikatspreis abgezogen. Daraus ergäben sich die nichtinternalisierten Treibhausgaskosten. Der Indikator würde allerdings nur für energiebedingte Treibhausgasemissionen im Rahmen des europäischen Emissionshandelssystem (EU ETS) berechnet, da ansonsten eine genaue Zuordnung von Steuern zur Internalisierung von externen Effekten kaum möglich wäre. Der Zielbezug zur Wirtschaftlichkeit würde mit *gut* bewertet, da weniger nichtinternalisierte Treibhausgaskosten eindeutig zu mehr volkswirtschaftlicher Effizienz beitragen. Bei dieser Bewertung des Zielbezugs ginge man davon aus, dass alleinig der EU ETS Zertifikatspreis der energiebedingten Treibhausgaskosteninternalisierung zugerechnet würde. Andere Maßnahmen könnten dann nicht der Treibhausgaskosteninternalisierung zugerechnet werden. Es ist dabei zu beachten, dass der Indikator nur für die im EU ETS regulierten energiebedingten Treibhausgase berechnet würde. Außerdem ist zu beachten, dass Treibhausgaskosten zwar ein großer und wichtiger, aber doch nur ein Teil der gesamten externen Kosten der Energieversorgung sind. Die Verfügbarkeit der Daten würde mit *gut* bewertet da die erforderlichen Daten aus offiziellen Quellen bzw. frei zugänglichen Börsendaten zu erhalten sind. Die Transparenz würde von den Autoren allerdings als *gering* angesehen, da vor allem die Berechnungen zur Ermittlung der Treibhausgaskosten sehr komplex sind. Zu vielen der angesprochenen Probleme bei der Bestimmung externer Kosten besteht noch umfassender Forschungsbedarf. Zudem müssen umfangreiche Werturteile gefällt werden. Ausgehend von der Methodenkonvention könnten zukünftig allerdings dem britischen Beispiel des DECC folgend allgemein verbindliche externe Kostensätze für Treibhausgasemissionen festgelegt werden. Diesen könnten dann zum Beispiel durch einen Parlamentsbeschluss zusätzliche politische Legitimation zugesprochen werden. Die Verständlichkeit würde letztendlich mit *gering* bewertet, da das Konzept der externen Kosten volkswirtschaftliche Grundbildung voraussetzt und zudem ein Grundwissen über den europäischen CO₂-Zertifikatshandel vorhanden sein sollte.

Abbildung 11 illustriert die Entwicklung des Indikators nichtinternalisierte Treibhausgaskosten seit 2005. Die Zahlen für externe Kosten der Treibhausgase sind dabei die

drei in der Methodenkonvention nach unterschiedlichen Wertannahmen ausgewiesenen Werte.

Abbildung 11: Nichtinternalisierte Treibhausgaskosten



Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Bluenext (2012), European Environment Agency (2012) und UBA (2007a)

Allgemeine Luftschadstoffkosten

Das UBA schätzt über Treibhauskosten hinaus gehend auch aggregierte externe Kosten in Bezug auf Gesundheit, Materialschäden und Ernteauffälle für weitere Luftschadstoffe, nämlich für SO₂, NO_x, PM₁₀ und flüchtige organische Verbindungen. Daraus ließe sich ein Indikator **allgemeine Luftschadstoffkosten** berechnen. Dieser setzte sich zusammen aus den unterschiedlichen Schadstoffen multipliziert mit den entsprechenden externen Kosten. Allerdings ergäbe sich ein Problem bei der Kosteninternalisierung. Lediglich für Klimakosten liegt mit dem EUA-Zertifikatspreis eine eindeutige Rechengrundlage vor. Für die anderen Kosten gibt es keine eindeutige Zuordnung zu einer kosteninternalisierenden Steuer. Die deutsche Ökosteuer besteuert zwar den Verbrauch von Primär- und Sekundärenergiegütern, ist jedoch nicht eindeutig bestimmten Schadstoffen oder externen Kosten zurechenbar. Aus diesen Gründen gäbe der Indikator nur die „allgemeinen“ Luftschadstoffkosten an und nicht die nichtinternalisierten Luftschadstoffkosten. Der Zielbezug des Indikators zur Wirtschaftlichkeit würde entsprechend der Probleme mit *mittel* bewertet werden. Die Bewertung der

weiteren Kategorien des Indikators folgte analog zu den nichtinternalisierten Treibhausgaskosten, außer der Verständlichkeit, die mit *gut* bewertet würde.

Eine mögliche Interpretation der Ökosteuer ist, diese als reine Entropiesteuer, also eine reine Besteuerung des Umsatzes von Ressourcen (Scheer 1998) zu betrachten. Somit könnte die Internalisierung von allgemeinen Luftschadstoffkosten auf null gesetzt werden. Daraus ergäbe sich dann ein Indikator nichtinternalisierte Luftschadstoffkosten, bei dem von den gesamten externen Kosten lediglich die internalisierten Treibhausgaskosten abgezogen würden.

Analog zu den externen Kosten der Energieversorgung sollten prinzipiell auch positive externe Effekte berücksichtigt werden. Solche positiven externen Effekte können zum Beispiel in der Forschung und Entwicklung von neuen Technologien entstehen. Prinzipiell gilt dort aus ökonomischer Sicht, dass sichergestellt werden sollte, dass Innovatoren für den gesellschaftlichen Nutzen ihrer Innovationen entlohnt werden, da ansonsten zu wenige Anreize für Innovationen bestehen. Es könnte also überlegt werden, ob nicht auch die nichtinternalisierten positiven Effekte der Energieversorgung gemessen werden können.

Prinzipiell stellt sich hier das Problem, dass Innovationen noch keine Auskunft darüber geben wie, ob und wo diese auch wirklich angewandt werden. Unternehmen, die neue technologische Lösungen entwickeln, sind häufig nicht die gleichen, die diese dann auch zur Energieversorgung einsetzen. Wenn zum Beispiel deutsche Umweltregulierungen zu Innovationsanreizen führen, so wirken diese auf Firmen, die neue Technologien entwickeln und verkaufen, grundsätzlich global. Umgekehrt können auch ausländische Regulierungen Innovationsanreize für deutsche Firmen bieten. Es ist somit schwer den direkten Zusammenhang zwischen heimischen Regulierungen und heimischen Innovationsanreizen zu beziffern.

Das gleiche Argument gilt auch für Regulierungen, die speziell zur Innovationsförderung geschaffen werden, wie zum Beispiel Patente. Die positiven Innovationsanreize von europäischen Patenten wirken grundsätzlich global. Zudem sagen die zur Verfügung gestellten Innovationsanreize noch nichts über die Nutzung der damit entwickelten Technologien aus.

Es ist also schwer den direkten Zusammenhang zwischen einerseits dem Energiesystem und andererseits optimalen Innovationsanreizen für neue Techno-

logien herzustellen. Aus diesem Grund kann kein expliziter Indikator für die nichtinternalisierten positiven Effekte der Energieversorgung ausgewählt werden. Bezüglich der Messung der allgemeinen Innovationaktivität wird in der Indikatorenübersicht allerdings der Indikator **Clean Energy Patents** näher beschrieben. Generell sei auch darauf verwiesen, dass bei einer umfassenden Betrachtung externer Effekte der Energieversorgung auch positive Externalitäten berücksichtigt werden sollten.

8.3.3 Informationsverfügbarkeit

Informationen sind eine Grundvoraussetzung, um wirtschaftlich effiziente Entscheidungen fällen zu können (von Hayek, 1948). Eine besondere Bedeutung kommt hierbei Preisen zu. Preise ermöglichen zum Beispiel effiziente Produktionsentscheidungen treffen zu können: Wenn ein Produzent ein Produkt zu niedrigeren Kosten als den Marktpreis produzieren kann, so wird er dieses Produkt produzieren. Wenn ein Produzent hingegen höhere Kosten als den Marktpreis zur Produktion eines Gutes veranschlagen muss, so wird er dieses Gut nicht produzieren. Gleiches gilt für die Nachfrageseite. Sind die Nachfrager gut über das Spektrum an Preisen informiert, so werden Kaufentscheidungen so getroffen, dass der jeweils günstigste Anbieter gewählt wird. Damit werden effiziente Anbieter gegenüber weniger effizienten Anbietern bevorzugt. Die Information über den Marktpreis fördert also wirtschaftlich effiziente Produktions- und Allokationsentscheidungen, da die Produktion durch die Produzenten mit den geringsten Kosten erfolgt.

Die ökonomische Forschung analysiert dementsprechend umfangreich die Auswirkungen von vorhandenen und nicht vorhandenen Informationen, Informationsasymmetrien, Informationsunsicherheiten etc. auf Entscheidungen von Unternehmen und Individuen. In diesem Abschnitt wird nicht auf all diese Aspekte detailliert eingegangen, vielmehr wird generell auf die Wichtigkeit von Informationsverfügbarkeit und Probleme, die sich bei der Bereitstellung von Informationen ergeben, hingewiesen.

Generell erweist es sich als schwierig, die Informationsverfügbarkeit anhand von Indikatoren zu messen. Exemplarisch wird allerdings ein möglicher Indikator zur Messung der Informationsverfügbarkeit diskutiert. Dieser bietet sich jedoch vornehmlich aus Gründen der Datenverfügbarkeit an und bildet somit willkürlich nur einen Teilaspekt der Informationsverfügbarkeit ab.

Die Bereitstellung von Information ist tendenziell ein öffentliches Gut. Informationen kennzeichnen sich durch Nichtrivalität, d.h., Informationen können wiederholt von beliebig vielen Personen genutzt werden. Ein Apfel kann hingegen nur einmal verzehrt werden. Der Konsum von Äpfeln unterliegt also Rivalität.

Durch die Nichtrivalität der Information ergibt sich ein Anreizproblem. Da jeder die Informationen nutzen kann, die andere Personen zur Verfügung stellen, bestehen wenige Anreize Informationen bereit zu stellen, sofern dies mit Kosten verbunden ist. Es ist unter gleichen Umständen also immer profitabler darauf zu warten, dass jemand anderes die benötigten Informationen zur Verfügung stellt. Dies kann zu einem Dilemma führen: Niemand erhebt und stellt Informationen bereit, obwohl der gesamtwirtschaftliche Nutzen über den gesamtwirtschaftlichen Kosten liegt.

Eine Möglichkeit trotz dieser Probleme Informationen individuell profitabel bereitzustellen, ist den Zugang zu Informationen kostenpflichtig zu machen. Dies stellt zwar eine Verbesserung zum oben beschriebenen Dilemma dar, ist aber immer noch nicht volkswirtschaftlich effizient: Personen werden von der Nutzung von Informationen ausgeschlossen, obwohl die zusätzliche Nutzung der Information keine zusätzlichen Kosten verursacht.

Ein weiteres mögliches Problem bei der kostenpflichtigen Bereitstellung von Information ist, dass so hohe Preise für Informationsnutzung verlangt werden, dass es sich nur für sehr große Marktteilnehmer lohnt die Informationen zu erwerben, während für kleinere Marktteilnehmer die Kosten den Nutzen übersteigen. Eine solche Situation wäre vor allem für die Koordination von wettbewerbsschädigendem Verhalten sehr hilfreich.

Weitere Möglichkeiten Information bereit zu stellen sind die Ausnutzung von Querfinanzierungen oder auch die staatliche Informationsbereitstellung. Die erste Möglichkeit nutzt zum Beispiel das Heidelberger Unternehmen Verivox, indem die Bereitstellung und der Vergleich von Strom- und Gasstarifen mit Werbung quer finanziert werden (Verivox 2012). Neben der reinen Wertschöpfung, die Verivox als Unternehmen erwirtschaftet, werden für die Verbraucherseite die Informationskosten zu Strom- und Gasstarifen deutlich gesenkt. Die zweite Möglichkeit ist die Bereitstellung der Informationen durch den Staat und somit letztendlich eine Steuerfinanzierung. Ein Beispiel ist hier

der französische Tankstellenpreisvergleich (Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie 2012) welcher, vergleichbar mit dem Angebot von Verivox für Strom- und Gasstarife, die jeweiligen Benzin- und Dieselpreise an den Tankstellen aller Regionen in Frankreich einsehbar macht.³⁰ Zukünftig könnte die vom Bundeskabinett beschlossene *Markttransparenzstelle* Tankstellenpreisvergleiche für Deutschland veröffentlichen.

Die Messung der Informationsverfügbarkeit anhand von Indikatoren gestaltet sich generell als schwierig. Beispielhaft, allerdings nicht repräsentativ, werden hierfür die schon im Bereich der Wettbewerbsintensität beschriebenen Lieferantenwechselquoten für Strom und Gaskunden diskutiert. Während in Bezug auf Wettbewerbsintensität die **Lieferantenwechselquoten** als ein Maß für den von Verbrauchern auf die Versorger ausgeübten Wettbewerbsdruck verstanden wurde, steht hier die Überlegung im Vordergrund, dass ohne ausreichende Informationen Verbraucher trotz bestehender Preisunterschiede kaum den Versorger wechseln werden. Mehr Informationsverfügbarkeit geht also tendenziell mit einer höheren Wechselquote einher. Dieser Zusammenhang ist aber nicht monoton. Bei sehr hoher Informationsverfügbarkeit ist davon auszugehen, dass auch mehr Wettbewerb und somit geringere Preisdifferenzen herrschen. Die Wechselquote sinkt dann wieder. Der Zielbezug zur Wirtschaftlichkeit für die Lieferantenwechselquoten wird somit nur mit *mittel* bewertet. Die weiteren Bewertungen wurden analog bereits im Abschnitt Wettbewerbsintensität diskutiert: Die Datenverfügbarkeit ist *gut*, die Transparenz *mittel* und die Verständlichkeit *mittel*.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass Informationsverfügbarkeit ein sehr wichtiger Bestandteil zur Messung der Wirtschaftlichkeit ist. Während es allerdings schwierig ist, das Maß an Informationsverfügbarkeit anhand von Indikatoren zu messen, so wird jedoch eine größere Abdeckung von Endkundenpreisen durch qualitativ hochwertige Informations- und Vergleichsportale

³⁰ Anders als in Frankreich gab es für Deutschland bislang keine vergleichbare Vollerhebung der Tankstellenpreise. Während Verivox sich für Strom- und Gasstarife die Veröffentlichungspflichten der Anbieter zunutze macht um eine vollständiges Bild der Preislandschaft zu bieten, waren Vergleichsportale von Tankstellenpreisen in Deutschland auf freiwillige Meldungen angewiesen. Dies reduzierte die Aussagekraft deutlich.

von den Autoren eindeutig unterstützt. Die kürzlich vom Bundeskabinett beschlossene *Markttransparenzstelle* bildet hierbei eine gute Grundlage um die Informationsverfügbarkeit zu erhöhen.

8.3.4 Regulierungskosten

Die Energiemärkte sind in der Realität deutlich vom Modell des vollständigen Wettbewerbs entfernt. Sie weisen Marktunvollständigkeiten in verschiedener Form auf, die zu Ineffizienzen führen. Der Staat kann auf unterschiedlichste Arten in die Märkte eingreifen, um die daraus resultierenden negativen Folgen abzumildern und tut dies auch.

Entscheidungen über regulatorische Eingriffe sind immer mit einer Abwägung verbunden. Zum einen kann durch sie der gesellschaftliche Nutzen gesteigert werden, zum Beispiel wenn externe Effekte internalisiert werden. Zum anderen entstehen Regulierungskosten. Dies sind Bürokratiekosten in der öffentlichen Verwaltung, Bürokratiekosten in Unternehmen und bei Haushalten sowie Wohlfahrtsverluste³¹, die durch die Regulierung entstehen.

Unter Bürokratiekosten in der öffentlichen Verwaltung sind solche Kosten zu verstehen, die durch die entsprechende Regulierung hervorgerufen werden. Dies sind vor allem die Personal- und Sachmittelaufwände die zur Durchführung der Regulierung notwendig sind. Ebenfalls sind unter den Bürokratiekosten für Unternehmen und Haushalte die Kosten zu verstehen, die durch die Einhaltung der Regulierung entstehen, z.B. durch die verpflichtende Bereitstellung von Informationen. Auch hierbei handelt es sich vornehmlich um Personal- und Sachaufwände. Die genaue Messung der durch Regulierung entstehenden zusätzlichen Bürokratiekosten ist mit zahlreichen Annahmen verbunden und bedarf aufwendiger Fallstudien (Rösener et al. 2007, Frick et al. 2009). Die Messung der Bürokratiekosten übersteigt somit den Rahmen dieses Projekts. Es ist allerdings anzumerken, dass zum Beispiel in den Niederlanden ein Standardkostenmodell angewandt wird, um regulierungsbedingte Informationskosten zu messen und diese anschließend zu senken (vgl. Adviescollege toetsing regeldruk 2012).

³¹ Im ökonomischen Kontext wird hierfür häufig auch der englische Fachbegriff „Dead-Weight-Loss“ gebraucht.

Unter regulierungsbedingten Wohlfahrtsverlusten ist zu verstehen, dass die Menge der durch die Regulierung betroffenen Waren und Dienstleistungen sinkt, die die Gesellschaft konsumieren kann. Der Begriff Wohlfahrtsverlust wird in Exkurs 7 genauer erläutert.

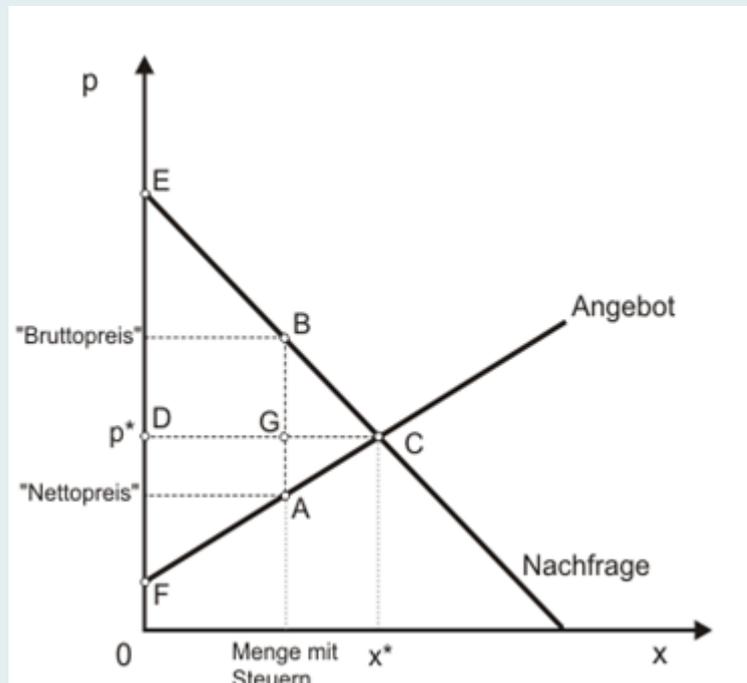
Exkurs 7: Wohlfahrtsverlust und Idee der doppelten Dividende

Im Folgenden wird zuerst der Wohlfahrtsverlust (englisch: Deadweight Loss) dargestellt, der durch die Einführung einer Regulierungsmaßnahme, hier beispielhaft einer Steuer, entsteht. Anschließend wird die Idee der doppelten Dividende am Beispiel einer Steuer auf Strom, Kraft- und Heizstoffe erläutert.

Als Wohlfahrtsverlust bezeichnet man den Verlust an Konsumenten- und Produzentenrente, der durch einen Markteingriff, zum Beispiel der Einführung einer Steuer, entsteht. Die Konsumentenrente ist die Differenz zwischen dem Preis den ein Konsument bereit ist für ein Gut zu zahlen und dem Marktpreis des Gutes. In Grafik XXX ist die gesamte Konsumentenrente zunächst die Fläche die durch das Dreieck DEC begrenzt ist. Die Produzentenrente ist analog die Differenz zwischen dem Marktpreis den ein Produzent für das Gut erhält und den Kosten die mit der Produktion des Gutes verbunden sind. In Abbildung 12 ist dies zunächst das Dreieck FDC.

Führt man nun eine Steuer in Höhe AB ein, so verkleinert sich die gesamte Konsumentenrente zur Fläche DEBG und die gesamte Produzentenrente zur Fläche FDGA. Es entsteht ein Wohlfahrtsverlust in Höhe des Dreiecks ABC. Der Grund für einen Wohlfahrtsverlust liegt darin, dass die gehandelte bzw. produzierte Menge mit Steuern von der Menge, die ohne Steuern gehandelt würde, abweicht. Solche Wohlfahrtsverluste können allgemein neben der Einführung von Steuern zum Beispiel auch die Ausübung von Marktmacht in einem monopolistischen Markt oder durch im Markt vorhandene Externalitäten entstehen.

Abbildung 12: Wohlfahrtsverluste



Quelle: Eigene Darstellung

Idee der doppelten Dividende

Als Maßnahme gegen einen durch externe Umweltbelastungen hervorgerufenen Wohlfahrtsverlust kommt hingegen die Anwendung einer sogenannten Emissionssteuer in Betracht. Dahinter steht die Idee, dass die Erhebung dieser Steuer auf umweltverschmutzende Aktivitäten gleichzeitig zwei Arten von Nutzen stiftet.

Hinsichtlich der ersten Dividende geht man davon aus, dass eine stärkere Belastung von Strom, Kraft- und Heizstoffen eine Lenkungsfunction hat, indem den Marktteilnehmern ein Anreiz zu energiesparendem Verhalten gegeben wird. Dadurch soll der Ausstoß schädlicher Emissionen, zum Beispiel klimaschädlicher CO_2 -Emissionen sowie der damit einhergehende Wohlfahrtsverlust, verringert werden. Zur Erzielung der zweiten Dividende müssen die Einnahmen aus der Emissionssteuer dazu verwendet werden andere wohlfahrtsschädigende Steuern, z.B. auf den Produktionsfaktor Arbeit, zu senken.

Die erste Dividende, die auf die Erreichung vorgegebener Umweltstandards abzielt wird auch als ökologische Dividende bezeichnet. Die zweite Dividende, die zum Bei-

spiel eine Beschäftigungs- sowie eine Effizienzsteigerung zu bewirken vermag, kann als ökonomische Dividende bezeichnet werden.

Im Folgenden wird zunächst verdeutlicht wie Regulierungskosten praktisch entstehen. Dabei wird vor allem darauf eingegangen, dass nicht alle betriebswirtschaftliche Kosten auch als volkswirtschaftliche Kosten angesehen werden können. Dies ist vor allem dann der Fall, wenn Regulierungen Konsumenten- und Produzentenverhalten in volkswirtschaftlich Nutzen generierende Bahnen lenken.

Energiepolitische Regulierungen setzten in der Energieversorgung an. Es kann sich dabei um die Besteuerung von Energieverbräuchen, das Verbot bestimmter Technologien oder um Grenzwerte für Schadstoffe handeln, um nur einige zu nennen.

Aus Sicht der betroffenen Unternehmen treten verschiedene Kosten auf. Beispielsweise ist die Belastung mit Steuern und Abgaben zu nennen, die durch die Regulierung impliziert wird. Diese können auch das Investitionskalkül der betroffenen Unternehmen verschieben, weg von den Investitionen, die sie bis anhin als die profitabelsten Investitionen betrachten, hin zu denen, die die Regulierung erfordert oder profitabler gestaltet. Es ist dabei zu beachten, dass auch betriebswirtschaftlicher Sicht die Steuern und Abgaben die relevanten Kosten darstellen, während diese aus volkswirtschaftlicher Sicht eine Umverteilung sind und lediglich der durch die Steuern und Abgaben entstehende Wohlfahrtsverlust als Kosten betrachtet werden kann.

Ein weiterer Kostenfaktor für Unternehmen sind Bürokratiekosten von Regulierung. Die Maßnahmen müssen geplant, festgelegt, kontrolliert und die Nichteinhaltung ggf. sanktioniert werden. Die Kosten fallen nicht nur bei Unternehmen und Haushalten an, sondern auch in der öffentlichen Verwaltung. Das Beispiel des EU ETS zeigt, dass einzelne Unternehmen sehr unterschiedlich betroffen sein können. So zeigt sich in der Untersuchung von Heindl (2012) beispielsweise, dass die transaktionsbedingten Bürokratiekosten pro Tonne emittiertem CO₂ für kleine Unternehmen deutlich höher sind, als für große. Die durch Regulierung entstehenden Transaktionskosten stellen generell volkswirtschaftliche Kosten dar.

Auf Basis von Regulierung ergibt sich letztendlich eine geänderte Anreiz- und Kostenstruktur für die in der Energieversorgung tätigen Unternehmen. Diese spiegeln sich weitgehend in den Preisen wieder. Energiepreise sind der wesentliche Kanal, über den die Effekte der Regulierung in die Gesamtwirtschaft übertragen werden.

So wie die Energiepolitik durch ihre Eingriffe die Anreizstruktur der Unternehmen der Energiewirtschaft verändert hat, so wirken sich die Energiepreise auf die Anreize im Rest der Wirtschaft aus. Es erfolgt letztlich eine gesamtwirtschaftliche Anpassung an die veränderten Spielregeln in der Energiewirtschaft.

Besonders betroffen von diesen Anpassungen sind die Unternehmen der energieintensiven Industrien, deren Kostenstruktur stark von den Energiepreisen abhängt. Vor allem die betriebswirtschaftlichen Folgen sind für diese Unternehmen relevant. Allerdings stellt sich hier wieder die Frage, inwieweit von betriebswirtschaftlichen Kosten auf volkswirtschaftliche Regulierungskosten geschlossen werden kann. Die volkswirtschaftlichen Kosten sind vor allem die Wohlfahrtsverluste, den die Haushalte über höhere Preise oder geringere Einkommen erleiden, weil sie weniger Waren und Dienstleistungen konsumieren können, zuzüglich möglicher regulierungsbedingter Bürokratiekosten. Daher ist aus gesamtwirtschaftlicher Sicht zuerst einmal relevant, ob durch den Eingriff in die Märkte Ineffizienzen erzeugt werden, welche die gesellschaftliche Wohlfahrt senken.

Verkompliziert werden diese Überlegungen allerdings durch die Tatsache, das Unternehmen im internationalen Wettbewerb stehen und die Art und Intensität der Regulierung von Energiemärkten sich im internationalen Vergleich deutlich unterscheiden. Dies beeinflusst die volkswirtschaftlichen Kosten regulatorischer Eingriffe. Der Mechanismus, mit dem diese Kosten für eine Volkswirtschaft entstehen, wird hier am Beispiel einer Steuer auf einen Schadstoff, der in der Stromerzeugung emittiert wird, illustriert.

Mit der Steuer auf den Schadstoff verändert sich die Kostenstruktur in den betroffenen Unternehmen der Energiewirtschaft. Diese können damit umgehen, indem sie die Freisetzung des Stoffes vermeiden oder die Steuer entrichten. In beiden Fällen wird das Unternehmen einen Teil der Kosten über den Preis seines Gutes weitergeben. Betroffen davon wiederum sind die Firmen, die die Elektrizität einsetzen. Auch ihre Kosten erhöhen sich.

Insbesondere Unternehmen energieintensiver und stark im internationalen Wettbewerb stehender Branchen sind davon betroffen. Wird die Steuer allein im Inland erhoben, dann entstehen den inländischen Unternehmen zunächst zusätzliche betriebswirtschaftliche Kosten. Ihre Position im internationalen Wettbewerb verschlechtert sich dadurch. Die Gewinne der inländischen Unternehmen sinken, im Extremfall verlagern besonders betroffene Unternehmen ihre Produktionsstandorte ins Ausland. Dadurch können Arbeitsplätze, Einkommen und Steuereinnahmen verloren gehen. Wie stark dieser Effekt ist, hängt davon ab, wie intensiv der Wettbewerb ist, dem die betroffenen Unternehmen ausgesetzt sind. Aus Sicht des Inlands werden aus betriebswirtschaftlichen Kosten volkswirtschaftliche Kosten in Form geringerer Einkommen. Aus globaler Perspektive sind als volkswirtschaftliche Kosten die durch länderspezifisch unterschiedlich starke Besteuerung entstehenden Wohlfahrtsverluste zu betrachten. Insbesondere letztere sollten den Nutzengewinnen aus der Internalisierung externer Effekte gegenübergestellt werden.

Ein weiteres Problem entsteht bei globalen Schadstoffen wie CO₂. Die positiven Wirkungen vermiedener CO₂-Emissionen fallen nicht nur dort an, wo sie vermieden werden, sondern treten weltweit auf. Gleichzeitig tragen die Kosten nur diejenigen, bei denen die entsprechenden Maßnahmen stattfinden.

Eine Kosten-Nutzen-Abschätzung von energiepolitischen Regulierungen kann naturgemäß nur auf Ebene dieser Regulierungen durchgeführt werden. Dazu können und sollten die Folgen der Regulierung ex-ante abgeschätzt und ex-post überprüft werden. Im Rahmen dieses Projektes können jedoch einzelne Maßnahmen nicht untersucht werden. Nichts desto weniger ist es wichtig, auch auf Ebene der gesamten Energieversorgung die Kosten der Regulierung dem erreichten Level von Wettbewerbsintensität, Internalisierung externer Effekte und Informationsverfügbarkeit gegenüber zu stellen.

Indikatoren für die oben beschriebenen Regulierungskosten zu finden stellt eine große Herausforderung dar. Einerseits können diese relativ nah an der eigentlichen Regulierung ansetzen. Dies bringt aber das Problem mit sich, dass die schlussendlichen volkswirtschaftlichen Kosten kaum aus diesen Daten geschlossen werden können. Außerdem sind sie eng an einzelne Regulierungsvorhaben geknüpft, während die Indikatoren ein umfassenderes Bild vermitteln sollen. Andererseits können Indikatoren die Belastung bestimmter Wirt-

schaftszweige oder Haushalte messen, um auf Regulierungskosten zu schließen. Hier müsste aber herausgearbeitet werden, welcher Teil dieser Belastung tatsächlich ursächlich aus der Regulierung der Energiewirtschaft stammt. Vor diesem Hintergrund werden einige potentielle Indikatoren zur Messung der Dimension Regulierungskosten diskutiert.

Eine häufig diskutierte Maßzahl in der Diskussion über die Kosten erneuerbarer Energien ist die EEG-Umlage. Bezüglich der EEG-Umlage stellt sich die Frage, ob die **EEG-Umlage/-Differenzkosten**, also die EEG-Durchschnittsvergütung abzüglich der durchschnittlichen Strombezugskosten (Wenzel 2010) als Indikator für Regulierungskosten geeignet sind. Zuerst ist hierbei zu beachten, dass das EEG letztendlich ein Instrument der Umverteilung ist. Strom wird nicht vom günstigsten Anbieter am Markt eingekauft, sondern zu einem festen Preis von den Produzenten mit erneuerbaren Energiequellen. Diese Produzenten erwirtschaften damit eine Rendite, welche als volkswirtschaftliches Einkommen den Ausgaben der Stromkunden gegenüber steht. Tatsächliche volkswirtschaftliche Kosten entstehen durch die Marktverzerrung von günstigeren hin zu teureren Technologien, jedoch müssten hierfür die tatsächlichen Stromgestehungskosten von erneuerbaren Energien veranschlagt werden, und nicht die gezahlten Vergütungen. Hinzu kommt, dass die EEG-Differenzkosten nicht berücksichtigen, dass durch die privilegierte Einspeisung erneuerbarer Energien der Strompreis verringert wird (Merit-Order Effekt). Dieser Merit-Order Effekt ließe sich beziffern, wenn Annahmen dazu getroffen werden, welche Kraftwerke Strom produzierten, wenn keine erneuerbaren Energien bevorzugt eingespeist würden. Gleichzeitig lässt der Indikator außer Acht, wie sich das Investitionskalkül bei den Betreibern konventioneller Kraftwerke verändert. Weitere denkbare Effekte der Förderung erneuerbarer Energien über das EEG sind die mögliche Förderung von Innovationen im Bereich erneuerbarer Energien sowie die mögliche Generierung von Skaleneffekten im noch jungen erneuerbaren Energiesektor (Infant-Industry Argument). Innovationen und Skaleneffekte generieren positive Externalitäten, d.h. Dritte profitieren von Innovationen und Skaleneffekten erneuerbarer Energien, ohne dass sie dafür die Innovatoren bzw. Betreiber erneuerbarer Energien kompensieren. Insgesamt gesehen ist es kaum möglich anhand eines Indikators weitergehende Aussagen zu den volkswirtschaftlichen Effekten der EEG-Umlage zu treffen. Hinzu kommt, dass der Indikator nur eine sehr spezifi-

sche Regulierung betrachtet. Zusammengefasst wird der Indikator EEG-Umlage/-Differenzkosten folgendermaßen bewertet. Sein Zielbezug ist *gering*. Die Datenverfügbarkeit und die Transparenz sind *gut*, die Verständlichkeit *mittel*.

Für den allgemeineren Indikator **Subventionen pro Energieträger** gelten ähnliche Probleme. Auch hier findet zuerst einmal nur staatliche Umverteilung statt. Für die Erfassung der Wohlfahrtsverluste, muss herausgearbeitet werden, welcher Teil der Subventionen tatsächlich volkswirtschaftliche Kosten implizieren. Wenn Subventionen Lenkungswirkung entfalten und zur Internalisierung positiver Externalitäten dienen, sind diese tendenziell effizienzfördernd und erst einmal keine Regulierungskosten. Besonders problematisch ist hier, dass Verzerrungen, die aus der Erhebung von Steuern für die Finanzierung von Subventionen herrühren, häufig außerhalb der Energiewirtschaft anfallen. Aufgrund dieser Probleme wird der Zielbezug des Indikators mit *gering* bewertet. Hinzu kommen erhebliche Probleme bei der Quantifizierung des Indikators. Er bildet somit keinen geeigneten Indikator zur Messung von Regulierungskosten.

Weiterhin ist überlegt worden, ob der **Anteil der Energiekosten am Bruttoproduktionswert des verarbeitenden Gewerbes** einen potentiellen Indikator für die Dimension Regulierungskosten, insbesondere von regulierungsbedingten internationalen Wettbewerbsfähigkeiteffekten, darstellen kann. Er ist definiert als Anteil der Ausgaben für Energie am Wert aller produzierten Güter. Wenn Steuern und Abgaben auf Energie steigen, steigt tendenziell auch der Anteil der Energiekosten am Bruttoproduktionswert des verarbeitenden Gewerbes. Allerdings werden die Zahlen des Indikators nicht allein durch die Folgen energiepolitischer Maßnahmen determiniert, sondern durch die Zusammensetzung der Sektoren, die Wahl der Fertigungstechnologie, die Preise für andere Produktionsfaktoren oder die Schwankungen von Ölpreisen. Auch erscheint der Zusammenhang zwischen der Höhe des Indikators und der internationalen Wettbewerbsfähigkeit nicht monoton. Entscheidend aus volkswirtschaftlicher Sicht ist nicht, welchen Anteil ihres Bruttoproduktionswertes die deutschen Unternehmen für Energie aufwenden, sondern ob ihnen relevante regulierungsgetriebene Kostennachteile im internationalen Wettbewerb entstehen. Der Zielbezug des Indikators wird somit als *gering* eingeschätzt. Die Daten, welche vom Statistischen Bundesamt erhoben werden, sind *gut* ver-

füßbar und die Transparenz wird ebenfalls als *gut* eingeschätzt. Die Verständlichkeit wird mit *mittel* bewertet.

Ein weiterer potentieller Indikator, der an der Frage der internationalen Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen ansetzt, ist der **Revealed Comparative Advantage (RCA)**. Der RCA ist definiert als Anteil der Exporte des Sektors c eines Landes i an allen Exporten dieses Landes n , geteilt durch den des Sektors an allen Exporten weltweit w .

$$RCA_{i,c} = (X_{i,c} / X_{i,n}) / (X_{w,c} / X_{w,n})$$

Der Begriff Revealed Comparative Advantage geht auf Balassa (1965) zurück. Der Indikator misst den komparativen Vorteil einzelner Branchen. Die Regulierungskosten energiepolitischer Maßnahmen stellen allerdings nur einen Teil des komparativen Vor- oder Nachteils dar. Von großer Bedeutung sind auch viele andere Aspekte wie Ausbildung und Lohnniveau der Beschäftigten, Infrastruktur, Produktqualität, technologische Standards um nur einige zu nennen. Will man den RCA als Indikator für Regulierungskosten einsetzen, sind damit einige implizite Annahmen verbunden: Die Kapitalkosten unterscheiden sich weltweit nicht, Lohnkosten sind vernachlässigbar. Es bleiben noch Fragen bezüglich der Qualität von Infrastruktur, der Innovationskraft der Unternehmen, der Institutionen oder auch anderer gesetzlicher Regelungen für die betroffenen Industrien. Allgemein werden zudem Exporte nicht nur durch Inputkosten beeinflusst sondern hängen auch bedeutsam von Qualität und Nachfrage nach dem spezifischen Endprodukt ab. Der Zielbezug des Indikators wird in Anbetracht des nur bedingten Einfluss energiepolitischer Maßnahmen auf komparative Vor- und Nachteile sowie den der mit seiner Interpretation einhergehenden Annahmen mit *gering* bewertet. Die Datenverfügbarkeit und Transparenz wird als *gut* angesehen. Allerdings ist der Indikator eher unbekannt und nicht einfach quantitativ zu interpretieren. Darum ist seine Verständlichkeit nur *mittel*.

Ein weiterer Indikator für die internationale Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen ist der bereits unter 8.2.2 Kosteneffizienz diskutierte Indikator **Abweichung der deutschen Energiepreise für Strom und Gas von europäischen Durchschnittspreisen für typische Industriekunden**. Die dort getroffenen Aussagen gelten hier analog. Wenn die deutschen Energiepreise deutlich über den Preisen in den Heimatländern der konkurrierenden Unternehmen liegen, dann

stellt dies im internationalen Vergleich eine überdurchschnittliche Belastung deutscher exportorientierter Branchen dar, die die internationale Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen dieser Branchen schwächt. Der internationale Vergleich der Preise ermöglicht es, durch Weltmarktpreise von Primärenergieträgern getriebene Effekte zu korrigieren. Andererseits müssen bei der Interpretation die natürlichen Gegebenheiten in einzelnen Ländern, die von Bedeutung für die Preisniveaus sind, berücksichtigt werden. Auch gilt zu bedenken, dass Präferenzen und die Internalisierung externer Effekte sich im internationalen Vergleich unterscheiden. Der Zielbezug des Indikators zur Wirtschaftlichkeit wird letztendlich mit *gering* bewertet. Die Datenverfügbarkeit, Transparenz sowie Verständlichkeit wird analog zum Abschnitt Kosteneffizienz jeweils mit *gut* bewertet.

In Bezug auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen ist noch anzumerken, dass die relevanten Konkurrenten auch außerhalb der Europäischen Union sitzen. Der Vergleich der deutschen Energiepreise zu den europäischen Durchschnittspreisen ist nicht nur auf Grund des europäischen Binnenmarktes sondern auch aufgrund der Verfügbarkeit vergleichbarer Daten gewählt worden. Preisvergleiche zu außereuropäischen Ländern, insbesondere den USA und asiatischen Staaten, sind momentan mangels vergleichbarer Daten leider nicht möglich (International Energy Agency, 2011). Da Unternehmen energieintensiver Sektoren vielfach global konkurrieren, erscheint es sinnvoll, zukünftig auch global vergleichbare Daten zu Energiepreisen für Unternehmen zu erheben und zu veröffentlichen.

Zusammenfassend ist zu sagen, dass die hier vorgestellten Indikatoren die Regulierungskosten weder gut noch umfassend abbilden können. Die Indikatoren setzen vor allem an regulierungsbedingten Wohlfahrtsverlusten an, insbesondere an Wohlfahrtsverlusten im internationalen Wettbewerb. Am aussagekräftigsten angesehen und ausgewählt wurde hierfür der oben diskutierte Indikator **Abweichung der deutschen Energiepreise für Strom und Gas von europäischen Durchschnittspreisen für typische Industriekunden**. Die durch Regulierung entstehenden Bürokratiekosten können momentan noch nicht durch Indikatoren abgebildet werden.

Es bleibt zu betonen, gerade vor dem Hintergrund der Probleme bei der Messung von Regulierungskosten durch Indikatoren, dass Kosten-Nutzen-

Abwägungen in der energiepolitischen Praxis sehr wichtig sind. Das betrifft sowohl ex-ante Untersuchungen für zukünftige Vorhaben, genauso wie die ex-post Evaluation bestehender Maßnahmen. Im Folgenden werden drei Herangehensweisen kurz dargestellt, die aber deutlich über den Umfang dieses Projektes hinausgehen:

Erstens könnte versucht werden, detailliert die Kosten, die mit Regulierung einhergehen, zu messen. Anhand von Fallstudien könnten die entsprechenden Kosten hochgerechnet werden. Hiermit würden die entsprechenden Regulierungskosten an der Ursache gemessen. Allerdings könnte nach wie vor kaum Auskunft über die mit Regulierung verbunden gesamtwirtschaftlichen Effekte getroffen werden.

Zweitens besteht die Möglichkeit, numerische ökonomische Modelle zu nutzen, um die Auswirkungen von regulatorischen Eingriffen zu simulieren. Insbesondere Modelle, welche die gesamte Volkswirtschaft abbilden, sind hier hilfreich, da sie auch die Effekte außerhalb der Energieversorgung berücksichtigen. Eine Modellfamilie in diesem Bereich sind die Rechenbaren Allgemeinen Gleichgewichtsmodelle (CGE-Modelle). Energiesystemmodelle liefern sehr detaillierte Vorhersagen über die Auswirkungen energiepolitischer Maßnahmen. Sie sind darauf fokussiert, die Energieversorgung abzubilden. Mit derartigen Modellen könnten die volkswirtschaftlichen Kosten von Regulierung auch ex-ante abgeschätzt werden.

Drittens könnte man ökonometrische Studien durchführen, um festzustellen, wie Regulierungen wirken. Es ist aber auch hier schwierig, die genauen Regulierungskosten zu identifizieren. Vielmehr würden eher Aussagen darüber getroffen, ob bestimmte Maßnahmen nutzenfördernd sind, im Sinne, dass der Gesamtnutzen der Maßnahme die Gesamtkosten übersteigt. Somit können Politikempfehlungen zu unterschiedlichen Maßnahmen gegeben werden.

8.4 Zusammenfassung der ausgewählten Indikatoren

Die Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung lässt sich nur schwer anhand von Indikatoren darstellen. Für die Wettbewerbsintensität wurden noch vergleichsweise umfassende Indikatoren gefunden. Für die Internalisierung externer Kosten gibt es nur einen konzeptionellen Vorschlag. Für die Informati-

onsverfügbarkeit und die Regulierungskosten wurde zwar jeweils ein Indikator gefunden, beide decken allerdings nur Teilaspekte dieser Dimensionen ab.

Tabelle 6: Ausgewählte Indikatoren für das Ziel Wirtschaftlichkeit

Indikator	Relevant für Dimensionen	Datenlage	Darstellung
Abweichung der deutschen Energiepreise von europäischen Durchschnittspreisen (Strom und Gas)	Kosteneffizienz, Regulierungskosten	Daten verfügbar	Zeitreihe
Residual Supply Index	Wettbewerbsintensität	Daten nur einmalig verfügbar	Zeitreihe
Differenzen zwischen Endkunden- und Großhandelspreisen für Elektrizität, Gas und <i>Kraftstoffe</i>	Wettbewerbsintensität	Daten für Strom und Gas verfügbar	Zeitreihe
Lieferantenwechselquote Strom und Gas	für Wettbewerbsintensität. Informationsverfügbarkeit	Daten verfügbar	Zeitreihe
<i>Nichtinternalisierte externe Kosten der Energieversorgung</i>	Internalisierung externer Effekte	Daten nicht verfügbar	Zeitreihe

9. Résumé und Ausblick

9.1 Résumé

Indikatoren regen auf verschiedene Arten zur Diskussion über die energiepolitische Zielerreichung an. Sie zeigen Entwicklungen und dringende Probleme auf, beschreiben komplexe Fragestellungen kompakt und erzeugen öffentliche Aufmerksamkeit.

Dieses Projekt erörtert auf zwei Arten die energiepolitische Zielerreichung. Erstens durch die Zusammenstellung und Auswertung von potentiellen Indikatoren und zweitens durch die Ausarbeitung und Anwendung eines Konzepts, das die Auswahl von Indikatoren auf transparente und nachvollziehbare Weise ermöglicht. Den Ausgangspunkt hierzu bildet das energiepolitische Zieldreieck aus Umweltverträglichkeit, Sicherheit und Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung.

Die energiepolitische Zielerreichung kann potentiell mit einer Vielzahl von Indikatoren gemessen werden. Im Rahmen dieses Projektes wurde eine „Grundgesamtheit“ von mehr als 100 Indikatoren zusammengestellt, ausgewertet und in vergleichbarer Form dargestellt. Im Zuge der Recherche für diese Indikatoren wurden existierende Monitoringberichte und wissenschaftliche Beiträge ausgewertet, sowie Einzel- und Gruppeninterviews mit Experten in der Energiepolitik und -wirtschaft geführt, um Expertenwissen abzufragen und um die Vielfalt der Meinungen in diesem Politikfeld abzubilden.

Dennoch besteht die Gefahr, dass viele Indikatoren redundant oder missverständlich sind oder trotz der großen Vielfalt wichtige Aspekte der Ziele des Zieldreiecks unberücksichtigt bleiben. Es stellt sich folglich die Frage, wie aus dieser Vielfalt an potentiellen Indikatoren eine kompakte Auswahl getroffen werden kann. Mit wenigen Indikatoren eine komplexe Fragestellung abzubilden, ist notwendigerweise mit einem Verlust an Vollständigkeit verbunden. Eine solche Einschränkung der Vollständigkeit darf nicht willkürlich geschehen. Der Verlust an Information birgt die Gefahr einer verzerrten Darstellung und muss gegen eine präzisere Darstellung abgewogen werden. Daher ist es wichtig, die Indikatoren auf transparente und nachvollziehbare Weise auszuwählen.

Zur Auswahl von Indikatoren wurden zuerst die Zieldefinitionen in ihre Dimensionen aufgegliedert. Danach wurden Indikatoren zur Messung dieser Dimensionen vorgeschlagen und, wenn möglich, mit Daten quantifiziert.

Die Sicherheit der Energieversorgung gliedert sich grob in die Sicherheit vor Unfallrisiken und in die Zuverlässigkeit der Versorgung. Erstere ist mit öffentlich verfügbaren Daten bisher nicht eindeutig quantifizierbar. Letztere kann, ausgehend vom Nutzer einer Energiedienstleistung, entlang der Versorgungskette in verschiedene Dimensionen der Sicherheit gegliedert werden. Die Flexibilität und Resilienz der Nachfrage beschreibt, wie kritisch ein Versorgungsausfall für den Endnutzer wäre. Die Netzsicherheit, die Kapazitätsreserven der Endenergiebereitstellung und die Ressourcenverfügbarkeit beschreiben die physische Versorgungssicherheit. Preissicherheit erfasst eine Dimension, welche sich auf den ökonomischen Ausdruck von Knappheit bezieht. Eine Übersicht der ausgewählten Indikatoren findet sich in Abschnitt 6.4 Zusammenfassung der ausgewählten Indikatoren.

Die Umweltverträglichkeit der Energieversorgung ist ein in sich vielgestaltiges Ziel. Um es durch Indikatoren abbilden zu können, wurden zehn Dimensionen von Umweltverträglichkeit herausgearbeitet. Die Indikatoren setzen jeweils am Anfang der Kausalkette an, das heißt es werden Emissionen und Ressourcenverbräuche gemessen. Insgesamt können auf diese Weise neun Indikatoren für die Umweltverträglichkeit der Energieversorgung vorgeschlagen werden. Für fünf dieser Indikatoren liegen bereits Daten vor. Eine Übersicht der ausgewählten Indikatoren findet sich in Abschnitt 7.4 Zusammenfassung der ausgewählten Indikatoren.

Die Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung ist durch die gesamtwirtschaftliche Effizienz der Energieversorgung definiert. Da die direkte Messung der Wirtschaftlichkeit anhand der aggregierten Nutzen und Kosten nicht praktikabel ist, stellen die Autoren hier ein alternatives Konzept zur Messung der Wirtschaftlichkeit vor. Es ist aus den Bedingungen abgeleitet, die gesamtwirtschaftliche Effizienz gewährleisten. Daraus ergeben sich die Dimensionen Wettbewerbsintensität, Internalisierung externer Kosten, Informationsverfügbarkeit und Regulierungskosten. Die Wettbewerbsintensität ist umfangreich mit Indikatoren belegt. Für die Internalisierung externer Kosten wurde ein erster Indikator skizziert. Die Suche nach geeigneten Indikatoren für Informa-

tionsverfügbarkeit und Regulierungskosten gestaltete sich schwierig. Beide Dimensionen können momentan nicht umfassend durch Indikatoren beschrieben werden. Eine Übersicht der ausgewählten Indikatoren findet sich in Abschnitt 8.4 Zusammenfassung der ausgewählten Indikatoren.

Zwei, insbesondere im Zusammenhang mit der Energiewende, wichtige Themengebiete wurden im Rahmen des Projektes nicht betrachtet. Die soziale Dimension der Energiepolitik, die einerseits eng an einzelne Maßnahmen geknüpft ist und andererseits nicht unabhängig von der Ausgestaltung des Sozialsystems betrachtet werden kann, wird nicht explizit untersucht. Auch die Akzeptanz energiepolitischer Maßnahmen ist nicht Teil dieses Konzeptes. Sie ist nur für einzelne Maßnahmen sinnvoll operationalisierbar.

9.2 Ausblick

Für die Sicherheit der Energieversorgung stehen vergleichsweise viele gute Indikatoren zur Verfügung. Der größte Forschungsbedarf besteht bei der Erfassung von politischen Risiken für Lieferausfälle sowie bei Indikatoren für die Flexibilität und Resilienz der Nachfrage. Zur Erfassung der Flexibilität liefert dieser Bericht bereits erste Vorschläge und trägt somit zur energiepolitischen Diskussion dieser Dimension bei. Für die Erfassung der Unfallsicherheit müssen vor allem ethische Fragen der Bewertung grundsätzlich verschiedenartiger Schäden sowie die Datenverfügbarkeit geklärt werden. Für die Erfassung der Netzsicherheit wäre es ein großer Fortschritt, wenn ein technisch ausgereifter Indikator für die Spannungsqualität im Stromnetz erhoben würde. Die technischen und institutionellen Voraussetzungen hierfür scheinen bei den Netzbetreibern und der Bundesnetzagentur gegeben. Die Energiepolitik sollte den Handlungsbedarf dahingehend prüfen.

Im Ziel der Umweltverträglichkeit besteht Forschungsbedarf vor allem in drei Richtungen. Erstens muss laufend geprüft werden, ob für die Quantifizierung der Indikatoren die zentralen Emissionen und Ressourcenverbräuche gemessen werden. Zweitens fehlen für einige Indikatoren geeignete Daten. Das gilt für Emissionen in Boden und Wasser, aber auch für Indikatoren zur Messung der Dimensionen Landnutzung und Ressourcenverbrauch. Emissionen in der Luft können bereits durch vorhandene Datensätze gemessen werden. Allerdings müsste auf vorläufige Daten zurückgegriffen werden, um die Indikatoren zeitnah quantifizieren zu können. Drittens sind für die Quantifizierung der Di-

mensionen Landnutzung und Ressourcenverbrauch zuerst grundsätzliche definitorische Fragen zu klären. Es wäre zu begrüßen, wenn die Datenlücken in Zukunft geschlossen würden. Gleichzeitig gilt abzuwägen, welche Daten besonders dringend benötigt werden und ob die Kosten ihrer Erhebung durch den erwarteten Erkenntnisgewinn gerechtfertigt werden.

Große Herausforderungen bestehen nicht zuletzt bei der Erfassung der Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung durch Indikatoren. Die Internalisierung externer Effekte ist ein wichtiger Aspekt von Wirtschaftlichkeit, ihre Quantifizierung ist allerdings mit grundsätzlichen Problemen verbunden. Einerseits bedarf es aus wissenschaftlicher Sicht noch weiterer Forschung, um die genaue Höhe der externen Kosten zu bestimmen. Andererseits fließen in die Berechnung an mehreren Punkten Werturteile ein, welche die allgemeine Akzeptanz der berechneten Indikatoren in Frage stellen können. Solche Wertentscheidungen können nur im Rahmen der politischen Willensbildung getroffen werden.

Auch die Erfassung von Regulierungskosten steht noch am Anfang. Bürokratiekosten werden nicht erhoben, auch wenn Beispiele aus dem europäischen Ausland zeigen, dass dies durchaus möglich ist. Zudem gestaltet es sich grundsätzlich als schwierig, durch Regulierung bedingte Wohlfahrtsverluste zu messen. Ein erster Beitrag wäre eine bessere internationale Vergleichbarkeit von Preisstatistiken. Von staatlicher Seite könnte über die Internationale Energieagentur eine Initiative zur Vereinheitlichung der Preisstatistiken zwischen den OECD-Ländern gestartet werden.

Informationsverfügbarkeit ist eine zentrale Voraussetzung für eine effiziente Ressourcenallokation, jedoch eher qualitativ als quantitativ zu beschreiben. Verbraucherportale liefern hier einen wichtigen Beitrag. Wo keine private Stelle umfassende Information bieten kann, beispielsweise im Kraftstoffmarkt, ist die Schaffung einer Markttransparenzstelle wie derzeit geplant zu begrüßen.

Die Wettbewerbsintensität der Märkte wird durch die ausgewählten Indikatoren grob beschrieben. Die genauere Erfassung von Margen im Energievertrieb, wie ursprünglich im gemeinsamen Monitoring von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt geplant, ist daher zu befürworten. Letztlich wird jedoch auch in diesem Bereich, wie in allen Dimensionen der Wirtschaftlichkeit, ein Indikatorenset stets nur eine begrenzte Aussage leisten können. Regelmäßige

strukturelle Untersuchungen der entsprechenden Märkte, der geplanten und der bestehenden Regulierungen bleiben daher unerlässlich.

Die anhand des hier entwickelten Konzeptes ausgewählten Indikatoren zeichnen ein informatives Bild der energiepolitischen Zielerreichung. Jedoch bieten Indikatoren immer nur einen kursorischen Überblick über ein Thema. Sie sind nicht geeignet, detaillierte Ursache-Wirkungs-Zusammenhänge darzustellen und Gründe für Entwicklungen herauszuarbeiten. Damit sind sie als Ergänzung oder Startpunkt für strukturelle ökonomische oder technische Untersuchungen zu sehen. Indikatoren können aber insbesondere darauf hinweisen, zu welchen Themen weitere Untersuchungen sinnvoll sind.

10. Quellenangaben

Adviescollege toetsing regeldruk (2012), *Over Actal*, Abgerufen aus dem World Wide Web am 12. April 2012: <http://www.actal.nl/over-actal/missie/>

Alexeeva-Talebi, V., C. Böhringer, A. Löschel, S. Voigt (2011): *The Value-Added of Sectoral Disaggregation: Implications on Competitive Consequences of Climate Change Policies*, Energy Modelling Forum, Oslo, November 17-18, 2011.

Arrow, K.J. (1951), An extension of the basic theorem of classical welfare economics. *Proceedings of the Second Berkeley Symposium of Mathematical Statistics and Probability*, E.Neyman (eds), University of California Press, 507-533.

Arrow, K.J. und Debreu, G. (1954), Existence of an equilibrium for a competitive economy. *Econometrica* Vol. 22, 265-290.

AG Energiebilanzen (2012), *Energiebilanz 2009, Bilanzen 1990-2009*, abgerufen am 10. Januar 2012 aus dem World Wide Web: <http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=63>

Balassa, B. (1965), Trade Liberalization and 'Revealed' Comparative Advantage. *The Manchester School of Economic and Social Studies* Vol. 33, 1965, S. 99-123.

Bayrisches Landesamt für Umwelt (2004), *Umweltwissen – Bodennahes Ozon*, Bayrisches Landesamt für Umwelt, Augsburg.

Bengtsson, Jonas und Nigel Howard (2010): *A Life Cycle Impact Assessment Method - Part 1: Classification and Characterisation*, BPIC South Turramura, Australien.

Boone, J. (2008), A new way to measure competition. *Economic Journal* Vol. 118, 1245-1261.

Brodmann, U., F. Gubler und F. Walter (2001), *Nachhaltigkeit: Kriterien und Indikatoren für den Energiebereich*, Auftrag des Forschungsprogramms Energiewirtschaftliche Grundlagen des Bundesamtes für Energie, Bern, 2001.

Bundesamt für Strahlenschutz (2003), *Einführung zum Thema ionisierende Strahlung*, Abgerufen am 20. Februar 2012 aus dem World Wide Web: <http://www.bfs.de/de/ion/einfuehrung.html>

Bundeskartellamt (2011), *Sektoruntersuchung Kraftstoffe*, Abschlussbericht Mai 2011, Bonn.

Bundeskartellamt (2011a), *Sektoruntersuchung Stromerzeugung Stromgroßhandel*, Bericht gemäß § 32e Abs. 3 GWB, Januar 2011, Bonn.

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2010), *Monitoring-Bericht nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit bei Erdgas*, Berlin.

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2011), *Monitoring-Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität*, Berlin.

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2011), 2. *Nationaler Energieeffizienz-Aktionsplan (NEEAP) der Bundesrepublik Deutschland*, Berlin, 18-21.

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2012), *Zahlen und Fakten, Energiedaten, Nationale und International Entwicklung*, Abgerufen am 20. April 2012 aus dem World Wide Web: www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/Binaer/energie-daten-gesamt,property=blob,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.xls

Bundesnetzagentur (2010), *Monitoringbericht 2010 – Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 4 EnWG i.V.m. § 35 EnWG (alt)*, Bonn.

Bundesnetzagentur (2011), *Biogasmonitoringbericht 2011 - Bericht der Bundesnetzagentur über die Auswirkungen der Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz*, Bonn.

Bundesregierung (2012), *Nationale Nachhaltigkeitsstrategie. Fortschrittsbericht 2012*, Abgerufen aus dem World Wide Web am 15. Februar 2012: <http://www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2012/02/2012-02-15-kabinett-fortschrittsbericht-2012.html>

Buttermann, G. und Freund, F. (2010), *Sicherheit unserer Energieversorgung – Indikatoren zur Messung von Verletzbarkeit und Risiken*, Untersuchung im Auftrag des Weltenergieerats-Deutschland, Münster, Berlin.

Brümmerhoff, D. (2007), *Finanzwissenschaft*, 9. Auflage, Oldenbourg Wissenschaftsverlag, München.

Caldeira, K. und M. E. Wickett (2003), *Oceanography: Anthropogenic carbon and ocean pH*, Nature Vol. 425, 365-365.

Clarkson, Richard und Deyes, Kathryn (2002), *Estimating the Social Cost of Carbon Emissions*, Government Economic Service Working Paper 140, HM Treasury and Department for Environment, Food & Rural Affairs (DEFRA), London.

Coase, Ronald H. (1960), The Problem of Social Cost. *Journal of Law and Economics* Vol. 3 (1), 1–44.

Debreu, G. (1951). The coefficient of resource allocation. *Econometrica*, Vol. 19, 273-292.

DENA (2005), *Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020*, Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur (DENA), Endbericht, Köln, 24. Februar 2005. Abgerufen aus dem World Wide Web am 08.02.2012: http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Erneuerbare/Dokumente/dena-Netzstudie_I.pdf

Department of Energy and Climate Change (2010), *UK Energy Sector Indicators 2010: Main Indicators*, London.

Department of Energy and Climate Change (2010), *UK Energy Sector Indicators 2010: Background Indicators*, London.

Department of Energy and Climate Change (DECC) (2011), *A brief guide to the carbon valuation methodology for UK policy appraisal*, Abgerufen aus dem World Wide Web am 23.11.2011: <http://www.decc.gov.uk/assets/decc/11/cutting-emissions/carbon-valuation/3136-guide-carbon-valuation-methodology.pdf>

Department for Environment, Food and Rural Affairs (Defra) (2007), *The Social Cost of Carbon and the Shadow Price of Carbon: What they are, and how to use them in economic appraisal in the UK*, Economics group, Defra, London.

Deutsche Rohstoffagentur (2011), *Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2011*, DERA Rohstoffinformation, Hannover.

Dincer, Ibrahim (1999), Environmental Impacts of Energy, *Energy Policy* Vol. 27 (14), 845-854.

Edelmann, Eva, Timo Dörrie, Thomas Reichenauer und Andreas P. Loibner (2011), *Ökologische Risikobeurteilung an Kontaminierten Standorten – Endbericht zum Arbeitspaket 3 des Projektes „Altlastenmanagement 2010“* (Neuausrichtung der Beurteilung und Sanierung von kontaminierten Standorten), Umweltbundesamt Wien.

Edenhofer Ottmar, Lotze-Campen Hermann, Wallacher Johannes, Reder Michael (Hrsg.) (2010), *Global aber gerecht: Klimawandel bekämpfen, Entwicklung ermöglichen*, Report des Potsdam-Instituts für Klimafolgenforschung und des Instituts für Gesellschaftspolitik München im Auftrag von Misereor und der Münchner Rück Stiftung, München.

EEFA (Energie und Umwelt Analysen) (2010), *Sicherheit unserer Energieversorgung – Indikatoren zur Messung von Verletzbarkeit und Risiken*, Untersuchung im Auftrag des Weltenergieerat, Münster, Berlin.

EEX (2012), *Transparency in Energy Markets*, Abgerufen am 5. März 2012 aus dem World Wide Web:
<http://www.eex.com/de/Transparenz/Kraftwerksdaten>

Energieinformationsdienst (2012), *Tankstellenmarge*, Abgerufen aus dem World Wide Web am 7. Februar 2012: <http://www.eid-aktuell.de/inhalt/statistiken/tankstellenmargen/>

Erdmann, G. (1992), *Energieökonomik. Theorie und Anwendungen*, Verlag der Fachvereine Zürich an den schweizerischen Hochschulen und Techniken, Zürich, Schweiz und B.G. Teubner Verlag, Stuttgart.

Europäische Kommission (2006), *EU Competitiveness Report 2006*, Office for Official Publications of the European Communities, Luxembourg.

European Environment Agency (2008), *Energy and environment report 2008*, Office for Official Publications of the European Communities, Luxembourg.

EU (1996), *Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt*, Abgerufen aus dem World Wide Web am 14.02.2012: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:31996L0092:DE:PDF>

EU (1998), *Richtlinie 98/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Juni 1998 betreffend gemeinsame Vorschriften für den*

Erdgasbinnenmarkt, Abgerufen aus dem World Wide Web am 14.02.2012:
<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:1998:204:0001:0012:DE:PDF>

Europäische Kommission (2006), *EU Competitiveness Report 2006*, Office for Official Publications of the European Communities, Luxembourg.

European Kommission: Joint Research Centre Institute for Environment and Sustainability (2010), *International Reference Life Cycle Data System (ILCD) Handbook – Framework and Requirements for Life Cycle Impact Assessment Models and Indicators*, Luxembourg.

European Environment Agency (2008), *Energy and environment report 2008*, Office for Official Publications of the European Communities, Luxembourg.

European Environment Agency (2012), *EU Emissions Trading System (ETS) data viewer*, Abgerufen aus dem World Wide Web am 2. Mai 2012:
<http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/data-viewers/emissions-trading-viewer>

Externe (2005), *Externalities of Energy*, A research project by the European Commission, Abgerufen aus dem World Wide Web am 10. November 2012: <http://www.externe.info>

Fischedick, M., R. Schaeffer, A. Adedoyin, M. Akai, T. Bruckner, L. Clarke, V. Krey, I. Savolainen, S. Teske, D. Urge-Vorsatz, R. Wright (2011), *Mitigation Potential and Costs*. In IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation [O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlomer, C. von Stechow (eds)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE)(Hrsg.) (2010), *Studie Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*, Freiburg.

Freedom House (2011), *Freedom in the World Comparative and Historical Data*, Abgerufen aus dem World Wide Web am 22.11.2011:
<http://www.freedomhouse.org/template.cfm?page=439>

Fronzel, M. und Schmidt, M. (2009), Am Tropf Russlands? Ein Konzept zur empirischen Messung von Energieversorgungssicherheit, *Perspektiven der Wirtschaftspolitik* Vol. 10(1), 79-91.

Frontier Economics und Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (Hrsg.) (2010), *Energiekosten in Deutschland - Entwicklungen, Ursachen und internationaler Vergleich (Projekt 43/09)*, Brüssel, Köln, London, Madrid.

Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (1990), Ein Service des Bundesministeriums der Justiz in Zusammenarbeit mit der juris GmbH. Abgerufen aus dem World Wide Web am 25.11.2011: <http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/uvpg/gesamt.pdf>

Guinée J.B., M. Gorrée, R. Heijungs, G. Huppes, R. Kleijn, L. van Oers, A. Wegener Sleeswijk, S. Suh, H.A. Udo de Haes, H. de Bruijn, R. van Duin, M.A.J. Huijbregts (2002). *Life Cycle Assessment: An Operational Guide to the ISO Standards*, Dordrecht (NL).

Hamilton, James D. (1996), This is What Happened to the Oil Price-Macroeconomy Relationship, *Journal of Monetary Economics* Vol.38, 215-220.

Hamilton, James D. (2003), What Is an Oil Shock?, *Journal of Econometrics* Vol. 113(2), 363-398.

Hartwick, John M. (1977), Intergenerational Equity and the Investing of Rents from Exhaustible Resources. *American Economic Review* Vol.67 (5), 972-974.

Heindl, P. (2012), *Transaction Costs and Tradable Permits: Empirical Evidence from the EU Emissions Trading Scheme*, ZEW Discussion Paper No. 12-021.

Hertwich, Edgar G., Sarah F. Mateles, William S. Pease und Thomas E. McKone (2006), *An Update of the Human Toxicity Potential with special Consideration of conventional Air Pollutants*, Industrial Ecology Programme (IndEcol) Working Paper 01/2006, Norwegian University of Science and Technology (NTNU) Trondheim.

Hunold, M., Laitenberger, U., Licht, G. Nikogasian, V., Stenzel, A., Ulrich, H. und Wolf, C. (2011), *Modernisierung der Konzentrationsberichterstattung*, Gutachten für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi). ZEW, Mannheim, Deutschland.

IAEA, UNDESA, IEA, Eurostat und EEA (2005), *Energy Indicators for Sustainable Development: Guidelines and Methodologies*, Wien.

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) (Hrsg.) (2008), *Stromerzeugungskosten im Vergleich*, Stuttgart.

Institute for Environment and Sustainability (IES) (2010), *Recommendations for Life Cycle Impact Assessment in the European context*, Luxembourg.

International Energy Agency (IEA) (2007), *Energy Security and Climate Policy-Assessing Interactions*, Paris.

International Energy Agency (IEA) (2009), *Towards a more energy efficient future – Applying indicators to enhance energy policy*, Paris.

International Energy Agency (IEA) (2011), *Personal Conversation*, 27.10.2011, Paris.

IPCC (1995), *Climate Change 1995, The Science of Climate Change: Summary for Policymakers and Technical Summary of the Working Group I Report*.

IPCC (2007), *Issues related to mitigation in the long-term context, in Climate Change 2007: Mitigation. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Eds. Metz, B., Davidson, O.R., Bosch, P.R. Dave, R. Meyer, L.A., Cambridge University Press, Cambridge.

Jansen, J. C. und A. J. Seebregts (2010), Long-term energy services security: What is it and how can it be measured and valued?, *Energy Policy* Vol. 38 (4), 1654-1664.

Junker, A. und U. Leprich (2010), *Stromwatch 3: Energiekonzerne in Deutschland*, Kurzstudie im Auftrag der Bundestagsfraktion Bündnis 90/ Die Grünen, Saarbrücken.

Kruyt, B., D. P. van Vuuren, H. J. M. de Vries und H. Groenenberg (2009), Indicators for Energy Security, *Energy Policy* Vol. 37 (6), 2166-2181.

Landesanstalt für Umwelt, Messung und Naturschutz Baden-Württemberg (2009), *Ozon: Wirkungen auf Menschen und Pflanzen*, Abgerufen aus dem World Wide Web am 07. März 2012: <http://www.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/18810/>

Lefèvre, N. (2010), Measuring the energy security implications of fossil fuel resource concentration, *Energy Policy* Vol. 38 (4), 1635-1644.

Löschel, Andreas und Ulrich Oberndorfer (2009), Oil and Unemployment in Germany, *Jahrbücher für Nationalökonomie und Statistik* Vol 229 (2-3), 146-162.

- Löschel, Andreas (2010): Umweltzölle – Das kleinere Übel? *Zeitschrift für Wirtschaftspolitik* Vol 59 (2), 174 – 181.
- Mas-Collel, A., Whinston, M.D., Green, J. (1995), *Microeconomic Theory*, Oxford: Oxford University Press.
- Mäder, Claudia (2009), *Klimaänderung – wichtige Erkenntnisse aus dem 4. Sachstandsbericht des zwischenstaatlichen Ausschusses für Klimaänderungen der Vereinten Nationen (IPCC)*, Umweltbundesamt, Berlin.
- Mennel, T. (2012), Das Erneuerbare-Energien-Gesetz - Erfolgsgeschichte oder Kostenfalle? *Wirtschaftsdienst*, 92, Sonderausgabe 2012, 17-22.
- Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie (2012), *Les prix de carburants*, Abgerufen am 21. Februar 2012 aus dem World Wide Web: <http://www.prix-carburants.economie.gouv.fr>
- Monopolkommission (2009), *Strom und Gas 2009: Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb, Sondergutachten 54 der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 EnWG*, Bonn.
- NEEDS (2009), *New external energy development for sustainability. Final outcomes*, Abgerufen aus dem World Wide Web am 14. Februar 2012: <http://www.needs-project.org/index.php>
- OECD, IEA und Eurostat (2005), *Handbuch Energiestatistik*, Paris.
- OECD (2011), *Bildung auf einen Blick 2011: OECD-Indikatoren*, Paris.
- Paul Scherrer Institut (2005), *Schwere Unfälle im Energiebereich, Energie-Spiegel – Facts für die Energiepolitik von morgen*, *Energiespiegel*, Nr.13.
- Paul Scherrer Institut (1998), *Energy-Related Severe Accident Database (ENSAD)*, 1998-dato.
- Pigou, A. C. (1920), *The Economics of Welfare*, London: Macmillan.
- Polity IV Project (2010), *Political Regime Characteristics and Transitions, 1800-2010*, Abgerufen aus dem World Wide Web am 22.11.2011: <http://www.systemicpeace.org/polity/polity4.htm>

Prognos (2005), *Energierreport IV - Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030*, Energiewirtschaftliche Referenzprognose, Oldenburg: Industrieverlag.

Rawls, J. (1971), *A theory of Justice*, Cambridge, Massachusetts: Harvard University Press.

Ray, J. L. (1998), Does Democracy Cause Peace?, *Annual Review of Political Science* Vol. 1, 27–46.

Ray, J. L. (2003), A Lakatosian View of the Democratic Peace Research Program, in: Elman, C. und M. Fendius Elman (Hrsg.), *Progress in International Relations Theory*, MIT Press, Cambridge, Massachusetts.

Rösener, A., Precht, C., Damkowski, W. (2007), *Bürokratiekosten messen - aber wie? Methoden, Intentionen und Optionen*, Edition Sigma, Berlin.

Scheer, H. (1998), Die Entropiesteuer, Kapitel 8 in *Sonnenstrategie*, Piper, München.

Schipper, L. und R. Haas (1997), The political relevance of energy and CO₂ indicators – An introduction, *Energy Policy* Vol. 25 (7-9), 639-650.

Schotter, A. (2008). *Microeconomics, A modern approach*, South Western Education Publishers.

Sen, A. (1970), The impossibility of a Paretian liberal. *Journal of Political Economy* Vol. 78 (1), 152-157.

Statistisches Bundesamt (2010), *Nachhaltige Entwicklung in Deutschland - Indikatorenbericht 2010*, Wiesbaden.

Stirling, A. (2010), Multicriteria diversity analysis: A novel heuristic framework for appraising energy portfolios, *Energy Policy* Vol. 38 (4), 1622-1634.

Stiglitz, J., Sen, A. und Fitoussi, J.-P. (2009), *Report by the Commission on the Measurement of Economic Performance and Social Progress*, Abgerufen am 5. September 2011 aus dem World Wide Web: www.stiglitz-sen-fitoussi.fr

Tol, R. (2005), The marginal damage costs of carbon dioxide emissions: an assessment of uncertainties, *Energy Policy* Vol. 33, 2064-2074.

Tol, R. (2010), The economic impact of climate change, *Perspektiven der Wirtschaftspolitik* Vol. 11(s1), 13-37.

Umweltbundesamt (1999). *Bewertung in Ökobilanzen. Methode des Umweltbundesamtes zur Normierung von Wirkungsindikatoren, Ordnung (Rangbildung) von Wirkungskategorien und zur Auswertung nach ISO 14042 und 14043 (Version '99)*, Berlin.

Umweltbundesamt (2005), *Klimawandel in Deutschland: Vulnerabilität und Anpassungsstrategien klimasensitiver Systeme*, Dessau.

Umweltbundesamt (2005), *Hintergrundinformation: Sommersmog*, Berlin.

Umweltbundesamt (2007a), *Ökonomische Bewertung von Umweltschäden. Methodenkonvention zur Schätzung externer Umweltkosten*, Dessau

Umweltbundesamt(2007b), *Praktische Anwendung der Methodenkonvention: Möglichkeit der Berücksichtigung externer Umweltkosten bei Wirtschaftlichkeitsrechnungen von öffentlichen Investitionen*, Dessau, Köln, Zürich

Umweltbundesamt (Hrsg.) (2009), *Klimaschutz und Versorgungssicherheit – Entwicklung einer nachhaltigen Stromversorgung*, Dessau

Umweltbundesamt (2009a), *Klimaänderung: Wichtige Erkenntnisse aus dem 4. Sachstandsbericht des Zwischenstaatlichen Ausschusses für Klimaänderungen der Vereinten Nationen (IPCC)*, Dessau

Umweltbundesamt (2009b), *Feinstaubbelastung in Deutschland*, Dessau.

Umweltbundesamt (2011a), *Critical Loads für Eutrophierung*, Abgerufen aus dem World Wide Web am 08. März 2012:
<http://www.umweltbundesamt-daten-zur-umwelt.de/umweltdaten/public/theme.do?nodent=3598>.

Umweltbundesamt (2011b), *Critical Loads für Versauerung*, Abgerufen aus dem World Wide Web am 07. März 2012: <http://www.umweltbundesamt-daten-zur-umwelt.de/umweltdaten/public/theme.do?nodent=3670>. Aufgerufen, Umweltbundesamt Berlin.

Umweltbundesamt (2011c), *Ökologische Risikobeurteilung an kontaminierten Standorten*, Dessau.

UNDP (2011), *Human Development Report 2011, Sustainability and Equity: A Better Future for All*, Palgrave McMillan, New York, New York.

Verivox (2012), *Tarife vergleichen und Geld sparen*, Abgerufen aus dem World Wide Web am 5. März 2012: <http://www.verivox.de>

Vivid Economics (2010), *The implicit price of carbon in the electricity sector of six major economies*, Report prepared for the Climate Institute, October 2010.

von Hayek, F. A.: 1948, *Individualism and economic order*, Chicago University Press, Chicago, Illinois.

Wenzel, B. und J. Nitsch (2010), *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global – Entwicklung der EEG-Vergütungen, EEG-Differenzkosten und der EEG-Umlage bis zum Jahr 2030 auf Basis eines aktualisierten EEG-Ausbaupfades*, Arbeitsgemeinschaft Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Technische Thermodynamik Abt. Systemanalyse und Technikbewertung Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE), Teltow.

Anhänge

Annex A: Protokoll des Workshops vom 14.12.2011

Die folgenden Seiten umfassen das Protokoll zum im Rahmen dieses Projektes durchgeführten Workshop.

Die Seitennummerierung in diesem Teil des Anhangs ist im Format **A„Seitenzahl“** gehalten.

A. Annex

**Protokoll
ZEW-Workshop: Indikatoren für
die energiepolitische
Zielerreichung**

in den Räumen der Wissenschaftsgesellschaft Gottfried Wilhelm Leibniz

14. Dezember 2011, Berlin

Stand: 14. Februar 2012

Verfasser: Florens Flues, Andreas Löschel, Frank Pothen, Jana Wackermann,
Stephanie Weiler, Nikolas Wölfing

Inhalt

A.1	Alphabetische Teilnehmerliste	A3
A.2	Hintergrund.....	A6
A.3	Workshopauftakt im Plenum.....	A7
A.4	Kleingruppendiskussionen zu einzelnen Zielen	A10
A.4.1	Wirtschaftlichkeit.....	A10
A.4.2	Umweltverträglichkeit	A14
A.4.3	Sicherheit	A18
A.5	Abschlusssitzung im Plenum.....	A25
A.6	Weitere Informationen zum Workshop	A26
A.6.1	Liste der neuvorgeschlagenen Indikatoren	A26
A.6.2	Teilnehmerliste nach Affiliation und Gruppeneinteilung	A29
A.6.3	Zusammenfassung der schriftlichen Rückmeldung nach dem Workshop.....	A33

A.1 Alphabetische Teilnehmerliste

Holger Ade	Wirtschaftsverband Stahl- und Metallverarbeitung
Stefan Albat	Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft
Dr. Ralf Bartels	Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie
Jan Burck	Germanwatch e.V.
Harald Dörr	Bundesnetzagentur
Michael Engelhardt	Bundesverband Glasindustrie
Prof. Dr. Georg Erdmann	TU Berlin Institut für Energietechnik
Kathrin Falk	Verband der Chemischen Industrie
Dr. Florens Flues	Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung
Hendrik Franke	Wirtschaftsverband Stahlbau- und Energietechnik
MinR Dr. Rainer Görden	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
Dr. Bernd Götz	Verband Deutscher Papierfabriken
Dr. Christian Hoffmann	e-fect
Roderik Hömann	Wirtschaftsvereinigung Stahl
Daniela Kirchner	e-fect
Dr. Wolfgang Langen	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
Dr. Inge Lippert	Deutscher Gewerkschaftsbund
Stefan Löchtefeld	e-fect
Prof. Dr. Andreas Löschel	Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung
Dr. Kai van de Loo	Vereinigung Rohstoffe und Bergbau
Uwe Maaßen	Vereinigung Rohstoffe und Bergbau
Dr. Georg Maue	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
Dr. Tim Mennel	Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung

Frederik Moch	Deutscher Gewerkschaftsbund
Manuel Mohr	Bundesverband Baustoffe, Steine und Erden
Marlen Nebelung	e-fect
Michael Nickel	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
Dr. Michael Niese	Wirtschaftsvereinigung Metalle
Diana Nissler	Umweltbundesamt
Dr. Ulrich Oberndorfer	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
Nicolas Oetzel	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
Jeannette Pabst	Umweltbundesamt
Dr. Aribert Peters	Bund der Energieverbraucher
Dr. Christian Pophal	Zentralverband Elektrotechnik und Elektroindustrie
Frank Pothen	Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung
Michael Ricke-Herbig	Verein der Zuckerindustrie
Gerrit Arnd Riemer	E.ON AG
Dr. Carsten Rolle	Bundesverband der Deutschen Industrie e.V.
Dr. Eberhard von Rottenburg	Bundesverband der Deutschen Industrie e.V.
Dimitri Rube	Bundesnetzagentur
Dr. Christoph Schäfer	Gesamtverband der deutschen Textil- und Modeindustrie
Maike Schmidt	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung
Georg Schroth	Bundesverband für Windenergie
Juliane Stephan	Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau
Jana Wackermann	Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung
Stephanie Weiler	Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung
Eva Wichmann	Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung

Regina Wilde	BASF
Dr. Stefan Wöhrl	Verband der Automobilindustrie
Nikolas Wölfing	Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung
Dr. Cornelia Ziehm	Deutsche Umwelthilfe
Dr. Hans-Joachim Ziesing	AG Energiebilanzen

A.2 Hintergrund

Im Rahmen des ZEW-Workshops zu Indikatoren für die energiepolitische Zielerreichung wurde Protokoll geführt. Im Folgenden werden die Äußerungen der Teilnehmer im Verlauf des Workshops in einem nicht wörtlichen Protokoll zusammengefasst. Ziel des Workshops war, eine breite Rückmeldung der Teilnehmer über den aktuellen Stand der Arbeiten des ZEW einzuholen. Es sollte den Workshopteilnehmern insbesondere die Möglichkeit gegeben werden, kritisch zu den verschickten Unterlagen zu Energieindikatoren Stellung zu nehmen. Selbstverständlich kann ein solcher Workshop nicht die ganze Breite der energiepolitischen Diskussion abbilden und entsprechend auch keine Repräsentativität beanspruchen. Vor diesem Hintergrund werden im Folgenden die Ergebnisse der Diskussionen im Workshop zusammengefasst. Die hierzu dargestellten Äußerungen der Teilnehmer spiegeln ausschließlich die Sichtweise der jeweiligen Person wider und entsprechen nicht notwendigerweise der Auffassung der Institution welcher die Person angehört. Darüber hinaus lässt sich aus diesem Protokoll kein allgemeiner Konsens oder Dissens einzelner Teilnehmer oder Institutionen mit den durch das ZEW vorbereiteten Arbeitsunterlagen ableiten. Schließlich lassen die hier dargestellten Positionen keinerlei Rückschlüsse auf die Ansichten des ZEW zu. Im Sinne der Lesbarkeit wird auf die Angabe von Titel und Affiliationen sowie auf die gleichzeitige Verwendung männlicher und weiblicher Sprachformen weitgehend verzichtet. Sämtliche verwendeten Personenbezeichnungen gelten gleichwohl für beiderlei Geschlecht. Die institutionelle Zugehörigkeit der einzelnen Personen ist durch die diesem Bericht vorangestellte alphabetische Liste nachvollziehbar. Zusätzlich wird die Teilnehmerliste nach institutioneller Zugehörigkeit der Teilnehmer gegliedert im Abschnitt A.6.2 erneut wieder gegeben. Die institutionelle Zugehörigkeit wird im Text vor allem dann verwendet, wenn Beteiligte Bezug auf Funktionen nehmen, die sie außerhalb des hier wieder gegebenen Workshops innehaben.

A.3 Workshopauftakt im Plenum

Nach einer Begrüßung der Workshop-Teilnehmer durch den Projektleiter am ZEW Andreas Löschel, in der er die Ziele des Workshops darstellte und insbesondere betonte, dass im Workshop „kein Konsens“ erreicht werden solle, gab der Moderator Christian Hoffmann von der durch das ZEW bestellten Firma effect eine kurze Einführung. Er beschrieb als Ziel des Workshops die Reflexion der Indikatoren durch eine breit gefächerte Expertise. Er wies die Teilnehmer darauf hin, die Indikatoren auf ihre Kriterienerfüllung hin zu überprüfen und dem ZEW neue Anregungen zu geben. Am Ende sollten „hochwertige und gute Informationen“ stehen, die anschließend in das Projekt einfließen können. Es erfolgte eine inhaltliche Einführung durch Andreas Löschel, in der er das bisherige Vorgehen und die Einordnung des Workshops im Projekt erläuterte. Er betonte, dass das ZEW eine „eigene wissenschaftliche Arbeit“ anfertige und hob hervor, dass es darum ginge, wie gut die einzelnen Indikatoren die Zielerreichung messen und nicht um ein Monitoring des Energiekonzepts.

Eine erste Wortmeldung kam von Georg Maue vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Er hielt es für wichtig und fair klarzustellen, wie der Workshop in Bezug auf das Monitoring der Energiewende durch die Bundesregierung einzuordnen sei. Der Workshop stelle eine von verschiedenen Äußerungen zum Monitoring dar. Insbesondere liege dem Workshop kein Auftrag des Ministeriums oder der Bundesregierung zugrunde. Daraufhin kam es zu einem Einwurf von Cornelia Ziehm. Sie wollte zunächst geklärt wissen, dass es sich nicht um ein Monitoring handele, was, ihrer Auffassung nach, aus der Workshopbeschreibung hervorgehe. Sie sah ihre Befürchtungen bestätigt, dass eine Objektivität und Repräsentativität durch den Workshop dargestellt werden soll, die so nicht gegeben sei. Hans-Joachim Ziesing, Mitglied in der von der Bundesregierung eingesetzten Expertenkommission zum Monitoring der Energiewende, ging auf diese Äußerungen ein: die Übung habe mit dem Monitoring nichts zu tun, und könne auch keine Bindungswirkung entfalten. Eine weitere Frage kam von Aribert Peters. Er fragte, ob die Indikatoren am Ende zu einem Gesamtmesswert aggregiert und wozu sie genutzt würden. Andreas Löschel (ZEW) gab Auskunft darüber, dass die Indikatoren auf eine kompakte Anzahl reduziert werden sollen und gegebenenfalls in Zeitreihen, absolut oder relativ, ausgewiesen würden. Im Weiteren

meldete sich Rainer Görge vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie zu Wort. Er unterstrich die Aussagen, dass der ZEW-Workshop nichts mit dem Monitoring der Bundesregierung zu tun habe, und sah den Workshop als Gelegenheit, etwas dazu zu lernen. Andreas Löschel, der von der Bundesregierung eingesetzten Expertenkommission zur Energiewende vorsitzt, bestätigte die Vorreden der Ministeriumsvertreter noch einmal. Ein Bezug des Workshops zum Monitoring-Prozess sei nicht gegeben und werde auch nicht suggeriert. Hendrik Franke mahnte, die Erwartungen nicht zu hoch zu schrauben. Er würdigte das große Interesse: „Wir haben heute die Gelegenheit miteinander, nicht übereinander zu sprechen. Ich freue mich, dass auch die NGOs vertreten sind [...]“. Er fand es jedoch bedauerlich, wenn der Workshop keine Impulse für das Monitoring lieferte.

Diana Nissler hatte eine methodische Frage. Ihr sei beim Durchgehen der Indikatorenliste aufgefallen, dass einige dieser Indikatoren schwer zu interpretieren seien. Sie wollte wissen, ob im weiteren Verlauf Benchmarks zur Erleichterung der Interpretation vorgesehen wären. Nikolas Wölfling vom ZEW bejahte, dass die Berücksichtigung von Vergleichsgrößen wichtig sei und diese intern diskutiert werde. Dies brachte Cornelia Ziehm und Georg Schroth zu der Frage, wie die Auswahl der 70 Indikatoren vom ZEW getroffen wurde. Georg Schroth wies dabei darauf hin, dass bei der Auswahl der Indikatoren auch auf andere, mit diesen in Zusammenhang stehende, geachtet werden müsse. Nikolas Wölfling verdeutlichte, dass das Zieldreieck als Leitlinie diene und die Vorauswahl lediglich eine Zusammenstellung auf Grundlage der verfügbaren Literatur sei. Er stellte es als besonderes wünschenswert dar, „wenn ein Indikator für sich genommen viel Aussagekraft besitzt“ und lud die Teilnehmer dazu ein weitere Indikatoren vorzuschlagen. Jan Burck wollte von den Projektleitern wissen, inwiefern die Investitionen im Verkehr und in der Gebäudesanierung bedacht wurden. „Eine Energiewende ist doch ohne Investitionen kaum vorstellbar“, sagte er in diesem Zusammenhang. Nikolas Wölfling nannte die Energiewende einen „breiten Begriff“: „Es ist nicht Aufgabe des Projekts diesen zu definieren. Wir orientieren uns an den Zielen des energiepolitischen Zieldreiecks.“ Zu den angesprochenen Sektoren sah er keinen direkten Zielbezug. Hans-Joachim Ziesing bat um die Erläuterung der Aussagen von Andreas Löschel (ZEW) „Wir machen das ökonomisch.“ Er fragte in diesem Zusammenhang nach der Bedeutung der Aussage. „Umweltökonomie definiert sich aus der Internalisie-

zung externer Effekte, also der Einpreisung von schädlichen Umweltwirkungen. Die ökonomische Betrachtung schließt also andere Dimensionen durchaus mit ein“, war die darauf eingehende Antwort von Andreas Löschel.

Abschließend zog Andreas Löschel ein Resümee, in dem er noch einmal betonte, dass der Endbericht und die spätere Ausarbeitung von Indikatoren nicht direktes Ergebnis des Workshops seien und die getroffenen Aussagen im Projektbericht des ZEW nicht gegen die Teilnehmer des Workshops verwendet werden könnten. Die Teilnahme am Workshop und der Projektbericht des ZEW seien getrennte Dinge. Ein Protokoll zum Workshop werde im Endbericht separat aufgeführt. Außerdem verwies er darauf, dass die Aktivität im Workshop in keinem Zusammenhang mit der Expertenkommission stehe. Christian Hoffmann (e-fect) leitete den Übergang in die Gruppen ein. Ein letzter Hinweis von Frank Pothén vom ZEW zur Benennung von Datenquellen für neu vorgeschlagene Indikatoren beendete die Plenumsdiskussion.

A.4 Kleingruppendiskussionen zu einzelnen Zielen

Die Zieldimensionen des energiepolitischen Zieldreiecks *Wirtschaftlichkeit*, *Umweltverträglichkeit* und *Sicherheit* wurden in einzelnen Arbeitsgruppen diskutiert.

Die Workshopteilnehmer wurden gemäß der Teilnehmerliste im Abschnitt A.6.2 in drei Gruppen unterteilt. Die Gruppen rotierten jeweils durch drei Räume, gemäß den drei energiepolitischen Zielen Umweltverträglichkeit, Sicherheit und Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung. Das hier vorgelegte Protokoll versucht die kritischen Diskussionen zu den drei Zielen abzubilden. In den Gruppen wurde von den Teilnehmern jeweils ein Indikator vermisst, der das Ziel als Ganzes erfasst. Auch wurde in mehreren Gruppen unabhängig voneinander ein transparenter Umgang mit fehlenden Daten und den dazugehörigen Indikatoren gewünscht. Weiterhin solle die internationale Vergleichbarkeit soweit möglich gewährleistet sein.

A.4.1 Wirtschaftlichkeit

Zu Beginn und während der Diskussionen wurden allgemeine Kritikpunkte angebracht. Rainer Görgen schlug vor, als einen umfassenden Indikator die Wertbilanz, den Energieverbrauch multipliziert mit Preisen bzw. Kosten, zu verwenden. Außerdem wurde allgemein auf die internationale Vergleichbarkeit hingewiesen. Hierzu gab es unterschiedliche Auffassungen. Beispielsweise gab es Stimmen, die für die Verwendung von nationalen Daten plädierten. Ein weiterer wichtiger Punkt für die Teilnehmer war der transparente Umgang mit einer mangelnden Datenlage. Georg Schroth wies darauf hin, dass dies kein Grund sein solle, einen Indikator auszuschließen. Auch Wolfgang Langen forderte das ZEW auf, Datenlücken von Seiten der öffentlichen Stellen explizit auszuweisen.

In den jeweiligen Kleingruppen wurde der Indikator „EEG-Umlage“ kritisch diskutiert. Für Aribert Peters ist dieser kein geeigneter Indikator für die Wirtschaftlichkeit, da in ihm die Merit Order Effekte als Energiekostenentlastung nicht enthalten seien. Er würde ihn eher in „Zusatzbelastung der Stromkosten durch Erneuerbare Energien“ umbenennen. Georg Schroth würde den Indikator schärfen, indem man die Indikatoren „EEG-Umlage“ und „Spotmarktpreise“ zusammenführe oder die Wertschöpfung, die durch die EEG-Umlage ent-

stehe, ausweise. Für Ralf Bartels misst dieser Indikator die Kosten für Strom aus Erneuerbaren Energien. Er plädierte daher für einen Indikator, der die Stromgestehungskosten von Erneuerbaren Energien beschreibt. Auch Ulrich Oberndorfer würde den Indikator derart umgestalten. Am Beispiel der Preise schlug Stefan Albat vor, einen Cluster zu strompreisbildenden Faktoren zu konstruieren. Christoph Schäfer sieht die EEG-Umlage als entscheidende Kostengröße in vielen Betrieben. Hans-Joachim Ziesing wies darauf hin, dass man dann auch die Ausnahmeregelungen der Umlage berücksichtigen sollte. Von Diana Nissler wurde hervorgehoben, dass die Umlage keine reine Kostenbelastung sei. Sie schlug deshalb vor, die EEG-Umlage aufzusummieren und sie im Verhältnis zu Gesamtinvestitionen zu setzen. Eine weitere Möglichkeit den Indikator umzugestalten sah Nicolas Oetzel darin, die Differenzkosten separat auszuweisen, um diese dann nach Ausgleichsregelung zu trennen. In Gruppe III schlug Dimitri Rube vor, den Indikator durch die „Durchschnittliche EEG-Vergütung nach einzelnen Energieträgern“ zu ersetzen. In einem schriftlichen Kommentar gab der Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau (VDMA) zu bedenken, dass der Ausbau der Erneuerbaren (Energien) nur dann unter Wirtschaftlichkeitsgesichtspunkten betrachtet werden könne, wenn der Merit Order Effekt mit einbezogen werde.

Über die EEG-Umlage kam Georg Erdmann zu dem Punkt, dass die Preise, die angegeben werden, nach ihren Komponenten aufgeschlüsselt werden müssten. Dies war auch Thema in Gruppe II im Zusammenhang mit den Netzentgelten. Auch diese sollten als eine Kostenkomponente in den Preisen ausgewiesen werden.

Die „Netzentgelte“ für Strom und Gas sah Harald Dörr als problematisch an, da es nicht das eine Netzentgelt gebe. Zur internationalen Vergleichbarkeit der Netzentgelte gab Harald Dörr auf Nachfrage durch das ZEW eine schriftliche Auskunft, in der er darlegt, dass dies nicht oder nur schwer möglich sei. Grund dafür seien die unterschiedlichen Definitionen der Netzentgelte in den einzelnen Ländern. Er wies jedoch darauf hin, dass demnächst ein neuer Indikator von der ERGEG (European Regulators Group for Electricity & Gas) veröffentlicht werden sollte, der sich „Strompreis für einen typischen Haushaltskunden“ nenne, und in dem die Netzentgelte als Preiskomponente ausgewiesen werden sollen. Verlässliche Aussagen über deren internationale Vergleichbarkeit seien allerdings bislang noch schwierig.

Der Indikator „Sozialversicherungspflichtig Beschäftigte in der Energiewirtschaft“ ist verschiedentlich auf Kritik gestoßen. Zum einen fehlte Ralf Bartels dazu die „Sozialversicherungspflichtig Beschäftigten in der energieintensiven Industrie“, aber auch in der Photovoltaik und Windenergie. Zum anderen wurde nachgefragt, warum die Selbstständigen ausgenommen wurden. Innerhalb dieser Diskussion kam der neue Indikator „Arbeitsplatzeffekte“ auf, der von Georg Schroth auch als „Nettoarbeitsplätze der Energieversorgung“ bezeichnet wurde. Roderik Hömann merkte an, dass die „Anzahl von Arbeitsplätzen“ nicht unbedingt ein guter Indikator für Wirtschaftlichkeit sei, da eine hohe Anzahl an Arbeitsplätzen auch ein Zeichen für Ineffizienz sein könne. In Gruppe I wurde hierzu angemerkt, dass die Produktionsfaktoren immer ins Verhältnis zum Output gesetzt werden müssten.

Der Indikator „Außenbeitrag der Energiegüter“ war zunächst nicht eindeutig verständlich und wurde daher kurz erläutert. Es wurde danach von Jan Burck für wichtig erachtet, die Importe und Exporte danach auszuweisen, woher sie stammen bzw. wohin sie gehen. Michael Niese bemerkte auch, dass nur Rückschlüsse auf die Effizienz gezogen werden könnten, wenn der Außenbeitrag marktgetrieben sei. Michael Engelhardt schlug einen Indikator zu „Im- und Exporte energieintensiv hergestellter Produkte“ vor. Ein weiterer Indikator diesbezüglich wurde von Michael Niese vorgeschlagen, bei dem die Import-Exportbilanz ausgewählter Rohstoffe betrachtet werde. Christian Pophal empfahl einen Indikator zu „Exportanteil Erneuerbarer Energien am Gesamtexport“ einzuarbeiten. Georg Erdmann riet daraufhin davon ab, einen Indikator zu Importanteilen aufzunehmen. Dieser würde Protektionismus in Deutschland gut heißen und umgekehrt den starken Export im Ausland verurteilen.

Rainer Görden sah Probleme bei der Verfügbarkeit des Indikators „Durchschnittliche Kosten der Haushalte für Energie“. Auch Aribert Peters machte auf mögliche Probleme aufmerksam, da man einen Mietshaushalt nur schwierig mit einem Einfamilienhaus-Haushalt vergleichen könne. Als Alternative schlug Harald Dörr vor, die Preissituation für Strom und Gas für den Endkunden und deren Verbrauch zu betrachten. Verwiesen sei hier nochmals auf den schriftlichen Hinweis von Harald Dörr zum neuen Indikator „Strompreis für einen typischen Haushaltskunden“ der Bundesnetzagentur.

Rainer Görge und Michael Niese merkten beim Indikator „Anteil der Energiekosten am Bruttoproduktionswert des verarbeitenden Gewerbes“ an, dass „Bruttoproduktionswert“ durch „Bruttowertschöpfung“ ersetzt werden sollte. Dadurch würden die Vorleistungen herausgerechnet. Christoph Schäfer machte darauf aufmerksam, dass beispielsweise für die Textilindustrie keine Energiestückkosten zur Verfügung stünden und deshalb der Bruttoproduktionswert geeigneter sei. In der Diskussion kam heraus, dass der Vorteil der Wertschöpfung die intersektorale Vergleichbarkeit sei. Hans-Joachim Ziesing befand die Ausweisung des Stromkostenanteils innerhalb des Indikators für interessant.

Die Wettbewerbssituation war ein weiteres wichtiges Thema in den einzelnen Diskussionen. Besonders Georg Erdmann plädierte dafür, einige Indikatoren aufzunehmen, die die Wettbewerbssituation des Energiesystems beschreiben. Der Indikator „Excess Returns“ wurde in diesem Zusammenhang von Regina Wilde und Michael Nickel kritisiert, da darin nur die börsenorientierten Unternehmen enthalten seien. Michael Nickel hielt das Konzentrationsmaß für geeigneter. Ebenso schlug er vor, den vorhandenen Wettbewerbsindikator „Lieferantenwechselquote“ um die Anzahl der Anbieter zu ergänzen. Auch sollte hier zwischen den Sektoren differenziert werden. Als weiterer Indikator wurden „Subventionen im Energiebereich“ genannt.

Bezüglich der Wettbewerbsfähigkeit in Bezug auf die Energieversorgung wurden „Abwandernde Unternehmen“ genannt. Hierzu ließen sich laut Georg Erdmann entsprechende Daten durch das Durchforsten von Handelsbilanzen nach Produktgruppen bekommen. Er brachte zudem den Vorschlag ein, Ratings von Energieunternehmen (Wie werden sie geratet?) zu betrachten. Damit wollte er hervorheben, dass es gefährlich für die Wirtschaftlichkeit der Energiewende werden könne, wenn einzelne Unternehmen keinen Zugang mehr zu Kapital hätten. Allerdings seien die Daten hierzu nicht transparent. Hendrik Franke schlug als Alternative „Kapitalbeschaffungskosten für Energieprojekte“ vor.

Im Workshop nannte Christian Pophal den neuen Indikator „Anteil Investitionen Erneuerbare Energien an Gesamtinvestitionen“. In einem schriftlichen Kommentar gab er nochmals genauer Auskunft darüber. Der Indikator wurde zu „Anteil der Investitionen im Bereich Energieeffizienz an den Gesamtinvestitionen pro Jahr“ präzisiert. Die Daten seien auf der Seite des Statistischen

Bundesamtes in der Fachserie 19 Reihe 3.1 verfügbar. Der Indikator solle die mangelnde bzw. hohe Investitionsbereitschaft in Deutschland widerspiegeln. Ein ähnlicher Vorschlag kam auch von Georg Maue der den Indikator als „Anteil der Investitionen Erneuerbarer“ vs. „Anteil Investitionen insgesamt“ beschrieb.

Die folgenden ergänzenden Indikatoren wurden im Workshop genannt, jedoch nicht weiter diskutiert:

- Einsatz der Erneuerbaren Energien im Bereich Energieintensive Industrie (Harald Dörr)
- Energieeffizienz im Gebäudebereich, Durchschnittlicher Energieverbrauch je beheizten Quadratmeter (Aribert Peters)
- Regionale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien (Jan Burck)
- Vermiedene Importkosten für fossile Brennstoffe (Studie von IÖW-Institut für ökologische Wirtschaftsforschung, Jan Burck)
- Verwendungszweck von Energiesteuereinnahmen (Aribert Peters)
- Dauer der Projektgenehmigung (Hendrik Franke)
- Verringerung der Importkosten, vermiedene externe Kosten, vermiedene Entsorgungskosten durch erneuerbare Energien (Georg Maue)
- Bruttowertschöpfung nach einzelnen Energieträgern im Inland (Gerrit Arnd Riemer)
- Investitionen in Energieinfrastruktur (Hendrik Franke)
- Kostenindikatoren für Backstop-Technologien (Georg Erdmann)

A.4.2 **Umweltverträglichkeit**

In allen drei Gruppen wurde als grundsätzliches Problem der Indikatoren für Umweltverträglichkeit angesehen, dass die bisherige Zusammenstellung der Indikatoren zu einseitig gewichtet sei und eine zu spezielle Vorauswahl darstelle. Fehlende Datenverfügbarkeit solle kein Ausschlusskriterium für die Aufnahme eines Indikators sein. Mit solchen potentiellen Indikatoren wurde ein transparenter Umgang gewünscht. Hans-Joachim Ziesing bemängelte wei-

terhin die Vorabbewertung der Indikatoren anhand des Zielbezugs. Dadurch finde eine Vorabpriorisierung statt. Außerdem sah er Schwierigkeiten bei der Differenzierung der Bewertungsmaßstäbe „gering“ und „mittel“.

Es wurde als wichtig betrachtet, bevorzugt Daten aus nationalen Datenbanken zu verwenden, da diese die Primärdatenquellen für die Datenanbieter IEA und Eurostat seien. Auch in einem schriftlichen Kommentar wies Uwe Maaßen nochmals darauf hin und begründete dies zusätzlich mit einer früheren Verfügbarkeit der Daten bei der AG Energiebilanzen. Allerdings wiesen Hendrik Franke und Regina Wilde darauf hin, dass die internationale Vergleichbarkeit der Daten Relevanz für die Bewertung habe.

Besonders diskutiert wurde der Indikator „Durch Windkraftanlagen getötete Vögel und Fledermäuse“. Teilnehmer in allen Gruppen betrachteten ihn als zu speziell und als negativen Indikator für die Erneuerbaren Energien, was wiederum als einseitige Betrachtung ausgelegt wurde. Um einen Ausgleich zu anderen Technologien und Anlagen zu schaffen wurden verschiedene Indikatoren vorgeschlagen. Cornelia Ziehm regte diverse Indikatoren zu Beeinträchtigung der menschlichen Gesundheit, Verschmutzung der Gewässer, von Fischfang befreite Regionen durch Offshoreanlagen und Flächenverbrauch durch konventionelle Kraftwerksanlagen an. Jeannette Pabst schlug den Indikator „Durch Erneuerbare Energien vermiedene Treibhausgasemissionen“ vor. In den Gruppen II und III wurde, als Alternative dazu weitere Indikatoren aufzunehmen, ein allumfassender Biodiversitätsindikator vorgeschlagen. Regina Wilde schlug den Indikator „Naturfremde Emissionen“ vor, dem Abfall, Landschaftsverbrauch, Gewässerschadstoffe, Lärm und Luftschadstoffe zugeordnet werden sollen.

Bei den Indikatoren zu Emissionen und Energieeffizienz gab es die Anregung, diese für einzelne Sektoren getrennt auszuweisen. Als sektorenspezifischer Indikator wurde die „Energieeffizienz im Verkehr“ hervorgehoben. Auch die „Energetische Sanierungsrate“ solle als Indikator für die Umweltverträglichkeit Berücksichtigung finden, trotz schwieriger Datenlage. Georg Maue merkte diesbezüglich an, dass das Ministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung Daten habe. Außerdem wurde in diesem Zusammenhang auch von Ralf Bartels angeregt, den „Raumwärmebedarf“ als Indikator aufzunehmen. Am Ende der dritten Gruppe gab es ein Zeitfenster, in dem es Frank Pothen (ZEW) möglich

war, nach den Ergebnissen der vom BMWi in Auftrag gegebenen Studien zu den Anwendungsbilanzen zu fragen. Rainer Görge gab Informationen dazu. Die Erhebungen wären repräsentative, wissenschaftlich belastbare Studien. Einziges Problem sei, dass die aktuelle Erhebung nicht mit den Schätzungen aus den vorangegangenen Jahren kompatibel sei, da in der Energiebilanz der Absatz von Heizöl angegeben würde, in der aktuellen Erhebung jedoch der Heizölverbrauch.

Weiterhin wurden die Indikatoren „Mittlere Strahlenexposition der Bevölkerung durch Kernkraftanlagen“ und „Hochradioaktive Abfälle aus energetischer Nutzung von Kernenergie“ in allen drei Gruppen diskutiert. Die Meinungen hierzu waren sehr vielfältig. In Gruppe III empfand Georg Maue den erst genannten Indikator durch die Abschaltung der Kraftwerke als problematisch und Christian Pophal bewertete diesen als unabhängig von der Energiewende, da die Kraftwerke bis 2020 abgeschaltet würden. Auch Harald Dörr betrachtete die Formulierung als problematisch und empfahl sie allgemeiner zu halten, also auch auf Zwischenlager und Endlager zu erweitern, da diese auch nach 2020 noch relevant seien. Diskutiert wurde auch, ob anstatt des Mittelwertes die Strahlung in einem gewissen Radius, beispielsweise um das Kraftwerk herum, genommen werden sollte. Dabei gab Harald Dörr zu bedenken, dass es schwer sei, einen Grenzwert für den Radius festzulegen.

Nicolas Oetzel kritisierte bezüglich der Hochradioaktiven Abfälle, dass hier nur eine Extremposition betrachtet wird. Die Anteile von Abfällen mit niedriger und mittlerer Strahlung betrügen zwischen 80% und 90%. Genauso sah er dies als ein Problem bei den Indikatoren zur mittleren Strahlenexposition und den schweren Unfällen im Energiebereich. Bezüglich der Hochradioaktiven Abfälle schlug Regina Wilde vor, auch Abfälle anderer Anlagen aufzunehmen und diese innerhalb des Indikators zu clustern. Georg Maue gab hier zu bedenken, dass Schadstoffabfälle nicht so einfach differenziert werden können, da kein Wertesystem angelegt werden könne.

Jan Burck machte darauf aufmerksam, dass der Indikator „Flächenverbrauch des Energiesystems“ ein sehr politischer Indikator sei, der leicht missbraucht werden könnte. Auch Diana Nissler erklärte, dass der Flächenverbrauch einer konventionellen Anlage anders gewertet werden müsse, als der von Erneuer-

baren Energien. Widerspruch gab es hierzu von Michael Niese, der der Ansicht war, die Anlagen müssten nicht unterschieden werden.

Der Indikator „Externe Effekte der Energieversorgung“ wurde in allen Gruppen angesprochen. Es wurde stets die Zuverlässigkeit der Datengrundlage hinterfragt. Eberhard von Rottenburg merkte an, dass in den in Studien erhobenen Zahlen immer Wertungen enthalten seien. Hendrik Franke äußerte sich hierzu ebenfalls kritisch und hielt die Externen Effekte im ökologischen Fußabdruck für enthalten, empfahl jedoch einen Indikator zu erstellen, unter dem all diese Effekte zusammengefasst würden. Im Nachgang zum Workshop sandte Diana Nissler per E-Mail eine Quellenangabe für die Ermittlung externer Kosten. Es gebe eine Methodenkonvention zu externen Kosten, die mit den Emissionen verschiedener Schadstoffe zusammenhängen. Diese Methodenkonvention wurde 2007 vom Umweltbundesamt erstellt, und werde momentan überarbeitet.

Unklarheiten gab es bei der Definition des Indikators „Clean Energy Patents“, da hier nicht deutlich wurde, wie „Clean“ abgegrenzt werde. Frank Pothén (ZEW) wies darauf hin, dass die Definition von „Clean Energy Patents“ vom Europäischen Patentamt festgelegt werde. Auch die „Energiebedingten Treibhausgasemissionen“ waren Teil der Diskussion, da diese so nicht im Energiekonzept der Bundesregierung angegeben seien. Hans-Joachim Ziesing wies daraufhin, dass laut Energiekonzept die gesamten Treibhausgase reduziert werden sollen. In Gruppe II regte Rainer Görden an, auch die „Energiebedingten CO₂-Emissionen“ aufzunehmen, anstatt die Treibhausgasemissionen insgesamt zu betrachten. Diese seien früher verfügbar und ein guter Frühindikator für die gesamten Treibhausgasemissionen.

Die unterschiedliche Bewertung des Zielbezugs von „Anteil von Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch“ und „Anteil von Erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch“ wurden hinterfragt und Hans-Joachim Ziesing empfahl, deren Bewertungen anzugleichen.

Christian Pophal erwähnte während des Workshops zwei weitere Indikatoren, die seiner Meinung nach aufgenommen werden sollten. Zum einen nannte er „Anteil des Umsatzes durch Energieeffizienztechnologien am gesamten Unternehmensumsatz“ und zum anderen „Abschlüsse in Studiengängen/Fachkräfte

mit Energiebezug“, wobei er darauf hinwies, dass der letztere nicht isoliert betrachtet werden könne.

Im Nachhinein ging ein schriftlicher Nachtrag beim ZEW ein, der diese Indikatoren folgendermaßen konkretisierte: „1. Zahlen von Studienanfängern bestimmter relevanter Studiengänge (Ingenieure insb. der Elektrotechnik, Maschinen- und Anlagenbau, Informatik, Mathematik, Naturwissenschaften etc.) in Relation zur Gesamtzahl der Studienanfänger (Daten verfügbar beim Statistischen Bundesamt) 2. Zahlen von Absolventen bestimmter relevanter Studiengänge (Ingenieure insb. der Elektrotechnik, Maschinen- und Anlagenbau, Informatik, Mathematik, Naturwissenschaften etc.) in Relation zur Gesamtzahl der Absolventen (Daten verfügbar beim Statistischen Bundesamt).“

In Gruppe II wurde am Ende noch das Thema „Akzeptanz der Energiepolitik“ diskutiert und nach einem entsprechenden Indikator dafür gesucht. Stefan Albat merkte an, dass dies für die Investitionssicherheit sehr wichtig sei und daher auch für die Versorgungssicherheit. Als Datengrundlage ziehe er verschiedene Umfragen und Studien zur Akzeptanz der Energiepolitik in Deutschland heran. Aribert Peters wies darauf hin, dass Akzeptanz sowohl bremsend als auch beschleunigend wirken könne. Nach Harald Dörr würde die Akzeptanz durch die steigende Zahl neuer Technologien besser dokumentiert. Ralf Bartels gab zu bedenken, dass das energiepolitische Zieldreieck keine soziale Dimension enthalte, dies sei Teil der Nachhaltigkeit.

Es gab am Rande noch eine Diskussion zum Import von Strom aus Kohlekraftwerken. Dabei wurde vor allem angemerkt, dass die Herkunft des Stroms bzw. der Ressource beachtet werden solle. Gerrit Arnd Riemer bemängelte die Investition im Inland in Erneuerbare Energien bei gleichzeitigem Import von Kohlestrom aus dem Ausland, da dadurch die CO₂-Bilanz gesteigert würde. Georg Maue merkte jedoch an, dass dies aufgrund einer Marktnachfrage geschehe und Eberhard von Rottenburg hob hervor, dass man zwischen den physikalischen Stromflüssen und den tatsächlichen marktbasieren Stromflüssen unterscheiden müsse.

A.4.3 Sicherheit

Rainer Görge empfand die Indikatoren grundsätzlich als zu „stromlastig“. Er wies daraufhin, dass Probleme auch in anderen Versorgungsbereichen be-

stunden, die bislang nicht ausreichend berücksichtigt würden. Jan Burck merkte eine unzureichende Betrachtung der Nachfrageseite an. In diesem Zusammenhang wurde in allen Gruppen die Notwendigkeit zusätzlicher Daten über abschaltbare Leistungen und Demand Side Management angesprochen. Harald Dörr wies darauf hin, dass es dazu bislang noch keine Daten gebe, die Agentur sich jedoch derzeit intensiv damit beschäftige.

In allen drei Gruppen wurde über die zwei Indikatoren „Alter des Elektrizitätsnetzes“ und „Investition der Netzbetreiber“ diskutiert. Einige Teilnehmer (Michael Nickel, Georg Erdmann) wiesen im Hinblick auf den Indikator „Investitionen in Netze“ darauf hin, dass der Indikator nur einen Teilaspekt abdecke. Es wurde mehrfach vorgeschlagen, gleichermaßen „Investitionen in Kraftwerke“ und „Alter der Kraftwerke“ ebenso wie „Investitionen in Netze“ und „Alter der Netze“ zu berücksichtigen. Von Georg Erdmann wurde die Aufzählung noch einmal erweitert: „Investitionen auf allen Ebenen betrachten. Hoch-Niederspannungsebene, Gebäude, Elektromobilität, Smart Meter. An fehlenden Investitionen lässt sich ein zukünftiges Versorgungsproblem ableiten.“ Nicolas Oetzel schlug vor, den Investitionen einen Bedarf gegenüber zu stellen. Harald Dörr warnte in der Gruppe II davor, die Investitionen als Indikator zu sehen, da Planwerte nie mit den tatsächlichen Investitionen übereinstimmten. Daraufhin empfahl Georg Erdmann einen Soll-Ist-Vergleich an Investitionen, um die tatsächliche Investitionslücke festzustellen.

Im Hinblick auf die Aussagefähigkeit des Indikators „Alter des Elektrizitätsnetzes“ gab es kontroverse Meinungen. Michael Engelhardt stellte die Relevanz des Indikators in der Gruppe II in Frage und für Hans-Joachim Ziesing war der Indikator nicht aussagekräftig, da er keinen Aufschluss über den Zustand des Netzes gebe. Er sollte seiner Meinung nach aus der Liste gestrichen werden. Michael Nickel stimmte dem zu und schliesse gleichfalls das Alter der Kraftwerke aus. Harald Dörr merkte an, das Alter sei durchaus eine relevante Größe. Er nannte mehrere Faktoren, wie Alter und Revisionen, die für die Versorgungssicherheit wichtig seien, und gab zudem den Hinweis, dass in Deutschland Erneuerungsbauten im Netzbereich nicht dem aktuellen Stand der Technik entsprächen. Georg Erdmann und Harald Dörr waren sich einig, dass nicht nur das Stromnetz, sondern auch der Erzeugungsbereich und letztlich die Kette von der Erzeugung bis hin zur Endabnahme, betrachtet werden solle. Michael Engelhardt unterstrich die Aussagen in der Gruppe II: „Das gesamte Sys-

tem, vom Kraftwerk bis zum Smart Meter.“ Wolfgang Langen befand diese Auswahl erst für interessant, wenn sich etwas ändert. Er sprach von 100.000 km vorhandenen Leitungen, die das Alter dominieren: „Das Alter wird weitgehend stehen bleiben, gibt es Veränderungen über die Jahre?“

In Gruppe III gab es von Hendrik Franke den Vorschlag, die Indikatoren in einer Matrix zusammen zu fassen. Er hielt es für unwichtig, wer investiert und empfahl den Indikator „Investitionen in Netze“ in „Investitionen in die Energieinfrastruktur“ umzubenennen und anschließend in Kraftwerke/Netze/Speicher zu unterteilen: „[...]dasselbe gilt auch für Alter, das kann man umbenennen in ‚Alter der Infrastruktur‘ und dann wieder unterteilen in Kraftwerke/Netze/Speicher. In der technischen Dimension wird nicht subsumiert, sondern zwischen Kraftwerken/Netzen getrennt. Das sollte auch hier berücksichtigt werden!“ Weiterhin stellte er fest, dass es bei der Informationslage zu Investitionen in Kraftwerke immer Probleme gebe. Er sprach von möglichen Datenquellen, wusste jedoch nicht, inwiefern diese öffentlich verfügbar seien. „Das Alter allein sagt aber noch nichts über den Zustand des Netzes aus“, argumentierte Nikolas Wölfling (ZEW) und sprach das Problem des ZEW mit diesem Indikator an. Gerrit Arnd Riemer fiel in dem Zusammenhang die Wertung des Zielbezugs „Mittel“ auf und bat darum diesen auf „Gering“, aus dem von Nikolas Wölfling genanntem Grund, abzustufen. Christian Pophal schlug einen Alternativindikator „Abschreibungen“ vor: „Je weniger Abschreibung ich noch übrig habe, desto weniger gut ist das Netz“. Dieser Gedankengang wurde von Regina Wilde übernommen, die die Maßzahl „Investition relativ zur Abschreibung“ vorschlug. Dimitri Rube erachtete eine weitere Unterteilung nach Funktionalität (Übertragung-, Verteilnetzbetreiber) als sinnvoll und war der Meinung, dass der Indikator hierdurch an Aussagekräftigkeit gewinne.

Zusätzlich zum Alter des Elektrizitätsnetzes und zu den Investitionen wurde von Kai van de Loo in Gruppe I ein Indikator, der den Gütegrad des Netzes widerspiegele, vorgeschlagen. Dieser umfasse dann seiner Meinung nach auch Gas-Pipelines, LNG-Terminals und Kuppelstellen. Verfügbare Daten sollten laut Michael Nickel bei der Bundesnetzagentur zu finden sein.

In allen Gruppen wurden der Indikator „SAIDI“ und andere Möglichkeiten zur Messung von Versorgungsunterbrechungen sowie Spannungs- und Frequenzschwankungen angesprochen. SAIDI messe nur Versorgungsunterbrechungen

ab einer bestimmten Zeit (Bsp. Strom erst ab 3 Minuten) und es würden keine Auswirkungen aufgrund höherer Gewalt einbezogen, so die Kritik. Weil es keine veröffentlichten Statistiken gibt, sah Carsten Rolle es als erforderlich an, Statistiken für kurzfristige Versorgungsunterbrechungen (Frequenz- und Spannungsschwankungen), zu erheben. Diese Meinung unterstrich Michael Niese. Weitere Kritik im Hinblick auf den Indikator sei seine Rückwärtsgerichtetheit, die von Georg Erdmann angesprochen wurde. Allerdings gebe es laut Harald Dörr und Micheal Engelhardt im Moment keinen besseren Indikator, der nach vorne gerichtet sei. Die Auswirkungen von Versorgungsunterbrechungen auf die Produktion könnten laut Georg Erdmann durch den „Value of Lost Load“ ermittelt werden. Als Datenquelle nennt er das EPRI Institut in Kalifornien. Regina Wilde war der Meinung, dass ein Indikator „Spannungsqualität“ (Toleranzen der Qualitätsparameter, International Electrotechnical Commission) mehr Aspekte messe als der SAIDI. In Verbindung mit der Verletzung des n-1 Kriteriums als Frühindikator sah sie einen hohen Zielbezug. Dieses Kriterium wurde auch bereits in einer anderen Gruppe von Georg Erdmann angesprochen. Er schlug vor zu messen wer/wann zu einem n-0, n-1, n-2 Kriterium versorgt sei. Von Harald Dörr erhielt das ZEW folgenden schriftlichen Hinweis: „Die Frage wie man Spannungsqualität über einen belastbaren Indikator operationalisieren kann, wird zur Zeit auch bei der Bundesnetzagentur hausintern diskutiert. Hier können wir aber gegenwärtig mit keinem Lösungsweg dienen.“

Indikatoren zu Importen und Exporten wurden insbesondere in den Gruppen I und II ausführlich diskutiert. Georg Erdmann schlug vor, die zahlreichen Importindikatoren zusammenzufassen, da diese oft sehr einseitig seien. Er stellte bei der Diskussion um Importabhängigkeit ein symmetrisches Problem fest, welches auf der Exportseite ebenfalls existiere. Er empfahl für die wichtigsten Im-/Exportländer die Diversifikation mit dem Residual-Supply-Index zu messen, welcher die Aussage über die Verhandlungsposition eines Landes ermöglicht. Rainer Görge (BMW) fand den Ansatz von Georg Erdmann interessant, betonte jedoch, den traditionellen Importindikator aufgrund der Datenlage und der politischen Relevanz nicht aus den Augen zu verlieren. Der Ansatz wurde von Georg Erdmann kritisiert, “[...] als Land, das am meisten vom Export abhängig ist, sollte man sich nicht auf solch eine Diskussion einlassen. Wir wollen in der Lage sein, die Energie zu bezahlen, brauchen jedoch keine Energieautarkie. Das zeigt ja auch das Beispiel DESERTEC.“ Einen ähnlichen Gedanken ver-

folgten auch Jan Burck und Michael Nickel in der Gruppe I, als sie davon sprachen, dass der Gedanke des europäischen Binnenmarktes durchbrochen werden solle. Es wurde von Michael Nickel als sinnvoll erachtet, auch die Ex-/Importentwicklung, insbesondere bei Strom, wegen der Nichtspeicherbarkeit zu berücksichtigen. Er bewertete Indikatoren, die darauf abzielen als sehr wichtig, insbesondere unter Berücksichtigung der derzeitigen Frage wie Strom aus Atomkraft ersetzt werden solle. Hans-Joachim Ziesing warnte davor zusätzlich bei Importen nach Gefahrenklassen zu unterscheiden, so wie dies bei einer Gewichtung der Lieferländer nach politischen Kriterien der Fall sei. Ulrich Oberndorfer erachtete es als notwendig, neben den Herkunftsländern die Transitrouten bei Importen zu berücksichtigen. Ein zusätzlicher Datenvorschlag zu Importen von Primärenergie kam von Kai van de Loo. Das österreichische Wirtschaftsministerium verfüge über Bergbaudaten zur Konzentration der Länder bei über 70 Rohstoffen, sowie zusätzliche Klassifikation mit Daten zur Einstufung der politischen Stabilität der Länder von der Weltbank, so Kai van de Loo.

Hans-Joachim Ziesing plädierte in Gruppe I dafür, die oberirdischen Gasspeicher und die Öl-Notfallreserven äquivalent zum Indikator „Kapazitäten der Stromspeicher“ aufzunehmen. In Gruppe III waren sich Eberhard von Rottenburg und Diana Nissler einig, dass es wenig zielführend sei, die Speicherkapazitäten an sich zu betrachten. Der Bedarf an Speicher sollte in die Betrachtung einfließen. Regina Wilde empfahl, den Zielbezug auf gering abzustufen.

Der Indikator „Angeschlossene Erzeugungsleistung (Nettonennleistung)“ wurde von Nicolas Oetzel kritisiert, da Erneuerbare Energiequellen aufgrund einer Mindestgrenze (<100 MW) weitgehend herausfalle. Hans-Joachim Ziesing gab ihm Recht und verwies darauf, eine andere Quelle als die Bundesnetzagentur einzubeziehen. Georg Maue plädierte dafür, das Kraftwerksforum (Zusammenarbeit BMWi/Netzwerk) als Quelle aufzunehmen, da dort auch Beobachtungen unter 100 MW mit einbezogen würden.

Als weiterer Indikator wurde vorgeschlagen „Beitrag der Energieträger zur gesicherten Leistung“. Den Indikator „Verbleibende gesicherte Leistung zum Zeitpunkt der Höchstlast“ befanden die Teilnehmer des Workshops als unzureichend. „Die Tageshöchstlast greift nur einen Aspekt heraus. Bei weiterem Ausbau der Erneuerbaren mag es Verschiebungen geben, die unberücksichtigt

bleiben. Es gibt Volllaststunden und Schwankungen durch Wind etc. Im Bezug darauf muss der Sicherheitsbeitrag einzelner Energieträger abgeleitet werden“, argumentierte Wolfgang Langen. Diana Nissler verdeutlichte noch einmal, wie wichtig es sei, das Energiesystem als Ganzes zu betrachten: „[...]wenn man Speichermöglichkeiten für Wind hätte würde ja auch der Beitrag von Wind an der gesicherten Leistung steigen.“ „ Wenn man aber eine Zeitreihe betrachtet und einen Blick auf die Effizienz haben möchte, kann man sich den Indikator: „Anteil gesicherter Leistung an installierter Kapazität“ anschauen“, schlug Regina Wilde vor und wurde von Eberhard von Rottenburg unterstützt. Nikolas Wölfling (ZEW) warf die Frage auf, wie kritisch die Aussage des Indikators in Bezug auf Fluktuationen in der Nachfrage sei und wie die Einstufung des Indikators durch das ZEW beurteilt werde. Regina Wilde schätzte die Verständlichkeit des Indikators höher ein. Georg Maue sprach davon, dass der Indikator in einem flexiblen System hinfällig sei, weil man nicht mehr von gesicherter Leistung ausgehen müsse. Der Indikator suggeriere daher mehr Aussagefähigkeit als er tatsächlich biete, weil er sich auf ein System beziehe was zukünftig nicht mehr relevant sei. Er fand im Gegensatz zu Hendrik Franke, dass der Indikator unflexibel, unverständlich und für das Ziel Versorgungssicherheit nicht geeignet sei. Harald Dörr verdeutlichte in der Gruppe II die Probleme, die mit der komplexen Messung der Jahreshöchstlast verbunden seien. In den vier Regelzonen Deutschlands gebe es unterschiedliche kritische Zeitpunkte, die insgesamt zu einem Wert für die gesamte Bundesrepublik zusammengefasst werden. Die Berechnung der Bundesnetzagentur blende ebenfalls Ex-/Importe in der Berechnung aus, so Harald Dörr.

Der Indikator „Verbundgrad des Stromnetzes“ wurde in der Gruppe II angesprochen. Hier schlugen sowohl Georg Erdmann als auch Harald Dörr vor, die Bezeichnung von Strom auf Energie abzuändern und somit alle leitungsgebundenen Energien einzubeziehen. Georg Erdmann riet ebenfalls diesen Indikatoren mit einem Weiteren zu verbinden, welcher angebe wie viel Prozent der Stromkunden n-0, n-1, n-2 versorgt werden.

Hans-Joachim Ziesing forderte die Einbeziehung des Indikators „Anteil der KWK an der Bruttostromerzeugung“ unter das Ziel Sicherheit der Energieversorgung. Wichtiger als das erachtete Ulrich Oberndorfer die „Anteile von heimischer und nicht-heimischer Energie am Bruttostromverbrauch und an den

Erneuerbaren“. Kai van de Loo unterstrich die Wichtigkeit der von Ulrich Oberndorfer genannten Indikatoren.

Gerrit Arnd Riemer erachtete es als wünschenswert, einen Indikator zu erhalten, der die Stellung im internationalen Vergleich in Bezug auf Genehmigungsverfahren verdeutliche. Eine Datenquelle gebe es bislang jedoch nicht. Die Anteile Erneuerbarer sollten immer durch einzelne Energieträger ersetzt werden. „Die Diversifizierung in zwei Blöcke - Fossile und Erneuerbare - reicht nicht aus um valide Aussagen zu treffen“, so Hendrik Franke.

Georg Maue wies abschließend darauf hin, dass sich die Relevanz verschiedener Faktoren im Laufe der Zeit ändern werde, weil sie auf das heutige Energiesystem ausgerichtet seien. Ein Parameter, der die „Flexibilität des Energiesystems“ widerspiegele, ist laut Georg Maue einer der wichtigsten Indikatoren, die abgebildet werden sollten.

A.5 Abschlusssitzung im Plenum

Andreas Löschel (ZEW) startete die Abschlussdiskussion mit einer Zusammenfassung des Workshops und mit einem Ausblick über die nächsten Schritte, die zu tun seien. „Weiße Flecken müssen bedacht und gefüllt werden“. In diesem Zusammenhang nannte er das Clustering, das erwogen werde, und einzelne Indikatoren unter Überschriften zusammenfassen solle. Er hielt es für wichtig, so ein neues Konstrukt zum Auffangen der fehlenden Indikatoren zu schaffen. Zum Abschluss des Workshops eröffnete er eine Runde für weitere konkrete Rückmeldungen. Eine erste Wortmeldung kam von Rainer Görge, der sich für die sehr informative Veranstaltung bedankte. Er bewertete die vielen geäußerten Wünsche im Hinblick auf neue Indikatoren als schwierig und wies vor allem auf die Problematisierung der Datenbasis hin, die für ihn nicht hinreichend besprochen wurde. Michael Niese plädierte für eine Verlängerung der Deadline für die Nachreichung der schriftlichen Kommentare zu den Indikatoren. Es wurde von Andreas Löschel entschieden, dass die Deadline bis zum 15. Januar 2012 verlängert wird. Das ZEW behielt sich jedoch vor, Kommentare, welche nach dem 31. Dezember 2011 eingereicht werden, nicht mehr in den Workshopbericht einzuarbeiten. Regina Wilde bedankte sich bei den Protokollantinnen für ihre Arbeit und Andreas Löschel beendete den Workshop.

A.6 Weitere Informationen zum Workshop

A.6.1 Liste der neu vorgeschlagenen Indikatoren

- Energieverbrauch multipliziert mit Preisen bzw. Kosten (Wirtschaftlichkeit)
- Stromgestehungskosten von Erneuerbaren Energien (Wirtschaftlichkeit)
- Cluster zu Strompreisbildenden Faktoren (Wirtschaftlichkeit)
- Durchschnittliche EEG-Vergütung nach einzelnen Energieträgern (Wirtschaftlichkeit)
- Sozialversicherungspflichtig Beschäftigte in der energieintensiven Industrie (Wirtschaftlichkeit)
- Nettoarbeitsplätze der Energieversorgung (Wirtschaftlichkeit)
- Arbeitplatzeffekte (Wirtschaftlichkeit)
- Im- und Exporte energieintensiv hergestellter Produkte (Wirtschaftlichkeit)
- Import-Exportbilanz ausgewählter Rohstoffe (Wirtschaftlichkeit)
- Exportanteil Erneuerbarer Energien am Gesamtexport (Wirtschaftlichkeit)
- Subventionen im Energiebereich (Wirtschaftlichkeit)
- Abwandernde Unternehmen (Wirtschaftlichkeit)
- Ratings von Energieunternehmen (Wirtschaftlichkeit)
- Kapitalbeschaffungskosten für Energieprojekte (Wirtschaftlichkeit)
- Anteil Erneuerbarer Energien an Gesamtinvestitionen (Wirtschaftlichkeit)
- Investitionen im Bereich Energieeffizienz an den Gesamtinvestitionen pro Jahr (Wirtschaftlichkeit)
- Anteil der Investitionen Erneuerbarer vs. Anteil Investitionen insgesamt (Wirtschaftlichkeit)
- Einsatz der Erneuerbaren Energien im Bereich Energieintensive Industrie (Wirtschaftlichkeit)

- Energieeffizienz im Gebäudebereich, Durchschnittlicher Energieverbrauch je beheizten Quadratmeter (Wirtschaftlichkeit)
- Regionale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien (Wirtschaftlichkeit)
- Vermiedene Importkosten für fossile Brennstoffe (Wirtschaftlichkeit)
- Verwendung von Energiesteuern (Wirtschaftlichkeit)
- Dauer der Projektgenehmigung (Wirtschaftlichkeit)
- Verringerung der Importkosten, vermiedene externe Kosten, vermiedene Entsorgungskosten (Wirtschaftlichkeit)
- Bruttowertschöpfung nach einzelnen Energieträgern im Land (Wirtschaftlichkeit)
- Investitionen in Energieinfrastruktur (Wirtschaftlichkeit)
- Kostenindikatoren für Backstop-Technologien (Wirtschaftlichkeit)
- Beeinträchtigung der menschlichen Gesundheit (Umweltverträglichkeit)
- Verschmutzung der Gewässer (Umweltverträglichkeit)
- Durch Offshore-Windkraft von Fischfang befreite Gebiete (Umweltverträglichkeit)
- Flächenverbrauch durch konventionelle Kraftwerksanlagen (Umweltverträglichkeit)
- Durch Erneuerbare Energien vermiedene Treibhausgasemissionen (Umweltverträglichkeit)
- Allumfassender Biodiversitätsindikator (Umweltverträglichkeit)
- Naturfremde Emissionen (Umweltverträglichkeit)
- Anteil des Umsatzes durch Energieeffizienztechnologien am gesamten Unternehmensumsatz (Umweltverträglichkeit)
- Abschlüsse in Studiengängen/Fachkräfte mit Energiebezug (Umweltverträglichkeit)

- Erzeugungsleistungen aller Formen Erneuerbarer Energien (Umweltverträglichkeit)
- Investitionen auf allen Ebenen der Stromversorgung (Hoch-/ Niederspannungsebenen, Gebäude, Elektromobilität, Smart Meter) (Sicherheit)
- Abschreibungen z.B. Bei Netzen (Sicherheit)
- Investition relativ zur Abschreibung (Sicherheit)
- Spiegelbildliche Exportabhängigkeit (Sicherheit)
- Gütegrad des Netzes (Sicherheit)
- Spannungsqualität, Toleranzen der Qualitätsparameter (Sicherheit)
- Beitrag zur gesicherten Leistung der Energieträger (Sicherheit)
- N-0, N-1, N-2 Kriterium in der leitungsgebundenen Energieversorgung → Anzahl der betroffenen Endkunden (Sicherheit)
- Anteil von heimischer und nicht-heimischer Energie am Bruttostromverbrauch (Sicherheit)
- Anteil von heimischer und nicht-heimischer Energie an den Erneuerbaren (Sicherheit)
- Erzeugungsleistungen aller Formen Erneuerbarer Energien (Sicherheit)
- Erzeugungsleistung aller fossilen Energieträger (Sicherheit)
- Gesicherte Leistung (Sicherheit)
- Flexibilität des Energiesystems (Sicherheit)

A.6.2 Teilnehmerliste nach Affiliation und Gruppeneinteilung*i. Geladene Experten*

Dr. Hans-Joachim Ziesing	AG Energiebilanzen Gruppe I
Dr. Aribert Peters	Bund der Energieverbraucher Gruppe II
Dr. Georg Maue	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit Gruppe III
Nicolas Oetzel	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit Gruppe I
MinR Dr. Rainer Görgen	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie Gruppe II
Dr. Wolfgang Langen	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie Gruppe III
Dr. Ulrich Oberndorfer	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie Gruppe I
Harald Dörr	Bundesnetzagentur Gruppe II
Dimitri Rube	Bundesnetzagentur Gruppe III
Georg Schroth	Bundesverband für Windenergie Gruppe II
Dr. Cornelia Ziehm	Deutsche Umwelthilfe Gruppe I
Dr. Inge Lippert	Deutscher Gewerkschaftsbund Gruppe II
Frederik Moch	Deutscher Gewerkschaftsbund Gruppe III

Jan Burck	Germanwatch e.V. Gruppe I
Prof. Dr. Georg Erdmann	TU Berlin Institut für Energietechnik Gruppe II später III
Diana Nissler	Umweltbundesamt Gruppe III
Jeannette Pabst	Umweltbundesamt Gruppe I
Maike Schmidt	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff- Forschung Gruppe II

ii. Experten aus dem Konsortium

Regina Wilde	BASF Gruppe III
Manuel Mohr	Bundesverband Baustoffe, Steine und Erden Gruppe I
Dr. Carsten Rolle	Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. Gruppe II
Dr. Eberhard von Rottenburg	Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. Gruppe III
Michael Nickel	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft Gruppe I
Michael Engelhardt	Bundesverband Glasindustrie Gruppe II
Gerrit Arnd Riemer	E.ON AG Gruppe III
Dr. Christoph Schäfer	Gesamtverband der deutschen Textil- und Modeindustrie
Dr. Ralf Bartels	Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie Energie Gruppe II
Dr. Stefan Wöhrl	Verband der Automobilindustrie Gruppe III

Kathrin Falk	Verband der Chemischen Industrie Gruppe I
Juliane Stephan	Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau Gruppe II
Dr. Bernd Götz	Verband Deutscher Papierfabriken Gruppe III
Ricke-Herbig Michael	Verein der Zuckerindustrie Gruppe I
Stefan Albat	Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft Gruppe II
Uwe Maaßen	Vereinigung Rohstoffe und Bergbau Gruppe III
Dr. Kai van de Loo	Vereinigung Rohstoffe und Bergbau Gruppe I
Holger Ade	Wirtschaftsverband Stahl- und Metallverarbeitung Gruppe II
Hendrik Franke	Wirtschaftsverband Stahlbau- und Energietechnik Gruppe III
Dr. Michael Niese	Wirtschaftsvereinigung Metalle Gruppe I
Roderik Hömann	Wirtschaftsvereinigung Stahl Gruppe II
Dr. Christian Pophal	Zentralverband Elektrotechnik und Elektroindustrie Gruppe III

iii. Moderation

Dr. Christian Hoffmann	e-fect
Daniela Kirchner	e-fect
Stefan Löchtefeld	e-fect
Marlen Nebelung	e-fect

iv. ZEW

Dr. Florens Flues	Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung
Prof. Dr. Andreas Löschel	Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung
Dr. Tim Mennel	Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung
Frank Pothén	Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung
Jana Wackermann	Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung
Stephanie Weiler	Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung
Eva Wichmann	Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung
Nikolas Wölfing	Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung

A.6.3 Zusammenfassung der schriftlichen Rückmeldung nach dem Workshop

Jochen Reinschmidt (Zentralverband Elektrotechnik und Elektroindustrie (ZVEI)) schlug die Indikatoren „Zahlen von Studienanfängern bestimmter relevanter Studiengänge“ und „Zahlen von Absolventen bestimmter relevanter Studiengänge“ vor. Er begründete diese mit dem Bedarf an qualifizierten Fachkräften zur Umsetzung der Energiewende.

Uwe Maaßen (Vereinigung Rohstoffe und Bergbau) wies darauf hin, dass die Daten zum Energieverbrauch von Eurostat und IEA mit einer Verzögerung von mindestens 18 Monaten verfügbar seien. Bei der AG Energiebilanzen seien sie bereits nach Ende des Jahres bzw. nach ca. 7 Monaten erhältlich.

Juliane Stephan (VDMA) kritisierte, die Mischung von sehr speziellen und breit angelegten Indikatoren sei inhomogen. Sie fügte hinzu, der Anteil der Erneuerbaren Energien gebe keinen Aufschluss darüber, ob dieser ökonomisch erreicht wurde. Außerdem müsse die ökonomische Bewertung des Ausbaus Erneuerbarer Energien auch den Merit-Order-Effekt mit einbeziehen.

Christian Pophal (ZVEI) sandte dem ZEW Vorschläge zu Datenquellen für die Indikatoren zu, die er auf dem Workshop vorgeschlagen hat.

Diana Nissler (UBA) wies auf verschiedene Quellen hin. Die im Auftrag des UBA erstellte Methodenkonvention zur Schätzung externer Umweltkosten sowie deren Anwendungsstudie. Die Daten zu energiebedingten Emissionen im Informationsportal des UBA „Daten zur Umwelt“. Außerdem den „Statusbericht zur Umsetzung des Integrierten Energie- und Klimaschutzprogramms der Bundesregierung“.

Ottmar Edenhofer (Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung) schlug den Indikator „Levelized Cost of Energy“ (LCOE) vor.

Hans Diefenbacher (Forschungsstätte der Evangelischen Studiengemeinschaft, FEST) wies darauf hin, dass Sicherheit und Umweltverträglichkeit, seiner Meinung nach, umfassender definiert werden könne, als dies in den Einleitungsunterlagen zum Workshop geschehen sei. Außerdem solle darauf geachtet werden, dass bei der Wirtschaftlichkeit auch die dynamische Effizienz hinreichend beachtet werde. Zudem schlug er, vor soziale Folgen als weitere Dimen-

sion neben Sicherheit, Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit zu berücksichtigen. Er hielt es für wichtig, die Indikatoren ausreichend auszudifferenzieren und warnte davor, Indikatoren aufgrund mangelnder Datenlage zu vernachlässigen. Das ZEW solle auch aufzeigen, an welchen Stellen Bedarf bestehe.

Bezüglich einzelner Indikatoren hob Hans Diefenbacher hervor, die CO₂-Emissionen der gesamten Produktionskette zu betrachten. Zudem erwähnte er, durchschnittliche Ausgaben für Energie seien mehr ein Indikator für schlechte Wärmedämmung und schlechte ÖPNV-Service als für Wohlstand. Für Schadstoffe und externe Effekte solle auf die Methodenkonvention des UBA zurückgegriffen werden. Bezüglich Energieproduktivität gäbe es Ansätze des Statistischen Bundesamtes zu Import und Exporteffekten um den Strukturwandel zu berücksichtigen. Die Differenz der Energieabgabepreise zwischen Endverbrauchern (Haushalten) und Industrie solle als eigener Indikator ausgewiesen werden. Für die Schadstoffbelastung der Luft könnten auch Grenzwertüberschreitungen berücksichtigt werden.

Annex B: Indikatorenübersichten

Die folgenden Seiten umfassen die im Rahmen dieses Projektes erarbeiteten Indikatorenübersichten in alphabetischer Reihenfolge.

Die Seitennummerierung in diesem Teil des Anhangs ist im Format **B„Seitenzahl“** gehalten. Das folgende Inhaltsverzeichnis listet die Indikatoren mit spezifischer Seitenzahl auf.

Inhalt

Abfälle der Energieversorgung	B4
Absatzmarktanteil der fünf größten Kraftstoffanbieter	B5
Abweichung der deutschen Energiepreise von europäischen Durchschnittspreisen	B6
Allgemeine Luftschadstoffkosten	B7
Alter des Elektrizitätsnetzes	B8
Alter des Kraftwerksparks.....	B9
Angeschlossene Erzeugungsleistung (Netto-Nennleistung).....	B10
Anteil der Energiekosten am Bruttoproduktionswert des verarbeitenden Gewerbes	B11
Anteil der Konsumausgaben der Haushalte für Energie im Durchschnitt.....	B12
Anteil der Konsumausgaben für Energie von Haushalten mit niedrigem Einkommen.....	B13
Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung an der Bruttostromerzeugung.....	B14
Anteil von erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch	B15
Anteil von erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch	B16
Anteil der Endkunden, die nach dem n-1-Kriterium versorgt werden	B17
Anzahl an installierten Smart Metern.....	B18
Ausgaben und Personal in der Forschung im Bereich Energie	B19
Außenbeitrag der Energiegüter	B20
Bestand an Elektrofahrzeugen.....	B21
Bruttoinlandsverbrauch an Primärenergie	B22
Bruttoinlandsverbrauch von Elektrizität.....	B23
Clean Energy Patents	B24
CO ₂ -Intensität der Stromerzeugung	B25
Cumulative Availability Curve von Öl, Gas und Kohle	B26
Differenz (Spread) zwischen Endkunden- und Großhandelspreisen für Elektrizität.....	B27
Differenz (Spread) zwischen Endkunden- und Großhandelspreisen für Gas	B28
Differenz zwischen Endkunden- und Großhandelspreisen für Kraftstoff (Tankstellenmarge)	B29
Diversifikation der Antriebsarten im Verkehrssektor.....	B30
EEG-Umlage/ -Differenzkosten.....	B31
Eingriffe der ÜNB nach §13 EnWG.....	B32
Endenergieverbrauch (Energetischer Endverbrauch)	B33
Endenergieverbrauch im Verkehr.....	B34
Energetische Sanierungsrate	B35
Energiebedingte Bodenemissionen	B36
Energiebedingte Emissionen von Luftschadstoffen	B37
Energiebedingte Schwermetallemissionen	B38
Energiebedingte Treibhausgasemissionen	B39
Energiebedingte Wasseremissionen	B40

Einfluss der Energieversorgung auf die Biodiversität/ Biologische Vielfalt.....	B41
Energieproduktivität (Makroökonomische Energieeffizienz).....	B42
Erzeugungsleistung der deutschen Offshore-Windparks	B43
„Excess Returns“ bei Energieversorgungsunternehmen	B44
Externe Effekte der Energieversorgung.....	B45
Flächeninanspruchnahme der Energieversorgung.....	B46
Gesamte Energiesystemkosten	B47
Gesamtwirtschaftliche Ausgaben für Endenergie gemäß wertmäßiger Energiebilanz.....	B48
Grenzübergangspreis Erdgas	B49
Grenzübergangspreise (Importkosten) Rohöl	B50
Grenzübergangspreise für Drittlandskohle	B51
Herfindahl-Hirschman-Index (HHI) im Stromgroßhandel.....	B52
Herfindahl-Hirschman-Index (HHI) der Primärbereitstellung von Gas.....	B53
Hochradioaktive Abfälle aus energetischer Nutzung von Kernenergie.....	B54
Hochschulabsolventen in für Energie relevanten Feldern	B55
Implizite Energiesteuern.....	B56
Importanteil am Energieverbrauch	B57
Importdiversifikation gemäß Herfindahl-Hirschman-Index (HHI)	B58
Importe von Energie	B59
Importe von Energie aus demokratisch nicht gefestigten Ländern	B60
Importrisikoindikator („Versorgungsrisiko-Indikator“) nach Frondel und Schmidt	B61
Investitionen der Netzbetreiber	B62
Investitionen in den Kraftwerkspark	B63
Investitionen und laufende Ausgaben für Umweltschutz im Energiebereich.....	B64
Kapazität der Stromspeicher	B65
Kapazitäten zur unterirdischen Speicherung von Erdgas.....	B66
Levelized Costs of Energy (LCOE).....	B67
Lieferantenwechselquoten.....	B68
Marge Elektrizitätsvertrieb.....	B69
Marge Gasvertrieb.....	B70
Materialverbrauch der Energieerzeugung.....	B71
Mittlere Strahlenexposition der Bevölkerung durch Kernkraftanlagen	B72
Netzentgelte Gas	B73
Netzentgelte Strom.....	B74
Nichtinternalisierte externe Kosten der Energieversorgung.....	B75
Nichtinternalisierte Treibhausgaskosten.....	B76
„Ökologischer Fußabdruck“ des Energiesystems	B77
Preise für Endverbraucher (IEA)	B78

Preise für Gas bei Abgabe an industrielle Verbraucher (Eurostat).....	B79
Preise für Gas bei Abgabe an private Haushalte (Eurostat)	B80
Preise für Strom bei Abgabe an industrielle Verbraucher (Eurostat).....	B81
Preise für Strom bei Abgabe an private Haushalte (Eurostat)	B82
Preiselastische Stromnachfrage bezogen auf den Gesamtverbrauch.....	B83
Preiselastizität der Nachfrage nach Kraftstoffen.....	B84
Prozentuale Abweichung des höchsten realisierten Wochenpreises vom Jahresmittelwert	B85
Raumwärmebedarf.....	B86
Residual Supply Index (RSI) der Stromerzeugung.....	B87
Revealed Comparative Advantage (RCA) energieintensiver Industrien	B88
SAIDI (Versorgungsstörungen im Elektrizitätsnetz).....	B89
Schadstoffbelastung der Luft.....	B90
Schwere Unfälle im Energiebereich.....	B91
Sozialversicherungspflichtig Beschäftigte in der energieintensiven Industrie	B92
Sozialversicherungspflichtig Beschäftigte in der Energiewirtschaft.....	B93
Spannungsqualität im Stromnetz	B94
Spotmarktpreise für Emissionsrechte an der EEX (Carbix).....	B95
Spotmarktpreise für Strom (Phelix Monat)	B96
Statische Reichweite der Reserven von Öl, Gas und Kohle	B97
Störfälle in Kernkraftwerken nach International Nuclear Event Scale (INES)	B98
Subventionen pro Energieträger (pro Jahr / kumuliert).....	B99
Technische Energieeffizienz.....	B100
Verbleibende gesicherte Leistung zum Zeitpunkt der Höchstlast.....	B101
Verbundgrad des Stromnetzes	B102
Volatilität von Energieträgerpreisen.....	B103
Volatilität der Spotmarktpreise für Strom.....	B104
Wassernutzung zur Kühlung von Kraftwerken	B105

Abfälle der Energieversorgung

Der Indikator gibt die Menge an Abfällen an, die im Energiesystem anfallen. Dabei wird nicht nur die Stromerzeugung, sondern z.B. auch die Förderung von Rohstoffen oder die Entsorgung von Kraftwerken berücksichtigt. Hochradioaktive Abfälle, insbesondere Brennstäbe aus Kernkraftwerken, werden in einem eigenen Indikator berücksichtigt.

Quelle	Statistisches Bundesamt. Abfallentsorgung. Fachserie 19, Reihe 1.
Datengrundlage	Verschiedene. Z. b. Auswertung von Nachweisscheinen nach §10 Nachweisverordnung (NachwV) und Befragung zulassungspflichtiger
Zeitliche Abdeckung	Jährlich.
Regionale Abdeckung	Deutschland.
Nutzung	

Anmerkungen:

Die Klassifikation der Abfälle erfolgt nach der Europäischen Abfallverordnung. Daher liegen die Abfallarten detailliert aufgeschlüsselt vor. Besonders problematische Abfälle werden gesondert ausgewiesen. Insbesondere die Trennung nach gefährlichen und ungefährlichen Abfällen, wie auch vom Statistischen Bundesamt vorgenommen, sollte aufrechterhalten werden.

Kritisch sind insbesondere solche Abfälle, die unsachgemäß entsorgt werden und so in die Umwelt gelangen. Über das Ausmaß, in dem dies geschieht, kann der Indikator keine Aussagen machen.

Veröffentlichung der Daten frühestens 12 Monate nach Ablauf des jeweiligen Bezugsjahres.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
	Mittel	Gut	Gut

Absatzmarktanteil der fünf größten Kraftstoffanbieter

Der Indikator misst die strukturelle Marktmacht der Bereitstellung von Ottokraftstoffen und Diesel. Er ist definiert als der summierte Marktanteil von Aral, Shell, ConocoPhillips, Total und Esso, denen das Bundeskartellamt (2011) nachgewiesen hat, ein marktbeherrschendes Oligopol zu bilden.

Quelle	Energieinformationsdienst
Datengrundlage	Datenerhebung des Energieinformationsdienstes (privater Datenanbieter)
Zeitliche Abdeckung	2007-2009.
Regionale Abdeckung	Deutschland.
Nutzung	Bundeskartellamt (2011). Sektoruntersuchung Kraftstoffe. Bericht gemäß § 32e Abs. 3 GWB

Anmerkungen:

Der Indikator berücksichtigt nur strukturelle Marktmacht der fünf größten Kraftstoffanbieter. Der Indikator zeigt zwar Marktmacht an, ist für sich aber kein Beweis, dass tatsächlich Marktmacht ausgeübt wird. Im Rahmen der Sektoruntersuchung Kraftstoffe (Bundeskartellamt 2011), hat sich heraus gestellt, dass die fünf größten Anbieter tatsächlich Marktmacht ausüben.

Die Liste der relevanten Unternehmen ist an mögliche Veränderungen auf dem Markt anzupassen.

Die Ermittlung der Absatzmarktanteile ist nicht transparent und die Daten des Energieinformationsdienstes sind kostenpflichtig.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
	Gering	Gering	Mittel
Mittel			

Abweichung der deutschen Energiepreise von europäischen Durchschnittspreisen

Der Indikator weist die Abweichung der deutschen Energiepreise von europäischen Durchschnittspreisen aus. Die Daten werden in den für Deutschland typischen Nachfragebändern erhoben und ausgewiesen.

Quelle	Eurostat (nrg_pc_202, nrg_pc_202_h, nrg_pc_203, nrg_pc_203_h, nrg_pc_204, nrg_pc_204_h, nrg_pc_205, nrg_pc_205_h).
Datengrundlage	Berichte von nationalen statistischen Behörden, Ministerien, etc. Validierung durch Eurostat.
Zeitliche Abdeckung	Halbjährlich, ab 1985.
Regionale Abdeckung	EU27, Türkei, Kroatien, Norwegen.
Nutzung	Neu

Anmerkungen:

Das reine Preisniveau ist ökonomisch schwer zu bewerten, es betrachtet bei Wettbewerb eigentlich nur die Knappheit der Ressource Energie.

Durch die Differenzbildung zum europäischen Durchschnittspreis werden zumindest Teile des Einflusses von Weltmarktpreisen herausgerechnet. Allerdings wird dabei nicht berücksichtigt, dass europäische Länder aufgrund unterschiedlicher Energieinfrastrukturen auch unterschiedlich stark von Schwankungen auf den Weltmärkten abhängig sind.

Die europäischen Energieverbrauchspreise unterscheiden sich auch durch unterschiedliche natürliche Gegebenheiten und dadurch, inwieweit externe Kosten internalisiert werden.

*In Bezug auf Kosteneffizienz ist der Zielbezug mittel, vgl. hierzu auch das Kapitel Wirtschaftlichkeit.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
	Gut	Gut	Gut
Gering*			

Allgemeine Luftschadstoffkosten

Der Indikator beschreibt die externen Kosten, die durch Luftschadstoffe entstehen.

Quelle	Soziale Kosten von Luftschadstoffen: Methodenkonvention Umweltbundesamt. Luftschadstoffemissionen: Umweltbundesamt.
Datengrundlage	Soziale Kosten von Luftschadstoffen: Modellbasiert. Luftschadstoffemissionen: Energiebilanzen, Emissionsfaktoren auf Basis von Messungen durch das Umweltbundesamt.
Zeitliche Abdeckung	Soziale Kosten: feste Schätzungen. Luftschadstoffemissionen: Jährlich, seit 1990.
Regionale Abdeckung	Deutschland
Nutzung	Neu, Soziale Kosten: Umweltbundesamt.

Anmerkungen:

Die Daten zu sozialen Kosten von Luftschadstoffkosten sind modellbasiert und beruhen auf einer Reihe von Annahmen, die in der Methodenkonvention des Umweltbundesamtes deutlich gemacht werden.

Die Daten zu Luftschadstoffemissionen werden mit einer Verzögerung zum Bezugsjahr von über 12 Monaten veröffentlicht. Endgültig werden die Daten erst nach ca. 2 Jahren.

Die Internalisierung von Luftschadstoffkosten wird in dem Indikator nicht berücksichtigt.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
	Gut	Gering	Gut
Mittel			

Alter des Elektrizitätsnetzes

Der Indikator gibt die Altersstruktur der Betriebsmittel im Stromnetz an. Dazu wird das durchschnittliche Alter bestimmter Komponenten des Stromnetzes (Masten, Transformatoren, Leistungsschalter, Trennschalter) ausgewiesen (vgl. Bundesnetzagentur (2011): Bericht gemäß §63 Abs. 4a EnWG zur Auswertung der Netzzustands- und Netzausbauberichte der deutschen Elektrizitätsübertragungsnetzbetreiber).

Quelle	Bundesnetzagentur: Berichte zur Auswertung der Netzzustands- und Netzausbauberichte der deutschen ÜNB.
Datengrundlage	Berichte der Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur.
Zeitliche Abdeckung	2008, 2011.
Regionale Abdeckung	Deutschland.
Nutzung	Bundesnetzagentur (2008, 2011): Bericht gemäß §63 Abs. 4a EnWG (alt) zur Auswertung der Netzzustands- und Netzausbauberichte der deutschen Elektrizitätsübertragungsnetzbetreiber. Bonn. Consentec/ IAEW/ EWI (2010): Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung. Abschlussbericht.

Anmerkungen:

Der Indikator lässt nur indirekt auf den Zustand des Stromnetzes schließen und vernachlässigt inwieweit die Betriebsmittel den tatsächlichen Anforderungen gerecht werden und inwieweit sie Wartungen und Revisionen unterzogen werden. Für ein vollständiges Bild ist auch die Altersstruktur des Kraftwerksparks von Bedeutung. Jedoch kann ein solcher Indikator bei gleichbleibender Versorgungsaufgabe Hinweise auf zukünftigen Investitionsbedarf geben.

Der Bericht basierte auf den Netzzustands- und Netzausbauplanungsberichten der vier Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 12 Abs. 3a EnWG (a. F.), welche gemäß dem novellierten EnWG nun nicht mehr zu erstellen sind. In diesem Zusammenhang entfällt auch die Berichtspflicht der Bundesnetzagentur gemäß § 63 Abs. 4a EnWG (a. F.). Durch die Bundesnetzagentur erfolgt momentan keine Erhebung von Daten zur Altersstruktur der Netzbetriebsmittel in Energieversorgungsnetzen (weder Übertragungsnetze noch Verteilernetze).

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
Gering	Gering	Gut	Gut

Alter des Kraftwerksparks

Das Alter des Kraftwerksparks kann als das Durchschnittsalter der Kraftwerke seit Inbetriebnahme berechnet werden. Die Kraftwerkskapazitäten werden hierfür mit der Netto-Nennleistung gewichtet.

Quelle	Erhebung der Bundesnetzagentur.
Datengrundlage	Kraftwerksliste der BNetzA.
Zeitliche Abdeckung	Rückrechenbar auf Grundlage der Erhebung.
Regionale Abdeckung	Deutschland
Nutzung	

Anmerkungen:

Der Indikator kann bei gleichbleibender Versorgungsaufgabe Hinweise auf den zukünftigen Investitionsbedarf geben.

Der Indikator lässt jedoch nur indirekt auf den Zustand der Kraftwerke schließen, weil Erhaltungsmaßnahmen oder Teilerneuerungen nicht abgebildet werden können.

Der Indikator erlaubt keine Aussage darüber, ob der Kraftwerkspark der Nachfrage gerecht wird, in Bezug auf Kapazität und Lastverlauf. Damit ist nur ein sehr indirekter Bezug zur Versorgungssicherheit gegeben.

Zielbezug		Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
Gering		Gut	Gut	Gut

Angeschlossene Erzeugungsleistung (Netto-Nennleistung)

Die Netto-Leistung eines Kraftwerkes entspricht der Leistung, die tatsächlich ins Netz eingespeist werden kann. Die Nennleistung ist die „Dauerleistung einer Erzeugungs-, Übertragungs- und Verbrauchsanlage, für die sie gemäß den Lieferbedingungen bestellt ist“ (Bundesnetzagentur (2010): Monitoringbericht 2010. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 4 EnWG i.V.m. § 35 EnWG).

Quelle	Kraftwerksliste der BNetzA.
Datengrundlage	Meldungen der Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur.
Zeitliche Abdeckung	Ab 2011.
Regionale Abdeckung	Deutschland.
Nutzung	Bundesnetzagentur (2011): Monitoringbericht 2011. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 EnWG i.V.m. § 35 EnWG. EWI/consentec (2008): Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung

Anmerkungen:

Der Indikator stellt eine Maßzahl für die gesamte Stromerzeugungsleistung dar. Er trifft keine Aussage darüber, ob die bereitgestellte Leistung adäquat zur benötigten Leistung ist.

Der Indikator kann auch separat nach Energieträgern ausgewiesen werden.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
Gering	Gut	Gut	Gut

Anteil der Energiekosten am Bruttoproduktionswert des verarbeitenden Gewerbes

Der Indikator gibt an, wie hoch der Anteil des Energieverbrauchs am Bruttoproduktionswert von Unternehmen aus den Sektoren „Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden“ (NACE-Abschnitt B) und „Verarbeitendes Gewerbe/Herstellung von Waren“ (NACE-Abschnitt C) ist.

Quelle	Statistisches Bundesamt. Kostenstruktur der Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes - Fachserie 4 Reihe 4.3.
Datengrundlage	Repräsentative Stichprobe mit Auskunftspflicht.
Zeitliche Abdeckung	Jährlich, ab 1995.
Regionale Abdeckung	Deutschland.
Nutzung	

Anmerkungen:

Die Daten werden spätestens 18 Monate nach Ende eines Kalenderjahres veröffentlicht. Durch Einführung der neuen NACE-Klassifikation im Jahr 2008 sind die Daten nicht vollständig vergleichbar.

Der Indikator sagt eher etwas über die Wohlfahrt und sektorale Struktur des verarbeitenden Gewerbes aus als über die ökonomische Effizienz.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
	Gut	Gut	Mittel
Gering			

Anteil der Konsumausgaben der Haushalte für Energie im Durchschnitt

Der Indikator gibt an, welchen Anteil ihrer Konsumausgaben Haushalte im Durchschnitt für Energie ausgeben. Berücksichtigt werden Strom und Raumwärme, aber auch Kraftstoffe.

Quelle	Statistisches Bundesamt: Fachserie 15 Reihe 1. Laufende Wirtschaftsrechnungen. Einnahmen und Ausgaben privater Haushalte.
Datengrundlage	Befragung von Haushalten (freiwillig) im Rahmen der Laufenden Wirtschaftsrechnungen (LWR).
Zeitliche Abdeckung	Jährlich.
Regionale Abdeckung	Deutschland.
Nutzung	

Anmerkungen:

Methodische Brüche 1999 und 2005.

Der Indikator ist eher ein Wohlfahrtsindikator für Haushalte, als ein Maßstab für ökonomische Effizienz.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
Gering	Gut	Gut	Gut

Anteil der Konsumausgaben für Energie von Haushalten mit niedrigem Einkommen

Der Indikator gibt an, welchen Anteil ihrer Konsumausgaben Haushalte aus der Einkommensklasse bis 1.300 € pro Monat für Energie ausgeben. Berücksichtigt werden Strom und Raumwärme, aber auch Kraftstoffe.

Quelle	Statistisches Bundesamt: Fachserie 15 Reihe 1. Laufende Wirtschaftsrechnungen. Einnahmen und Ausgaben privater Haushalte.
Datengrundlage	Befragung von Haushalten (freiwillig) im Rahmen der Laufenden Wirtschaftsrechnungen (LWR).
Zeitliche Abdeckung	Jährlich.
Regionale Abdeckung	Deutschland.
Nutzung	

Anmerkungen:
Methodische Brüche 1999 und 2005.

Daten auf Basis von Äquivalenzeinkommen würden präzisere Aussagen zulassen, als solche auf Basis der Nettoeinkommen.

Der Indikator bildet soziale Aspekte im Bereich Wirtschaftlichkeit ab.

Der Indikator ist eher ein Wohlfahrtsindikator für Haushalte mit niedrigem Einkommen als ein Maßstab für ökonomische Effizienz.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
	Gut	Gut	Mittel
Gering			

Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung an der Bruttostromerzeugung

Der Indikator gibt an, welcher Anteil der Bruttostromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wurde.

Quelle	Eurostat (tsien030).
Datengrundlage	Befragung der Betreiber von KWK-Anlagen auf Ebene einzelner Anlagen.
Zeitliche Abdeckung	Jährlich, ab 1994.
Regionale Abdeckung	EU27, Türkei, Kroatien, Norwegen.
Nutzung	

Anmerkungen:

Die kombinierte Erzeugung von Elektrizität und Nutzwärme kann zu deutlich höheren Wirkungsgraden der eingesetzten Primärenergie führen. Damit trägt ein höherer Anteil von Kraft-Wärme-Kopplung tendenziell zu höherer Primärenergieeffizienz bei.

Es gelten die entsprechenden Anmerkungen zu „Energieproduktivität (Energieeffizienz)“.

Der Indikator deckt nur einen Teil des Energiesystems ab.

Bei der Ermittlung der Daten sind einige definitorische Probleme zu bedenken. Dies bezieht sich zum Beispiel auf die Entscheidung, ob alle KWK-Anlagen berücksichtigt werden sollen oder nur die hocheffizienten. Auch muss entschieden werden, ob Klein- und Kleinst-KWK-Anlagen berücksichtigt werden sollen (vgl. Bayer, 2010).

Zielbezug		Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
	Gering	Gut	Gut	Mittel
Gering				

Anteil von erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch

Der Indikator gibt an, welcher Anteil des gesamten Bruttoendenergieverbrauches eines Landes aus erneuerbaren Energiequellen erzeugt wurde. Der Bruttoendenergieverbrauch umfasst den Endenergieverbrauch plus die Netzverluste bei Strom und Fernwärme sowie den Eigenbedarf von Kraftwerken.

Quelle	AG Energiebilanzen / AG Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). Internationale Vergleichsdaten bei Eurostat und der IEA verfügbar.
Datengrundlage	Auswertung verschiedener Primärstatistiken (u.a. StatBA, Statistik der Kohlenwirtschaft).
Zeitliche Abdeckung	Jährlich, ab 1950.
Regionale Abdeckung	OECD.
Nutzung	IAEA, UNDESA, IEA, Eurostat und EEA (2005): Energy Indicators for Sustainable Development: Guidelines and Methodologies. Wien.

Anmerkungen:

Die Festlegung hinsichtlich der Frage, welche Technologie als erneuerbar zu betrachten ist, variiert zwischen den Datenquellen. Beispielsweise werden Wärmepumpen von der IEA nicht zu den erneuerbaren Energien gezählt, von der AG Energiebilanzen hingegen schon.

Ein hoher Anteil an erneuerbaren Energien kann die Notwendigkeit senken, fossile Energieträger aus dem Ausland zu importieren. Dies senkt die Importabhängigkeit. Der Indikator misst daher nur einen indirekten Wirkungskanal für die Versorgungssicherheit.

Bezüglich Versorgungssicherheit vernachlässigt der Indikator die Auswirkungen fluktuierender Stromeinspeisung auf die Stabilität des Netzbetriebs.

Zielbezug		Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
Gering	Mittel	Gut	Gut	Mittel
	✓			

Anteil von erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch

Der Indikator gibt an, welcher Anteil der Elektrizität in einem Land aus erneuerbaren Energiequellen erzeugt wurde. Pumpspeicherkraftwerke werden nicht zu den erneuerbaren Energien gerechnet (IEA Renewables Information 2011, S. 5).

Quelle	AG Energiebilanzen / AG Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). Internationale Vergleichsdaten bei Eurostat und der IEA verfügbar.
Datengrundlage	Auswertungen verschiedener Primärstatistiken.
Zeitliche Abdeckung	Jährlich, ab 1950.
Regionale Abdeckung	OECD.
Nutzung	International Energy Agency (2007): Contribution of Renewables To Energy Security. IAEA, UNDESA, IEA, Eurostat und EEA (2005): Energy Indicators for Sustainable Development: Guidelines and Methodologies. Wien.

Anmerkungen:

Die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energiequellen am Bruttostromverbrauch ist eines der Ziele, welches im Energiekonzept der Bundesregierung direkt genannt wird.

Bezüglich Versorgungssicherheit vernachlässigt der Indikator die Auswirkungen fluktuierender Einspeisung auf die Stabilität des Netzbetriebs.

Der Zielbezug des Indikators zur Umweltverträglichkeit wird – anders als der Anteil von erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch – nur als „Gering“ eingeschätzt. Der Grund dafür ist, dass der Bruttostromverbrauch nur einen Ausschnitt des gesamten Energieverbrauchs darstellt.

Zielbezug		Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
Gering	Gering	Gut	Gut	Gut
	✓			

SICHERHEIT · **UMWELTVERTRÄGLICHKEIT** · **WIRTSCHAFTLICHKEIT** · **ENERGIEKONZEPT**

Anteil der Endkunden, die nach dem n-1-Kriterium versorgt werden

Das n-1-Kriterium ist ein Sicherheitsstandard, der bei der Planung und Betriebsführung von Netzen eingehalten werden muss. Dieses Kriterium sorgt dafür, dass das Netz (n) auch im Falle des Ausfalls (-1) einer Leitung oder eines Trafos die Versorgung sicherstellen kann. Verbraucher, die Strom für empfindliche Prozesse benötigen, bei denen eine Versorgungsunterbrechung zu hohen Ausfallkosten führt, planen und betreiben ihre Stromversorgung auch mit einem n-2- oder n-3-Kriterium.

Quelle	
Datengrundlage	
Zeitliche Abdeckung	
Regionale Abdeckung	
Nutzung	

Anmerkungen:

Wird bisher nicht erhoben, daher ist kein Datensatz verfügbar.

Die tatsächliche Ausfallrate ist durch den Indikator „SAIDI“ abgebildet.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
Mittel	-	-	Gering

Anzahl an installierten Smart Metern

Der Indikator gibt die Anzahl, der in den Haushalten installierten, Smart Meter an. Diese „intelligenten Stromzähler“ messen den Energieverbrauch und die Nutzungszeit und können die Daten automatisch an die Energieversorger übermitteln.

Quelle	-
Datengrundlage	-
Zeitliche Abdeckung	-
Regionale Abdeckung	-
Nutzung	-

Anmerkungen:

Für eine gesteigerte Aussagekraft sollten die Daten regionalisiert veröffentlicht werden.

Daten über Smart Meter sind aktuell nur in wissenschaftlichen Studien zu finden. Offizielle und regelmäßig erhobene Daten für Deutschland gibt es noch nicht.

Es gibt keine einheitliche Definition des Begriffes Smart Meter (vgl. Koponen et al. (2008), Definition of smart metering). Diese Definition ist zur Quantifizierung des Indikators notwendig.

Die Zahl der Smart Meter ist, für sich betrachtet, bisher nur sehr bedingt aussagekräftig. Es ist von weit größerer Relevanz, ob die Haushalte mit Smart Metern ihren Elektrizitätsverbrauch so anpassen, dass sie stärker auf Preissignale und Engpässe im Netz reagieren.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
Gering	-	-	Gut
Gering			

Ausgaben und Personal in der Forschung im Bereich Energie

Der Indikator gibt an, wie hoch die Ausgaben für Forschung im Bereich Energie in einem Jahr sind und wie viele Personen in diesem Bereich arbeiten. Dabei werden sowohl Hochschulen, außeruniversitäre Forschungseinrichtungen sowie private Forschungseinrichtungen berücksichtigt.

Quelle	Statistisches Bundesamt. Ausgaben, Einnahmen und Personal der öffentlichen und öffentlich geförderten Einrichtungen für Wissenschaft, Forschung und Entwicklung. Fachserie 14 Reihe 3.6. Stifterverband für die Deutsche Wissenschaft. FuE-Datenreports.
Datengrundlage	Statistisches Bundesamt: Vollerhebung aller öffentlichen wissenschaftlichen Einrichtungen. Stifterverband: Befragung der forschenden Unternehmen.
Zeitliche Abdeckung	Statistisches Bundesamt: Jährlich, ab 1992 ohne Bruch. Stifterverband: Alle zwei Jahre.
Regionale Abdeckung	Deutschland.
Nutzung	

Anmerkungen:

Die Forschung der privaten Unternehmen wird nach den Wirtschaftszweigen klassifiziert, in denen sie durchgeführt wurde. Für außeruniversitäre Forschungseinrichtungen werden alle 4 Jahre die sozioökonomischen Forschungsziele abgefragt (zuletzt 2008). Die Zuordnung der Forschung zum Bereich Energie ist damit nur eingeschränkt möglich.

Der Indikator ist rein inputorientiert und gibt keine Hinweise auf tatsächliche Fortschritte bei einem der drei Ziele.

Zielbezug		Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
Gering	Gering	Gering	Gut	Gut
Gering				

Außenbeitrag der Energiegüter

Der Indikator gibt an, welchen Beitrag Energiegüter zum Außenhandelsüberschuss bzw. –defizit eines Landes leisten. Dazu werden die monetär bewerteten Importe von Energiegütern von den ebenfalls monetär bewerteten Exporten von Energiegütern subtrahiert.

Quelle	Eurostat (DS_018995).
Datengrundlage	Sammlung durch Mitgliedsstaaten (z.B. Zollanmeldungen).
Zeitliche Abdeckung	Monatlich, ab 1988.
Regionale Abdeckung	EU27.
Nutzung	

Anmerkungen:

Berücksichtigt werden die SITC Codes 3 (Mineralische Brennstoffe), 525.11 (natürliches Uran und seine Verbindungen), 525.13 (angereichertes Uran und seine Verbindungen) und 718.77 (nicht bestrahlte Brennelemente).

Es wird in der Handelsstatistik nicht nach der Verwendung der importierten und exportierten Energieträger unterschieden. Da ein Teil aber als Rohstoff Verwendung findet, wird der Außenbeitrag der Energieträger unscharf erfasst.

Daten für den Rest der Welt von UN Comtrade.

Indikator ist stark getrieben durch die geringe innerdeutsche Ressourcenverfügbarkeit. Eine klare Aussage zu Wirtschaftlichkeit ist nicht ersichtlich.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
Gering	Gut	Gut	Mittel

Bestand an Elektrofahrzeugen

Der Indikator gibt den Bestand an PKW an, die mit Elektromotoren angetrieben werden. Diese Gruppe umfasst Hybridfahrzeuge, batterieelektrische Fahrzeuge und Brennstoffzellenfahrzeuge.

Quelle	Kraftfahrtbundesamt (KBA).
Datengrundlage	Meldung der Zulassungsbehörden.
Zeitliche Abdeckung	Jährlich, Elektrofahrzeuge seit 1980 berücksichtigt.
Regionale Abdeckung	Deutschland.
Nutzung	

Anmerkungen:

Aktuell umfassen die Statistiken des Kraftfahrtbundesamtes Elektro- und Hybridfahrzeuge. Gegebenenfalls müssten auch Wasserstofffahrzeuge berücksichtigt werden.

Elektrofahrzeuge sind in den Bestandsdaten seit 1980 berücksichtigt, Hybridfahrzeuge seit 2005.

Die Anzahl an Elektrofahrzeugen sagt nichts über die Nutzung von Elektrofahrzeugen aus.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
	Gut	Gut	Gut
	✓		

Bruttoinlandsverbrauch an Primärenergie

„Der Bruttoinlandsverbrauch ist definiert als Primärerzeugung zuzüglich Einfuhren, rückgewonnene Produkte und Bestandsveränderungen, abzüglich Ausfuhren und Brennstoffversorgung von Bunkern (für Hochseeschiffe aller Flaggen). Darin spiegelt sich somit die Energiemenge wider, die zur Befriedigung des Inlandsbedarfs innerhalb der Grenzen des Staatsgebiets erforderlich ist“ (Definition Eurostat, ten00086).

Quelle	AG Energiebilanzen. Internationale Vergleichsdaten bei Eurostat und der IEA verfügbar.
Datengrundlage	Auswertungen verschiedener Primärstatistiken (u.a. StatBA, Statistik der Kohlenwirtschaft).
Zeitliche Abdeckung	Jährlich, ab 1950.
Regionale Abdeckung	EU27, Norwegen, Schweiz, Kroatien, Türkei.
Nutzung	Ecoplan/ Factor Consulting & Management AG (2001): Nachhaltigkeit: Kriterien und Indikatoren für den Energiebereich. Umweltbundesamt (2007): Umweltdaten Deutschland. Umweltindikatoren. Ausgabe 2007.

Anmerkungen:

Der energetischen Bewertung der Energieträger liegt das Wirkungsgradprinzip zugrunde. Für Energieträger, deren energetischer Gehalt nicht unmittelbar zu bestimmen ist (Kernkraft, Erneuerbare), wird ein hypothetischer Wirkungsgrad angesetzt. Dieser liegt bei 33% bei der Kernkraft und bei 100% bei den Erneuerbaren (außer Geothermie). Das Verfahren wird sowohl von der AG Energiebilanzen, als auch von der IEA und Eurostat angewandt.

Der Indikator kann auch pro Kopf berechnet werden.

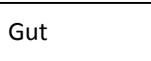
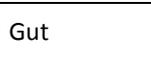
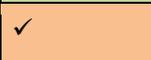
Zielbezug		Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
Mittel	Mittel	Gut	Gut	Gut
	✓			

Bruttoinlandsverbrauch von Elektrizität

Der Indikator gibt den gesamten Stromverbrauch in einem Jahr in GWh an. Er ist definiert als die inländische Stromerzeugung plus Importen, abzüglich der Exporte (vgl. Eurostat (2008). Eurostat Quality Profile. Gross Inland Consumption). Leitungs- und Transportverluste sowie der Eigenverbrauch der Kraftwerke sind berücksichtigt.

Quelle	AG Energiebilanzen. Internationale Vergleichsdaten bei Eurostat und der IEA verfügbar.
Datengrundlage	Auswertungen verschiedener Primärstatistiken (u.a. StatBA, Statistik der Kohlenwirtschaft).
Zeitliche Abdeckung	Jährlich, ab 1950.
Regionale Abdeckung	EU27, Norwegen, Schweiz, Kroatien, Türkei.
Nutzung	

Anmerkungen:

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
	 Gut	 Gut	 Gut
	 ✓		

Clean Energy Patents

Der Indikator misst die Innovationsaktivität im Bereich nachhaltiger Energietechnologie. Als Maßzahl dient die Zahl der Patente, die pro Jahr beim Europäischen Patentamt in der Kategorie Y02 eingereicht wurden. Diese dient als technologieübergreifende Klassifikation für Patente im Bereich sauberer Energie.

Quelle	Europäisches Patentamt.
Datengrundlage	Patentanmeldungen.
Zeitliche Abdeckung	Ab 2010.
Regionale Abdeckung	EU27, weitere.
Nutzung	

Anmerkungen:

Die Y02 Klassifizierung wird von der EPA durchgeführt, nachdem ein Patent genehmigt wurde. Es wurden auch Patente, die vor 2010 eingereicht wurden, nachträglich in die Kategorie Y02 eingeordnet.

Der Indikator ist eine in der Wissenschaft oft genutzte Maßzahl für Forschungsoutput. Jedoch sagt die Anzahl der registrierten Patente noch nichts über die tatsächliche Anwendung neuer Technologien und deren Nutzen im deutschen Energiesystem.

Zielbezug		Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
Gering	Mittel	Gut	Mittel	Mittel
Gering				

CO₂-Intensität der Stromerzeugung

Der Indikator gibt an, wie hoch die direkten CO₂-Emissionen zur Erzeugung einer kWh Strom sind. Er wird berechnet, indem die direkten CO₂-Emissionen der Stromerzeugung durch die Nettostromproduktion geteilt werden. Indirekte Emissionen, zum Beispiel aus der Förderung von Primärenergieträgern, sind nicht berücksichtigt (Umweltbundesamt (2007): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix).

Quelle	Umweltbundesamt.
Datengrundlage	Daten der AG Energiebilanzen und des Statistischen Bundesamtes.
Zeitliche Abdeckung	Jährlich, ab 1990.
Regionale Abdeckung	Deutschland.
Nutzung	European Environment Agency (2008): Energy and Environment Report 2008. Luxembourg. Umweltbundesamt (2007): Entwicklung der spezifischen Kohlenstoffdioxid Emissionen des deutschen Strommix 2007.

Anmerkungen:

Es werden nur diejenigen Emissionen berücksichtigt, die direkt bei der Verbrennung der fossilen Energieträger frei werden. Allerdings wird zum Beispiel auch bei der Förderung und beim Transport der Energieträger CO₂ emittiert, genauso wie beim Bau von Kraftwerken. Es sollten daher die Emissionen über den gesamten Lebenszyklus des Kraftwerks berücksichtigt werden. Ein allgemein akzeptierter Datensatz für die Berechnung dieser Emissionen fehlt jedoch.

Durch den Einfluss von Klimawandel auf extreme Wetterverhältnisse misst der Indikator auch indirekt die Versorgungssicherheit.

Zielbezug		Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
Gering	Mittel	Gut	Gut	Gut
Gering				

Cumulative Availability Curve von Öl, Gas und Kohle

Die Cumulative Availability Curve stellt die Verfügbarkeit eines Rohstoffes dar. Sie gibt an, welche Menge eines Rohstoffes bei einem gegebenen Marktpreis langfristig gefördert werden kann (vgl. Tilton (2008). On Borrowed Time: Assessing the Threat of Mineral Depletion).

Quelle	Wissenschaftliche Untersuchungen (z.B. Aguilera (2009). The Future of European Natural Gas).
Datengrundlage	Untersuchung einzelner Lagerstätten.
Zeitliche Abdeckung	Abhängig von der Untersuchung.
Regionale Abdeckung	Abhängig von der Untersuchung.
Nutzung	Zitation in der wissenschaftlichen Literatur.

Anmerkungen:

Der Indikator vermittelt ein Bild über die langfristige Verfügbarkeit eines Rohstoffes. Er vermeidet die Unterscheidung in Ressourcen und Reserven, die die Interpretation der Statischen Reichweite deutlich erschweren.

Auch dieser Indikator stellt eine Momentaufnahme dar. Er bildet den aktuellen Stand der Technik und das Wissen über die Lagerstätten des Rohstoffes ab.

Daten sind nur punktuell, aus wissenschaftlichen Artikeln, verfügbar.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
Gering	-	-	Gering

Differenz (Spread) zwischen Endkunden- und Großhandelspreisen für Elektrizität

Die Differenz zwischen Endkunden- und Großhandelspreisen für Elektrizität ist ein Maß dafür, wie weit sich Outputpreise von Inputkosten entfernen, und somit für Wettbewerb im Elektrizitätsvertrieb. Eine größere Differenz steht dabei für weniger Wettbewerb.

Quelle	Börsenpreise: European Energy Exchange (EEX), Endkundenpreise: Eurostat (nrg_pc_205, nrg_pc_205_h, nrg_pc_204, nrg_pc_204_h), Netzentgelte: Eurostat (zukünftig)
Datengrundlage	Börsenpreise: Phelix Base bzw. Peak (ggf. nach Lastprofil gewichtet), Endkundenpreise und Netzentgelte: Berichte von nationalen Behörden, Ministerien, etc., Validierung durch Eurostat
Zeitliche Abdeckung	EEX: täglich, Eurostat: halbjährlich
Regionale Abdeckung	Deutschland
Nutzung	

Anmerkungen:

Die Differenz (Spread) wird berechnet als der durchschnittliche Endkundenpreis abzüglich sämtlicher Steuern und Umlagen sowie abzüglich des Elektrizitätsgroßhandelspreises an der Börse. Zudem können zukünftig auch die Netzentgelte abgezogen werden.

Die Differenz (Spread) kann für typische Haushaltskunden, Gewerbekunden, und Industriekunden angegeben werden.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
	Gut	Gut	Gut
Gut			

Differenz (Spread) zwischen Endkunden- und Großhandelspreisen für Gas

Die Differenz zwischen Endkunden- und Großhandelspreisen für Gas ist ein Maß dafür, wie weit sich Outputpreise von Inputkosten entfernen, und somit für Wettbewerb im Gasvertrieb. Eine größere Differenz steht dabei für weniger Wettbewerb.

Quelle	Grenzübergangspreise: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle BAFA), Endkundenpreise: Eurostat (nrg_pc_203, nrg_pc_203_h, nrg_pc_202, nrg_pc_202_h) oder Gemeinsames Energiemonitoring 2012 der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes, Netzentgelte: Gemeinsames Energiemonitoring
Datengrundlage	Grenzübergangspreise: Einfuhrkontrollmeldungen (Import von außerhalb der EU), freiwillige Intrastat-Meldungen der Unternehmen an das BAFA.), Endkundenpreise: Berichte von nationalen Behörden, Ministerien, etc., Validierung durch Eurostat, Netzentgelte: Fragebogenvorschlag zur Datenerhebung 2012 der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes vom 8. Februar 2012
Zeitliche Abdeckung	Energiemonitoring: jährlich, ab 2012, Grenzübergangspreise: monatlich ab 1991, Eurostat: halbjährlich
Regionale Abdeckung	Deutschland
Nutzung	

Anmerkungen:

Die Differenz (Spread) wird berechnet als der durchschnittliche Endkundenpreis abzüglich sämtlicher Steuern und Umlagen sowie abzüglich des durchschnittlichen Grenzübergangspreises. Bei Verwendung der Daten aus dem gemeinsamen Energiemonitoring 2012 der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes können gegebenenfalls auch die Netzentgelte abgezogen werden.

Die Differenz (Spread) kann für typische Haushaltskunden, Gewerbekunden, und Industriekunden angegeben werden.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
	Gut	Gut	Gut
Gut			

Differenz zwischen Endkunden- und Großhandelspreisen für Kraftstoff (Tankstellenmarge)

Die Tankstellenmarge ergibt sich aus der Differenz des Netto-Tankstellenpreises abzüglich der aktuellen Wiederbeschaffungskosten ab Raffinerie oder Lager für Ottokraftstoffe und Diesel. Die so berechnete Tankstellenmarge „entspricht dabei nicht dem auf der Handelsstufe anfallenden Gewinn, da davon auch noch die Kosten des Vertriebs über Tankstellen gedeckt werden müssen“ (Bundeskartellamt, 2011)

Quelle	Bundeskartellamt
Datengrundlage	Berichte der Mineralölunternehmen an das Bundeskartellamt im Rahmen der Sektoruntersuchung Kraftstoffe, tägliche Großhandelsnotierungen ab Raffinerie von O.M.R. Oil Market Report.
Zeitliche Abdeckung	Tankstellenpreise: täglich, allerdings nur einmalig von 2007-2010, Großhandelsnotierungen ab Raffinerie : täglich, ab 80er Jahre
Regionale Abdeckung	Regionalmärkte Köln, Hamburg, München, Leipzig
Nutzung	Bundeskartellamt (2011). Sektoruntersuchung Kraftstoffe. Bericht gemäß § 32e Abs. 3 GWB.

Anmerkungen:

Das Bundeskartellamt hat die Untersuchung anhand von 4 regionalen Modellmärkten unternommen. Für jeden dieser Regionalmärkte wurden die entsprechenden regionalen O.M.R. (privater Datenanbieter) - Großhandelsnotierungen genutzt.

Das Statistische Bundesamt erhebt jeweils zum 15. eines Monats ebenfalls Großhandelspreise für Ottokraftstoffe und Diesel.

Zur Berechnung des Indikators müssen sowohl die Kraftstoffpreise als auch die Großhandelspreise zunächst um die Umsatzsteuer, die Energiesteuer und den EVB-Zuschlag bereinigt werden.

Die Erhebung der Daten bei Einzeltankstellen gestaltet sich generell als schwierig, da sie in der notwendigen Spezifikation nicht oder zumindest nicht in elektronischer Form verfügbar sind.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
	Gering	Mittel	Gut
Gut			

Diversifikation der Antriebsarten im Verkehrssektor

Der Indikator wird als Diversifikationsmaß (beispielsweise in Form des Herfindahl-Hirschman-Index) der Energieverwendung im Mobilitätsbereich berechnet.

Quelle	BMVBS: Verkehr in Zahlen.
Datengrundlage	
Zeitliche Abdeckung	Jährlich ab 1993
Regionale Abdeckung	Deutschland.
Nutzung	

Anmerkungen:

Hierzu müssten die zurückgelegten Personenkilometer sowie die zurückgelegten Tonnenkilometer nach Art des Antriebs aufgeschlüsselt werden: Mineralölprodukte für konventionelle PKW und LKW, Elektrizität für den strombetriebene Schienenverkehr und Elektrofahrzeuge, ggf. Erdgas für Erdgas betriebene Busse und PKW. In einzelnen Verkehrsbereichen bestehen bereits umfassende Datenbanken zu den gefahrenen Personen und Tonnenkilometern. Eine Aufschlüsselung wie hier vorgeschlagen ist jedoch bisher noch nicht verfügbar.

Durch den Indikator soll erfasst werden ob der Verkehrssektor weiterhin weitgehend von Mineralölprodukten abhängig ist, bzw. wie weit sich bereits alternative Antriebsformen vergleichbare Aufgaben übernehmen können. Eine faktische Substituierbarkeit wird damit nicht bzw. nur sehr grob erfasst, dennoch wäre mit einer vergleichbaren Maßzahl zumindest ein Anfang in die Erfassung der Flexibilität der Nachfrage des Verkehrssektors gemacht.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
Mittel	-	-	Gut

EEG-Umlage/ -Differenzkosten

Ab dem Jahr 2010 sind nach AusglMechV die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, nach EEG vergüteten Strom abzunehmen und zu vermarkten. Die Differenz zwischen den erzielten Erlösen und den anfallenden Kosten wird durch eine Umlage ausgeglichen. Die Umlage wird in jedem Jahr für das folgende Kalenderjahr prognostiziert.

Quelle	EEG / KWK-G Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ab 2010). BDEW (bis 2010).
Datengrundlage	Daten der ÜNB.
Zeitliche Abdeckung	Jährlich, ab 2000.
Regionale Abdeckung	Deutschland.
Nutzung	

Anmerkungen:

Der Indikator gilt nicht für stromintensive Unternehmen oder Schienenbahnen, deren EEG-Umlage nach AusglMechV auf 0,05 ct/kWh begrenzt ist. Als Alternative können die EEG-Differenzkosten ausgewiesen werden.

Bis zum Inkrafttreten der AusglMechV gab es keine einheitliche EEG-Umlage. Die Daten bis 2010 sind daher als Durchschnittswerte zu verstehen.

Die EEG-Umlage ist eher die Ausprägung eines politischen Instruments als der Ausdruck einer konkreten Zieldimension.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
Gering	Gut	Gut	Mittel

Eingriffe der ÜNB nach §13 EnWG

Nach §13 EnWG sind die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) verpflichtet, Gefährdungen oder Störungen des Elektrizitätsversorgung durch netzbezogene oder marktbezogene Maßnahmen zu beseitigen. Lassen sich die Gefährdungen oder Störungen durch diese Maßnahmen nicht ausräumen, dann sind die ÜNB „berechtigt und verpflichtet, sämtliche Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen in ihren Regelzonen den Erfordernissen eines sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungsnetzes anzupassen oder diese Anpassung zu verlangen“. Der Indikator gibt an, wie oft Maßnahmen nach §13 EnWG durch die Übertragungsnetzbetreiber ergriffen wurden.

Quelle	Zukünftig Veröffentlichung durch ÜNB.
Datengrundlage	ÜNB.
Zeitliche Abdeckung	
Regionale Abdeckung	Deutschland.
Nutzung	

Anmerkungen:

Die Bundesnetzagentur schlägt in Ihrem „Eckpunktepapier zur Standardisierung vertraglicher Rahmenbedingungen für Eingriffsmöglichkeiten der Übertragungsnetzbetreiber in die Fahrweise von Erzeugungsanlagen“ (BK6-11-098) vor, dass die ÜNB ihre Maßnahmen auf einer gemeinsamen Internetseite bereitstellen sollen. Dies ist bisher noch nicht der Fall, allerdings veröffentlichen ÜNB ihre eigenen Daten.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
Mittel	Gering, zukünftig Gut	Gut	Gering

Endenergieverbrauch (Energetischer Endverbrauch)

„Der energetische Endverbrauch umfasst die für energetische Verwendungszwecke an die Endverbraucher (in Industrie, Verkehr, privaten Haushalten und anderen Sektoren) gelieferten Energiemengen. Ausgeschlossen sind die zur Umwandlung und/oder für den Eigenverbrauch der Energieerzeuger gelieferten Mengen sowie die Netzverluste“ (Definition Eurostat, ten00095).

Quelle	AG Energiebilanzen. Internationale Vergleichsdaten bei Eurostat und der IEA verfügbar.
Datengrundlage	Auswertungen verschiedener Primärstatistiken (u.a. StatBA, Statistik der Kohlenwirtschaft).
Zeitliche Abdeckung	Jährlich, ab 1950.
Regionale Abdeckung	EU27, Norwegen, Schweiz, Kroatien, Türkei.
Nutzung	Eurostat(2009): Sustainable development in the European Union - 2009 monitoring report of the EU sustainable development strategy.

Anmerkungen:

Der Endenergieverbrauch kann auch für einzelne Wirtschaftszweige oder private Haushalte ausgewiesen werden. Man kann den Endenergieverbrauch auch durch den Bruttoproduktionswert des Sektors teilen, um ein Maß für die Energieeffizienz zu erhalten. Zur besseren intertemporalen Vergleichbarkeit sollten die Daten um Temperatur- und Lagerbestandseffekte korrigiert werden

Der Endenergieverbrauch ist als eigenständige Größe noch kein Indikator für Sicherheit oder Umweltverträglichkeit. Eine Absenkung des Endenergieverbrauchs kann nur mittelbar, beispielsweise über vermiedene Kosten oder Emissionen, zur Zielerreichung in einer der genannten Dimensionen beitragen.

Zielbezug		Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
Mittel	Gering	Gut	Gut	Gut

Endenergieverbrauch im Verkehr

Der Indikator gibt den Endenergieverbrauch des Verkehrs an. Er umfasst Straßen- und Schienenverkehr, die Luftfahrt sowie die Seeschifffahrt.

Quelle	AG Energiebilanzen. Internationale Vergleichsdaten bei Eurostat und der IEA verfügbar.
Datengrundlage	Auswertungen verschiedener Primärstatistiken (u.a. StatBA, Statistik der Kohlenwirtschaft).
Zeitliche Abdeckung	Jährlich, ab 1950.
Regionale Abdeckung	EU27, Norwegen, Schweiz, Kroatien, Türkei.
Nutzung	Statistisches Bundesamt (2001): Energieverbrauch und Luftemissionen des Sektors Verkehr. Band 12 der Schriftenreihe Beiträge zu den Umweltökonomischen Gesamtrechnungen.

Anmerkungen:

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
	Gut	Gut	Gut
	✓		

Energetische Sanierungsrate

„Die energetische Sanierung [...] unterscheidet sich von einer konventionellen Sanierung dadurch, dass neben der reinen Instandsetzung von defekten oder maroden Bauteilen oder Anlagentechniken eine Energieeffizienzsteigerung durch neue Teile oder Techniken erfolgt.“ (Definition BMVBS). Der Indikator gibt an, welcher Anteil des Gebäudebestandes innerhalb eines Jahres energetisch modernisiert wurde.

Quelle	Institut Wohnen und Umwelt (IWU), Bremer Energie-Institut (BEI): Datenbasis Gebäudebestand. Datenerhebung zur energetischen Qualität und zu den Modernisierungstrends im deutschen Wohngebäudebestand.
Datengrundlage	Befragung der Eigentümer von Wohnimmobilien.
Zeitliche Abdeckung	2000 – 2008.
Regionale Abdeckung	Deutschland.
Nutzung	

Anmerkungen:

Einmalige Studie, gefördert durch das Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR), die KfW-Bankengruppe und das Hessische Ministerium für Umwelt, Energie, Landwirtschaft und Verbraucherschutz.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
	Gering	Gut	Mittel
	✓		

Energiebedingte Bodenemissionen

Der Indikator gibt die jährlichen absoluten Emissionen an Schadstoffen an, die durch die Förderung, den Transport und die Umwandlung von Energie bzw. energetischen Rohstoffen direkt in den Boden gelangen.

Quelle	
Datengrundlage	
Zeitliche Abdeckung	
Regionale Abdeckung	
Nutzung	

Anmerkungen:

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
	Gut	-	-

Energiebedingte Emissionen von Luftschadstoffen

Der Indikator misst die absoluten Emissionen von Luftschadstoffen. Berücksichtigt werden die Schadstoffe SO₂, NO_x, CO, sowie Feinstaubemissionen (PM₁₀, PM_{2,5}). Ausgewiesen werden solche Emissionen, die einen direkten Energiebezug aufweisen. Dazu gehören insbesondere die Verbrennung fossiler Energieträger und der Verkehr. Emissionen aus Industrieprozessen oder der Landwirtschaft sind nicht Teil des Indikators.

Quelle	Umweltbundesamt. Nationale Emissionsinventare im Rahmen der Convention on Long-Range Transboundary Air Pollution (CLRTAP).
Datengrundlage	Energiebilanzen, Emissionsfaktoren auf Basis von Messungen durch das Umweltbundesamt.
Zeitliche Abdeckung	Jährlich, seit 1990.
Regionale Abdeckung	Deutschland, international analoge Daten verfügbar (EU, USA, Russland, weitere).
Nutzung	

Anmerkungen:

Die Emissionen von Treibhausgasen (z.B. CO₂ oder Methan) sowie Schwermetallemissionen werden in gesonderten Indikatoren berücksichtigt.

Die Daten werden mit einer Verzögerung zum Bezugsjahr von mehr als 12 Monaten veröffentlicht. Endgültig werden die Daten erst nach ca. 2 Jahren.

Zielbezug		Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
	Gut	Mittel	Gut	Mittel

Energiebedingte Schwermetallemissionen

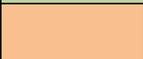
Der Indikator bestimmt die jährlichen absoluten Emissionen der Schwermetalle Arsen, Cadmium, Kupfer, Chrom, Quecksilber, Nickel, Blei, Selen und Zink. Berücksichtigt werden nur energiebedingte Emissionen. Emissionen aus Industrieprozessen, aber auch Bremsstäube, sind nicht Teil des Indikators.

Quelle	Umweltbundesamt. Nationale Emissionsinventare im Rahmen der Convention on Long-Range Transboundary Air Pollution (CLRTAP).
Datengrundlage	Energiebilanzen, Emissionsfaktoren auf Basis von Messungen durch das Umweltbundesamt.
Zeitliche Abdeckung	Jährlich, seit 1990.
Regionale Abdeckung	Deutschland, international analoge Daten verfügbar (EU, USA, Russland, weitere).
Nutzung	

Anmerkungen:

Die Emissionen von Treibhausgasen (z.B. CO₂ oder Methan) sowie sonstigen Luftschadstoffen (z.B. SO₂, NO_x) werden in gesonderten Indikatoren berücksichtigt.

Die Daten werden mit einer Verzögerung zum Bezugsjahr von mehr als 12 Monaten veröffentlicht. Endgültig werden die Daten erst nach ca. 2 Jahren.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
 	Mittel	Gut	Mittel
 			

Energiebedingte Treibhausgasemissionen

Der Indikator misst die Emissionen von CO₂, CH₄, N₂O, HFC, PFC und SF₆ aus der Verbrennung von fossilen Energieträgern in kt CO₂-Äquivalent.

Quelle	Umweltbundesamt: Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen seit 1990.
Datengrundlage	Treibhausgasemissionen: Verschiedene, insbesondere die Energiebilanz.
Zeitliche Abdeckung	Jährlich, seit 1990.
Regionale Abdeckung	Deutschland, international analoge Daten verfügbar.
Nutzung	European Environment Agency (2008): Energy and Environment Report 2008. IAEA, UNDESA, IEA, Eurostat und EEA (2005): Energy Indicators for Sustainable Development: Guidelines and Methodologies.

Anmerkungen:

Der Indikator stellt die absoluten energiebedingten Treibhausgasemissionen dar. Zur besseren internationalen Vergleichbarkeit können diese auch pro Einwohner bzw. pro Einheit BIP dargestellt werden.

Durch den Einfluss von Klimawandel auf extreme Wetterverhältnisse misst der Indikator auch indirekt die Versorgungssicherheit.

* Es werden die energiebedingten Treibhausgasemissionen betrachtet. Das Energiekonzept der Bundesregierung legt hingegen die Reduzierung der gesamten Treibhausgasemissionen als Ziel fest. Die Beschränkung auf energiebedingte Emissionen drückt aus, dass dem Energiesystem nur solche Emissionen zugeordnet werden, die es zu verantworten hat. Es bestehen jedoch Grauzonen bei der Zuordnung von Emissionen, insbesondere im Bereich der Prozessemissionen.

Die Daten können auch disaggregierter dargestellt werden. Beispielsweise können die Emissionen des Verkehrs oder der Stromproduktion gesondert ausgewiesen werden.

Zielbezug		Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
Gering	Gut	Gut	Gut	Gut
	✓*			

Energiebedingte Wasseremissionen

Der Indikator gibt die jährlichen absoluten Emissionen an Schadstoffen an, die durch die Förderung, den Transport und die Umwandlung von Energie bzw. energetischen Rohstoffen direkt in den Wasserkreislauf gelangen. Emissionen, die indirekt durch die Luft ins Wasser gelangen, werden im den Indikatoren zu Luftemissionen berücksichtigt.

Quelle	Statistisches Bundesamt. Öffentliche bzw. Nichtöffentliche Wasserversorgung und Abwasserbeseitigung. Fachserie 19, Reihen 2.1 und 2.2.
Datengrundlage	Befragung der Unternehmen.
Zeitliche Abdeckung	Alle drei Jahre.
Regionale Abdeckung	Deutschland.
Nutzung	

Anmerkungen:

Die vorliegenden Daten beziehen sich auf die Entnahme bzw. Einleitung von behandelten und unbehandelten Abwässern aus der Energiewirtschaft. Zuverlässige Rückschlüsse auf eingeleitete Schadstoffe sind auf Basis dieser Daten nicht möglich.

Als Datenquelle könnte zudem das deutsche E-PRTR (Pollutant Release and Transfer Register; Schadstofffreisetzungs- und -verbringungsregister) dienen. Dort sind Informationen zu den Emissionen von Betriebseinrichtungen sortiert nach Wirtschaftszweig und Emissionen sowie Verbringungen in Luft, Boden und Wasser gelistet. Dabei ist zu beachten, dass die Veröffentlichung erst ab einem spezifischen Schwellenwert erfolgt und nur für Betriebseinrichtungen relevant ist, die unter die IVU-Richtlinie fallen. Außerdem erfolgt die Veröffentlichung der Daten erst zwei Jahre nach dem Bezugsjahr.

Zielbezug		Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
	Gut	-	-	Mittel

Einfluss der Energieversorgung auf die Biodiversität/ Biologische Vielfalt

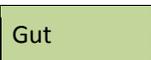
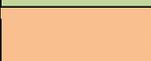
Biodiversität oder biologische Vielfalt bezeichnet gemäß der Biodiversitäts-Konvention (Convention on Biological Diversity, CBD) „die Variabilität unter lebenden Organismen jeglicher Herkunft, darunter unter anderem Land-, Meeres- und sonstige aquatische Ökosysteme und die ökologischen Komplexe, zu denen sie gehören; dies umfasst die Vielfalt innerhalb der Arten und zwischen den Arten und die Vielfalt der Ökosysteme“

Quelle	
Datengrundlage	
Zeitliche Abdeckung	
Regionale Abdeckung	
Nutzung	

Anmerkungen:

Der Indikator bildet einen zentralen Aspekt der Umweltverträglichkeit der Energieversorgung ab. Verschiedenste Dimensionen der Umweltverträglichkeit wirken auf ihn ein, von der Ökotoxizität bis zur Landnutzung.

Daten, die den Einfluss des Energiesystems auf die Biodiversität beschreiben, liegen nicht vor. Es gibt Studien, die einzelne Aspekte dieses Zusammenhangs beleuchten. Aber eine vollumfängliche Quantifizierung dieses Aspektes erscheint auch in der Zukunft als begrenzt realistisch. Daher kann dieses Thema am besten abgedeckt werden, indem einzelne Einflussfaktoren für die Biodiversität durch Indikatoren überwacht werden.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
 	-	-	-
 			

Energieproduktivität (Makroökonomische Energieeffizienz)

Energieeffizienz beschreibt den möglichen Nutzen, den man aus einer bestimmten Menge Energie ziehen kann. Typischerweise wird unter Energieeffizienz die Menge produzierter Güter geteilt durch den dafür notwendigen Energieeinsatz verstanden. Makroökonomisch wird häufig die Energieproduktivität als Maßeinheit für die Energieeffizienz genutzt. Diese entspricht dem Quotient aus Bruttoinlandsprodukt und Primärenergieverbrauch in einem bestimmten Zeitraum.

Quelle	AG Energiebilanzen. Internationale Vergleichsdaten bei Eurostat und der IEA verfügbar.
Datengrundlage	Auswertungen verschiedener Primärstatistiken (u.a. StatBA, Statistik der Kohlenwirtschaft).
Zeitliche Abdeckung	Jährlich, ab 1950.
Regionale Abdeckung	Weltweit.
Nutzung	Statistisches Bundesamt (2010): Nachhaltige Entwicklung in Deutschland. Indikatorenbericht 2010.

Anmerkungen:

Eine höhere Energieeffizienz wird vielfach als Schlüssel zur Erreichung der drei Primärziele (Umweltverträglichkeit, Sicherheit Wirtschaftlichkeit) angesehen. Ein direkter Bezug auf das Niveau der Zielerreichung ist aber kaum möglich.

Es ist möglich, die Energieproduktivität für einzelne Wirtschaftszweige auszuweisen.

Der Zielbezug könnte durch einen Bezug auf fossile Energieträger gesteigert werden.

Zielbezug		Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
Gering	Gering	Gut	Gut	Gut
Gering	✓			

Erzeugungsleistung der deutschen Offshore-Windparks

Der Indikator gibt die Nennleistung der Offshore-Windparks in der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ).

Quelle	Deutsche Energie-Agentur (http://www.offshore-wind.de)
Datengrundlage	Gesamtliste der Projekte.
Zeitliche Abdeckung	Ab 2009.
Regionale Abdeckung	Deutschland.
Nutzung	

Anmerkungen:

Die Daten wurden durch die Dena in einem Projekt erhoben. Mit Ende des Projektes im Jahr 2011 wurde die Aktualisierung der Daten eingestellt. Daten für Windkraftanlagen in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) werden beim Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) ausgewiesen.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
	Gut	Gut	Gut
	✓		

„Excess Returns“ bei Energieversorgungsunternehmen

Der Indikator beschreibt die Gewinne auf das eingesetzte Kapital von Unternehmen der Energieversorgung (Strom, Gas, Kraftstoffe), die über dem risikolosen Zins liegen. Wird weiterhin eine Risikomarge abgezogen, so verbleiben positive (oder negative) Renditen, die in der Energieversorgung erwirtschaftet werden und nicht durch übliche Kapitalmarktzinsen und Risikovergütungen begründet sind.

Quelle	Geschäftsberichte von börsennotierten Unternehmen der Energieversorgung (inkl. Mineralölgesellschaften). Vergleichszahlen für Risikoaufschläge aus Geschäftsberichten anderer Branchen.
Datengrundlage	Dividendenrenditen bezogen auf das Eigenkapital aus der Unternehmensbilanz. Alternativ: Eigenkapitalrenditen (ROCE) aus den operativen Geschäftsbereichen (Gewinn- und Verlustrechnung, Unternehmensbilanz)
Zeitliche Abdeckung	Jährlich. Zeitraum abhängig von der Historie der betrachteten Unternehmen.
Regionale Abdeckung	Weltweit, sofern vergleichbare Berichtspflichten für Unternehmen vorliegen.
Nutzung	U. Leprich, A. Juncker, A. Weiler, „Stromwatch 3: Energiekonzerne in Deutschland“.

Anmerkungen:

Überdurchschnittliche, nicht risikobegründete Kapitalrenditen bei Unternehmen der Energieversorgung deuten auf mangelnden Wettbewerb und auf Preise jenseits der unternehmerischen Kosten zu Lasten der Abnehmer hin. Die Versorgung wäre damit unwirtschaftlich.

Es können nur börsennotierte Firmen mit entsprechenden Geschäftsberichten berücksichtigt werden.

Eine Zuordnung der Unternehmensergebnisse multinationaler Firmen zum deutschen Markt ist nicht immer eindeutig möglich (Befreiungsklausel der Tochterunternehmen vom Einzelabschluss §264 Abs. 3 HGB).

Ein „angemessener“ Risikozuschlag ist nicht zweifelsfrei zu bestimmen.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
	Gering	Gering	Mittel
Gut			

Externe Effekte der Energieversorgung

Die externen Effekte der Energieversorgung umfassen alle monetär bewerteten Schäden, welche Dritten aufgebürdet werden und den monetär bewerteten Nutzen, der bei Dritten entsteht, ohne dass diesen Kosten und Nutzen entsprechende Markttransaktionen gegenüber stehen.

Quelle	
Datengrundlage	
Zeitliche Abdeckung	Ab 2000.
Regionale Abdeckung	Deutschland.
Nutzung	UBA Methodenkonvention.

Anmerkungen:

Es existieren verschiedene Projekte, die darauf abzielen, die externen Effekte der Energieversorgung zu quantifizieren. Die Methodik dieser Untersuchungen ist außerordentlich komplex und die Ergebnisse mit großen Unsicherheiten verbunden.

Eine allgemein anerkannte Methodik zur Quantifizierung der externen Effekte liegt nicht vor.

Die Internalisierung von externen Kosten wird in dem Indikator nicht berücksichtigt.

Zielbezug		Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
	Gut	Gering	–	Mittel
Mittel				

Flächeninanspruchnahme der Energieversorgung

Der Indikator gibt die Größe der Flächen an, die für die Gewinnung, Umwandlung und den Transport von Energie in Anspruch genommen werden.

Quelle	Statistisches Bundesamt: Fachserie 3, Reihe 5.1. Flächenerhebung nach Art der tatsächlichen Nutzung.
Datengrundlage	Auswertung der Automatisierten Liegenschaftsbücher der Vermessungs- und Katasterverwaltungen.
Zeitliche Abdeckung	Jährlich, ab 2009. Von 1980 bis 2008 alle vier Jahre. Neue Länder seit 1992.
Regionale Abdeckung	Deutschland.
Nutzung	

Anmerkungen:

Die den Auswertungen des Statistischen Bundesamtes zugrunde liegenden Primärdaten liegen nicht in einer Form vor, auf deren Basis der Flächenverbrauch der Energieversorgung quantifiziert werden kann.

Eine präzise Definition der relevanten Flächen wäre notwendig, um einen eindeutigen Bezug zum Energiesystem herzustellen. Außerdem ist zu diskutieren, wie die Gewichtung einzelner Nutzungen auszugestalten ist.

Zudem wird die Flächeninanspruchnahme von importierten Energieträgern nicht berücksichtigt.

Zielbezug		Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
	Gut	–	–	–

Gesamte Energiesystemkosten

Der Indikator bemisst die gesamten Kosten der deutschen Energieversorgung von der Primärenergieerzeugung bzw. Importkosten, über die Transformation bis hin zur Verteilung und Anwendung beim Endverbraucher. Entsprechende Daten sind realistischer Weise nicht einheitlich zu erheben und müssten mit Simulationsmodellen errechnet werden.

Quelle	Keine offiziell verfügbaren Daten.
Datengrundlage	
Zeitliche Abdeckung	
Regionale Abdeckung	
Nutzung	

Anmerkungen:

Der Indikator bemisst genau genommen eine theoretische Größe, die sich durch die Summation vieler einzelwirtschaftlicher Kosten ergäbe. Entsprechende Zahlen werden vielfach in aufwändigen Energiesystemmodellen errechnet, jedoch beruhen solche Berechnungen stets auf vereinfachenden Annahmen und komplexen Rechenschritten. Eine allgemein anerkannte Berechnungsmethode liegt nicht vor.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
	–	–	Gering
Gut			

Gesamtwirtschaftliche Ausgaben für Endenergie gemäß wertmäßiger Energiebilanz

Die wertmäßige Energiebilanz (Wertbilanz) bewertet die unterschiedlichen Energieträger und die jeweiligen Energieträger auf unterschiedlichen Marktstufen jeweils mit ihrem Marktwert oder mit entsprechenden Kostensätzen. Daraus sollten sich die gesamtwirtschaftlichen Ausgaben für Endenergie berechnen lassen.

Quelle	EWI/ Prognos (2005): Energiereport IV: Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030.
Datengrundlage	
Zeitliche Abdeckung	
Regionale Abdeckung	Deutschland.
Nutzung	EWI/ Prognos (2005): Energiereport IV: Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030.

Anmerkungen:

Diese Art der Bilanzierung wurde bisher nur in dem genannten Energiereport durchgeführt, wobei die Bewertung durch Marktwerte nicht transparent dargestellt ist. Die Marktwerte werden dabei vorrangig geschätzt oder aus nicht benannten Preisstatistiken ermittelt.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
Gering	-	-	Mittel

Grenzübergangspreis Erdgas

Der Indikator gibt den durchschnittlichen Preis an, der für Erdgasimporte an der Grenze gezahlt wird. Er wird ohne Steuern ausgewiesen.

Quelle	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA).
Datengrundlage	Einfuhrkontrollmeldungen (Import von außerhalb der EU), freiwillige Intrastat-Meldungen der Unternehmen an das BAFA.
Zeitliche Abdeckung	Monatlich, ab 1991.
Regionale Abdeckung	Deutschland.
Nutzung	

Anmerkungen:

Mengen, die am Spotmarkt in den Niederlanden gekauft wurden, sind nicht vollständig erfasst. Importe von außerhalb der EU sind hingegen vollständig erfasst.

Der Indikator gibt lediglich die Knappheit der Ressource Gas an.

Die Differenz zum Endkundenpreis könnte allerdings als Maß des Wettbewerbs und somit als Maß ökonomischer Effizienz dienen.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
Gering			

Grenzübergangspreise (Importkosten) Rohöl

Der Indikator gibt die durchschnittlichen Importkosten für Rohöl pro Barrel an. Die Kosten umfassen die zu zahlenden Preise, Versicherung und Fracht. Importzölle werden nicht berücksichtigt (vgl. IEA (2011). Energy Prices and Taxes. Methodological Notes).

Quelle	IEA, "Spot market and crude oil import costs: Crude oil import costs and index", IEA Energy Prices and Taxes Statistics.
Datengrundlage	Fragebogen an die relevanten Stellen in den OECD-Ländern, dort Befragung der importierenden Unternehmen.
Zeitliche Abdeckung	Quartalsweise, ab 1980.
Regionale Abdeckung	OECD (teilweise).
Nutzung	

Anmerkungen:

Der Indikator gibt lediglich die Knappheit der Ressource Öl an.

Zielbezug		Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
		Gut	Gut	Gut
Gering				

Grenzübergangspreise für Drittlandskohle

Der Indikator gibt den Preis an, der für außerhalb der EU geförderte Steinkohle zu zahlen ist. Er ist als Frei-Grenze-Preis zu verstehen.

Quelle	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA).
Datengrundlage	Meldungen der Steinkohlebezieher (Kraftwerksbetreiber und Stahlerzeuger) an das BAFA.
Zeitliche Abdeckung	Quartalsweise, ab 1995 mit aktueller Methodik.
Regionale Abdeckung	Deutschland.
Nutzung	

Anmerkungen:

Die Daten werden monatlich erhoben, die Veröffentlichung erfolgt quartalsweise.

Der Indikator gibt lediglich die ökonomische Knappheit von Steinkohle an. Er ist auch für heimische Kohle anwendbar, da ein deutlicher Preisunterschied zwischen heimischer und importierter Kohle durch Arbitragegeschäfte schnell angeglichen würde.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
	Gut	Gut	Gut
Gering			

Herfindahl-Hirschman-Index (HHI) im Stromgroßhandel

Der Indikator misst die Anbieterkonzentration und somit die strukturelle Marktmacht im Stromgroßhandel. Er ist definiert als die quadrierte Summe der Marktanteile der Anbieter. Der HHI kann Werte zwischen 0 und 10.000 annehmen. Dabei steht 0 für einen Markt mit perfektem Wettbewerb und 10.000 für von einem Monopolisten beherrschten Markt. Der Zusammenhang ist nicht linear: der Sprung vom Monopol (10.000) zum symmetrischen Duopol (5.000) ist deutlich größer als vom Duopol zum Markt mit vier gleich großen Anbietern (2.500).

Quelle	Bundeskartellamt. (Stromerzeugung)
Datengrundlage	
Zeitliche Abdeckung	2007, 2008
Regionale Abdeckung	Deutschland.
Nutzung	Bundeskartellamt (2011). Sektoruntersuchung Stromerzeugung Stromgroßhandel. Bericht gemäß § 32e Abs. 3 GWB.

Anmerkungen:

Eine genaue Abgrenzung des relevanten Marktes, in räumlicher wie sachlicher Hinsicht, ist für die Berechnung des Indikators notwendig. Er kann prinzipiell für alle Märkte erhoben werden, bei denen Marktmacht vermutet wird.

Der HHI ist ein allgemeiner Indikator für die strukturelle Marktmacht. Die Besonderheiten, die sich z.B. aus der nicht-Speicherbarkeit von Strom ergeben, berücksichtigt er nicht.

Der Indikator deutet zwar auf Marktmacht hin, ist für sich aber kein Beweis, dass tatsächlich Marktmacht ausgenutzt wird.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
	Gering	Mittel	Mittel
Mittel			

Herfindahl-Hirschman-Index (HHI) der Primärbereitstellung von Gas

Der Indikator misst die Anbieterkonzentration und somit die strukturelle Marktmacht bei der Primärbereitstellung von Gas. Die Primärbereitstellung von Gas setzt sich aus Nettogasimporten und inländischer Gasförderung zusammen. Der HHI ist definiert als die quadrierte Summe der Marktanteile der Primärbereitsteller. Der HHI kann Werte zwischen 0 und 10.000 annehmen. Dabei steht 0 für einen Markt mit perfektem Wettbewerb und 10.000 für von einem Monopolisten beherrschten Markt. Der Zusammenhang ist nicht linear: der Sprung vom Monopol (10.000) zum symmetrischen Duopol (5.000) ist deutlich größer als vom Duopol zum Markt mit vier gleich großen Anbietern (2.500).

Quelle	Monitoringberichte der Bundesnetzagentur.
Datengrundlage	Berichte der Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur.
Zeitliche Abdeckung	Jährlich.
Regionale Abdeckung	Deutschland.
Nutzung	Bundesnetzagentur (2010): Monitoringbericht 2010. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 4 EnWG i.V.m. § 35 EnWG (alt).

Anmerkungen:

Die Bundesnetzagentur weißt die Anteile am Gasimport und an inländischer Förderung der 3 bzw. 5 größten Unternehmungen aus.

Bei entsprechender Datenlage auch ein Konzentrationsmaß für die Primärbereitstellung (Förderung plus Nettoimporte) von Gas ermittelt werden.

Der Indikator berücksichtigt nur strukturelle Marktmacht in der Primärbereitstellung von Gas. Der Indikator zeigt zwar Konzentration an, ist für sich aber kein Beweis, dass tatsächlich Marktmacht ausgeübt wird.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
	Mittel	Gut	Mittel
Mittel			

Hochradioaktive Abfälle aus energetischer Nutzung von Kernenergie

Der Indikator gibt an, wie groß die Menge an hoch radioaktiven Abfällen aus der energetischen Nutzung der Kernkraft ist. Hochradioaktiv bedeutet, dass die Wärmeentwicklung nicht vernachlässigbar ist. Diese Menge wird in Tonnen ausgedrückt.

Quelle	Bundesamt für Strahlenschutz (BfS).
Datengrundlage	Befragung der Abfallverursacher.
Zeitliche Abdeckung	Jährlich, ab 1984.
Regionale Abdeckung	Deutschland.
Nutzung	Ecoplan/ Factor Consulting & Management AG (2001): Nachhaltigkeit: Kriterien und Indikatoren für den Energiebereich. European Environment Agency (2008): Energy and Environment Report 2008. Luxembourg.

Anmerkungen:

Neben den in einem Jahr angefallenen Mengen können auch die insgesamt angefallenen hochradioaktiven Abfälle ausgewiesen werden.

Die hochradioaktiven Abfälle umfassen zwar nur ca. 7% des Volumens aller radioaktiven Abfälle aus der energetischen Nutzung, sind allerdings für 98% der Radioaktivität verantwortlich.

Weltweite Abdeckung durch Joint Convention der IAEA.

Zielbezug zur Wirtschaftlichkeit ist durch die Kosten der Endlagerung gegeben, jedoch sind diese mit sehr großen Unsicherheiten behaftet.

Zielbezug		Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
	Gut	Gut	Gut	Gut
Gering				

Hochschulabsolventen in für Energie relevanten Feldern

Der Indikator gibt die Anzahl der Hochschulabsolventen in den für den Energiebereich wichtigen Feldern an.

Quelle	Statistisches Bundesamt. Prüfungen an Hochschulen. Fachserie 11, Reihe 4.2.
Datengrundlage	Meldungen der staatlichen und kirchlichen Prüfungsämter. Es liegt Meldepflicht vor.
Zeitliche Abdeckung	Jährlich, seit 1992.
Regionale Abdeckung	Deutschland.
Nutzung	

Anmerkungen:

Indikator bezieht sich auf den Arbeitsmarkt und nicht auf das Energiesystem.

Der Indikator berücksichtigt nicht, dass im Ausland ausgebildete Fachkräfte ein- bzw. im Inland ausgebildete Fachkräfte abwandern können.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
	Gut	Gut	Gut

Implizite Energiesteuern

Der Indikator misst die durchschnittliche Steuerbelastung des Energiekonsums. Er ist definiert als Quotient aus den Einnahmen aus Energiesteuern und dem Endenergieverbrauch. Er wird in Euro pro TROE (Tonne Rohöläquivalent) ausgedrückt. (vgl. Definition Eurostat, tsien040)

Quelle	Eurostat (tsien040).
Datengrundlage	Steuerdaten aus der VGR, Energiebilanzen auf Basis von Auswertungen verschiedener Primärstatistiken (u.a. StatBA, Statistik der Kohlenwirtschaft).
Zeitliche Abdeckung	Jährlich.
Regionale Abdeckung	EU27.
Nutzung	

Anmerkungen:

Der Indikator berücksichtigt die Energie- und CO₂-Steuern, aber keine Mehrwertsteuern. Auch die Kosten für Emissionszertifikate sind nicht enthalten.

Der Zusammenhang zwischen der Höhe der Besteuerung und gesamtwirtschaftlicher Effizienz ist nicht eindeutig. Generell stellen Steuern überwiegend Umverteilungen dar und geben somit mehr Auskunft über die Belastung der besteuerten Gruppen als über wirtschaftliche Effizienz. Steuern, die spezifisch erhoben werden um externe Effekte zu internalisieren, fördern tendenziell die wirtschaftliche Effizienz.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
	Gut	Gut	Mittel
Gering			

Importanteil am Energieverbrauch

„Die Energieabhängigkeit zeigt inwieweit sich eine Wirtschaft auf Importe verlässt, um den eigenen Energiebedarf zu decken. Sie wird als Nettoimport dividiert durch die Summe des Bruttoinlandsenergieverbrauchs inkl. Lager berechnet“ (Definition Eurostat, tsdcc310). Diese Zahlen sind sowohl für Steinkohle, Erdölprodukte und Erdgas, als auch für den gesamten Energieverbrauch verfügbar.

Quelle	AG Energiebilanzen. Internationale Vergleichsdaten bei Eurostat und der IEA verfügbar.
Datengrundlage	Auswertungen verschiedener Primärstatistiken (u.a. StatBA, Statistik der Kohlenwirtschaft).
Zeitliche Abdeckung	Jährlich, ab 1950.
Regionale Abdeckung	EU27, Beitrittskandidaten, Schweiz, Island und Norwegen.
Nutzung	Verschiedene Publikationen von Eurostat.

Anmerkungen:

Hierbei sollte sinnvollerweise der europäische Markt (Europäische Union + Europäische Freihandelsassoziation) als Binnenmarkt betrachtet werden. Problematisch ist die Datenlage zur Herkunft der Importe. Importe können als innereuropäisch gewertet werden, obwohl sie ursprünglich aus anderen Erdteilen nach Europa importiert wurden und dann im Binnenmarkt weitergehandelt werden. Außerdem geben einige Unternehmen den statistischen Ämtern die Veröffentlichung der Herkunft ihrer Importe nicht zur Veröffentlichung frei.

Für die Bewertung der Abhängigkeit von Energieimporten sind weitere Aspekte von großer Bedeutung. Die Abhängigkeit von politisch stabilen Ländern, die eine freundschaftliche Beziehung mit Europa pflegen, ist als weniger kritisch anzusehen, als eine Abhängigkeit von instabilen Staaten. Auch ist die Abhängigkeit weniger problematisch, wenn sich die Importe auf viele verschiedene Lieferländer verteilen. Dies berücksichtigt der Indikator nicht.

Für die Berechnung dieses Indikators ist festzulegen, ob Stromerzeugung aus Kernkraft als importierte oder heimische Energie in die Berechnung eingeht. Vgl. dazu den Indikator „Importe von Energie“.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
Gering	Gut	Mittel	Gut

Importdiversifikation gemäß Herfindahl-Hirschman-Index (HHI)

Der Indikator gibt die Konzentration der Importe von Energie nach Lieferländern an. Diese wird mit dem Herfindahl-Hirschman-Index (HHI) gemessen. Der HHI ist definiert als die Summe der quadrierten Anteile an den Importen der energetischen Rohstoffe.

Quelle	AG Energiebilanzen. Internationale Vergleichsdaten bei Eurostat und der IEA verfügbar.
Datengrundlage	Auswertungen verschiedener Primärstatistiken (u.a. StatBA, Statistik der Kohlenwirtschaft).
Zeitliche Abdeckung	Jährlich.
Regionale Abdeckung	OECD.
Nutzung	

Anmerkungen:

Hierbei sollte sinnvollerweise der europäische Markt (Europäische Union + Europäische Freihandelsassoziation) als Binnenmarkt betrachtet werden. Problematisch ist die Datenlage zur Herkunft der Importe. Importe können als innereuropäisch gewertet werden, obwohl sie ursprünglich aus anderen Erdteilen nach Europa importiert wurden und dann im Binnenmarkt weitergehandelt werden. Außerdem geben einige Unternehmen den statistischen Ämtern die Veröffentlichung der Herkunft ihrer Importe nicht zur Veröffentlichung frei.

Der Indikator berücksichtigt nicht die Stabilität der Länder, aus denen die Energie importiert wird.

Für die Berechnung dieses Indikators ist festzulegen, ob Stromerzeugung aus Kernkraft als importierte oder heimische Energie in die Berechnung eingeht. Vgl. dazu den Indikator „Importe von Energie“.

Der Indikator gewinnt an Aussagekraft, wenn man ihm die Bedeutung der Importe am Gesamtverbrauch gegenüber stellt. Ein aggregierte Indikator kann als gewichtetes Mittel der Maßzahlen je Energieträger berechnet werden. Als Gewichte sollten die Anteile des Energieträgers am Inlandsverbrauch genutzt werden.

Zielbezug		Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
Mittel		Gut	Mittel	Mittel

Importe von Energie

Nettoenergieimporte sind alle in energetischen Einheiten gemessenen Beiträge zur inländischen Energieversorgung, die aus dem Ausland beschafft wurden, abzüglich der Energieexporte aus dem Inland ins Ausland. Transithandel mit Energie wird somit nicht berücksichtigt. (vgl. zum Beispiel OECD, IEA, Eurostat (2005): „Handbuch Energiestatistik“, Paris).

Quelle	AG Energiebilanzen. Internationale Vergleichsdaten bei Eurostat und der IEA verfügbar.
Datengrundlage	Auswertungen verschiedener Primärstatistiken (u.a. StatBA, Statistik der Kohlenwirtschaft)
Zeitliche Abdeckung	Jährlich.
Regionale Abdeckung	Weltweit.
Nutzung	Consentec/ IAEW/ EWI (2010): Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung. Abschlussbericht. Jansen/ van Arkel/ Boots (2004): Designing indicators of long-term energy supply security.

Anmerkungen:

Hierbei sollte sinnvollerweise der europäische Markt (Europäische Union + Europäische Freihandelsassoziation) als Binnenmarkt betrachtet werden. Problematisch ist die Datenlage zur Herkunft der Importe. Importe können als innereuropäisch gewertet werden, obwohl sie ursprünglich aus anderen Erdteilen nach Europa importiert wurden und dann im Binnenmarkt weitergehandelt werden. Außerdem geben einige Unternehmen den statistischen Ämtern die Veröffentlichung der Herkunft ihrer Importe nicht zur Veröffentlichung frei.

Uran wird von der Internationalen Energieagentur nicht als Energieträger in den Energiebilanzen geführt. Energiegewinnung aus Kernkraft gilt laut IEA somit als inländische Primärenergieerzeugung.

Die deutsche AG Energiebilanzen (AGEB) betrachtet Kernenergie hingegen nicht als heimischen Energieträger, da die notwendigen Kernbrennstoffe komplett importiert werden müssen. Der Beitrag der Kernenergie wird somit von der AGEB den Importen zugerechnet.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
Gering	Gut	Mittel	Gut

Importe von Energie aus demokratisch nicht gefestigten Ländern

Der Indikator stellt die Versorgungsunsicherheit durch Nettoenergieimporte aus Ländern dar, die nach Polity IV Index als nicht demokratisch gefestigt gelten. Als nicht demokratisch gefestigt gelten gemeinhin jene Länder, deren Wert im Polity IV Demokratieindex kleiner als 6 ist.

Energieimporte aus demokratisch nicht gefestigten Staaten leiden unter einer Reihe von möglichen Problemen, welche die Versorgungssicherheit erheblich beeinträchtigen, zum Beispiel Kriege, Regimeumstürze, fehlende Rechtsstaatlichkeit etc.

Energieimporte aus demokratisch gefestigten Ländern weisen diese Risiken nicht, oder nur sehr begrenzt auf. Politologische Studien zeigen, dass demokratischen Staaten potentielle Konflikte untereinander friedlich lösen (Ray 1998, Ray 2003) und Vertragssicherheit allgemein vorhanden ist.

Quelle	Eigene Berechnungen auf Basis der AG Energiebilanzen und des Polity IV Demokratieindex.
Datengrundlage	Auswertungen verschiedener Primärstatistiken (u.a. StatBA, Statistik der Kohlenwirtschaft). Polity IV Projekt.
Zeitliche Abdeckung	Energie: Jährlich. Demokratie: Jährlich, weite Abdeckung ab 1800.
Regionale Abdeckung	Weltweit.
Nutzung	Polity IV: Breite Nutzung in der Konflikt und Sicherheitsforschung.

Anmerkungen:

Alternativ zum Polity IV Demokratieindex kann auch der Freedom House Index genutzt werden. Dort gelten alle Länder mit einem Wert größer als 2,5 als nicht demokratisch.

Problematisch ist die Datenlage zur Herkunft der Importe. Importe können als innereuropäisch gewertet werden, obwohl sie ursprünglich aus anderen Erdteilen nach Europa importiert wurden und dann im Binnenmarkt weitergehandelt werden. Außerdem geben einige Unternehmen den statistischen Ämtern die Veröffentlichung der Herkunft ihrer Importe nicht zur Veröffentlichung frei.

Für die Berechnung dieses Indikators ist festzulegen, ob Stromerzeugung aus Kernkraft als importierte oder heimische Energie in die Berechnung eingeht. Vgl. dazu den Indikator „Importe von Energie“.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
Mittel	Gut	Mittel	Mittel

Importrisikoindikator („Versorgungsrisiko-Indikator“) nach Frondel und Schmidt

Der Versorgungsrisiko-Indikator nach Frondel und Schmidt quantifiziert das Risiko durch Importabhängigkeit bei Energieträgern auf einer Skala von 0 bis 1. Der Indikator basiert auf einem Konzentrationsmaß, dem Herfindahl-Hirschman-Index (HHI). Importe aus den einzelnen Ländern werden mit länderspezifischen Risiken gewichtet.

Er kann für einzelne Energieträger, aber auch den gesamten Energieverbrauch berechnet werden.

Quelle	Frondel, Schmidt (2008, 2009).
Datengrundlage	IEA: Coal Information, Oil Information, Gas Information, OECD: Country Risk Classifications of the Participants to the Arrangement on Officially Supported Export Credits.
Zeitliche Abdeckung	Kohle-, Öl- und Gas-Informationen jährlich, Country Risk Classification regelmäßig (alle 3 bis 4 Monate) ab 1999.
Regionale Abdeckung	OECD.
Nutzung	Buttermann/ Freund (2010): Sicherheit unserer Energieversorgung – Indikatoren zur Messung von Verletzbarkeit und Risiken. Untersuchung im Auftrag des Weltenergieerats - Deutschland.

Anmerkungen:

Hierbei sollte sinnvollerweise der europäische Markt (Europäische Union + Europäische Freihandelsassoziation) als Binnenmarkt betrachtet werden. Problematisch ist die Datenlage zur Herkunft der Importe. Importe können als innereuropäisch gewertet werden, obwohl sie ursprünglich aus anderen Erdteilen nach Europa importiert wurden und dann im Binnenmarkt weitergehandelt werden. Außerdem geben einige Unternehmen den statistischen Ämtern die Veröffentlichung der Herkunft ihrer Importe nicht zur Veröffentlichung frei.

Kartelle (z.B. die OPEC) können ebenfalls berücksichtigt werden.

Die Aussagefähigkeit von Kreditausfallrankings für die Sicherheit der Energieversorgung ist fraglich. Die Qualität des Indikators mit Blick auf die Versorgungssicherheit ist daher nicht offenkundig. Eine umfassende empirische Überprüfung des Indikators könnte die Bewertung für den Zielbezug entsprechend verändern.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
Mittel	Gut	Mittel	Gering

Investitionen der Netzbetreiber

„Als Investitionen gelten die im Berichtsjahr aktivierten Bruttozugänge an Sachanlagen sowie der Wert der im Berichtsjahr neu gemieteten und gepachteten neuen Sachanlagen. Als Wert für gemietete oder gepachtete Sachanlagen gilt der aktivierte Wert der Sachanlage beim Vermieter bzw. Verpächter.“ (Bundesnetzagentur (2011): Definitionsliste Monitoring 2011. Elektrizität und Gas).

Quelle	Monitoringberichte der Bundesnetzagentur.
Datengrundlage	Meldungen der Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur.
Zeitliche Abdeckung	Jährlich, ab 2002.
Regionale Abdeckung	Deutschland.
Nutzung	Consentec/ IAEW/ EWI (2010): Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung. Abschlussbericht. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2010): Energiemarkt Deutschland. Zahlen und Fakten zur Gas-, Strom- und Fernwärmeversorgung.

Anmerkungen:

Nicht allein das Investitionsvolumen ist wichtig. Es muss berücksichtigt werden, wie hoch der Investitionsbedarf ist und ob die Investitionen da stattfinden, wo Bedarf besteht. Ein hoher Investitionsgrad könnte auch Ausdruck eines in der Vergangenheit vernachlässigten Netzes sein.

Siehe auch „Alter des Elektrizitätsnetzes“.

Ausfälle (SAIDI) geben direktere Informationen über die bestehende Versorgungssicherheit.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
Mittel	Gut	Gut	Mittel

Investitionen in den Kraftwerkspark

„Als Investitionen gelten die im Berichtsjahr aktivierten Bruttozugänge an Sachanlagen sowie der Wert der im Berichtsjahr neu gemieteten und gepachteten neuen Sachanlagen. Als Wert für gemietete oder gepachtete Sachanlagen gilt der aktivierte Wert der Sachanlage beim Vermieter bzw. Verpächter.“ (Bundesnetzagentur (2011): Definitionsliste Monitoring 2011. Elektrizität und Gas).

Quelle	Monitoringberichte der Bundesnetzagentur.
Datengrundlage	Meldungen der Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur.
Zeitliche Abdeckung	Jährlich, ab 2002.
Regionale Abdeckung	Deutschland.
Nutzung	

Anmerkungen:

Nicht allein das Investitionsvolumen ist wichtig. Es muss berücksichtigt werden, wie der Zu- bzw. Rückbau die installierten Kapazitäten verändert.

Neben den Investitionen in den Kraftwerkspark sind auch die Investitionen ins Netz für die Versorgungssicherheit von Bedeutung. Siehe auch „Alter des Kraftwerksparks“.

Ausfälle (SAIDI) geben direktere Informationen über die bestehende Versorgungssicherheit.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
Gering	Gut	Gut	Mittel

Investitionen und laufende Ausgaben für Umweltschutz im Energiebereich

Der Indikator misst alle Investitionen, die vollständig oder zum überwiegenden Teil dem Umweltschutz dienen. Es werden die Umweltbereiche Abfallentsorgung, Gewässerschutz, Lärmbekämpfung, Luftreinhaltung sowie, ab 1996, Naturschutz und Landschaftspflege, Bodensanierung und Klimaschutz einbezogen. Die Daten sind nach Wirtschaftszweigen aufgeschlüsselt verfügbar.

Quelle	Statistisches Bundesamt. Fachserie 19 Reihe 3.1 (Investitionen) und 3.2 (Ausgaben).
Datengrundlage	Befragung der Unternehmen (mit Auskunftspflicht).
Zeitliche Abdeckung	Jährlich, seit 1975 (Investitionen) bzw. 1996 (Ausgaben).
Regionale Abdeckung	Deutschland.
Nutzung	-

Anmerkungen:

Verschiedene Arten von Investitionen, zum Beispiel integrierte oder end-of-pipe-Umweltschutzmaßnahmen können getrennt ausgewiesen werden.

Beim Statistischen Bundesamt liegen auch Daten zu den Ausgaben für Umweltschutz vor. Diese umfassen, neben den Investitionen, auch die laufenden Ausgaben für den Umweltschutz.

Die heutigen Investitionen in den Umweltschutz können als Frühindikator für die zukünftige Umweltverträglichkeit herangezogen werden. Allerdings ist der Indikator damit ein indirekter Indikator für die tatsächliche Umweltverträglichkeit des Energiesystems.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
Gering	Gut	Gut	Gut

Kapazität der Stromspeicher

Ein Stromspeicher wandelt elektrische Energie in eine andere Energieform um, speichert diese und wandelt sie wieder in elektrischen Strom um. Eine Ausnahme stellen Kondensatoren dar, die Strom direkt speichern. Der Indikator misst die Kapazität der Stromspeicher, die für den deutschen Markt relevant sind.

Quelle	Dena (2010) dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025.
Datengrundlage	Gesamtliste aller Kraftwerke mit mehr als 100 MW Leistung.
Zeitliche Abdeckung	
Regionale Abdeckung	Deutschland.
Nutzung	Dena (2010) dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025

Anmerkungen:

Aktuell bestehen die Speicherkapazitäten aus Pumpspeicherkraftwerken und dem Druckluftspeicherkraftwerk in Huntorf. Es werden auch andere Technologien als potentielle Stromspeicher diskutiert, zum Beispiel batterieelektrische Automobile. Die Datenerhebung muss sich an die Entwicklung der Technik in diesem Bereich anpassen.

Die regionale Abgrenzung sollte sich nicht nur auf Deutschland beziehen, sondern auf alle Stromspeicher im relevanten Markt (derzeit Deutschland, Österreich und Schweiz).

Die Kapazitäten allein lassen nur bedingt Schlüsse darauf zu, ob die benötigte Leistung auch zum richtigen Zeitpunkt abgerufen werden kann. Die Speicherkapazitäten sollten entsprechend in der gesicherten Leistung bereits berücksichtigt sein.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
Mittel	Gut	Mittel	Gut

Kapazitäten zur unterirdischen Speicherung von Erdgas

Der Indikator gibt die Kapazität der unterirdischen Erdgasspeicher an. Gemessen wird das Arbeitsgasvolumen, also diejenige Menge an Erdgas, die für die Entnahme tatsächlich zur Verfügung steht. Wenn das Arbeitsgasvolumen durch eine Maßzahl für den Erdgasverbrauch geteilt wird ergibt sich ein Indikator für die Reichweite der Speicher bei maximalem Füllstand.

Quelle	Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie: Jahresbericht "Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland".
Datengrundlage	Abfrage bei den Betreiberunternehmen der Speicher.
Zeitliche Abdeckung	Jährlich, ab 1955.
Regionale Abdeckung	Deutschland.
Nutzung	BMWi (2010): Monitoringbericht nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit bei Erdgas. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2010): Energiemarkt Deutschland. Zahlen und Fakten zur Gas-, Strom- und Fernwärmeversorgung.

Anmerkungen:

Internationale Daten liegen bei der International Gas Union vor. Die unterschiedlichen Rahmenbedingungen (z.B. Bedeutung eigener Förderung) schränken die Vergleichbarkeit aber ein.

Ein wichtiger Aspekt ist die Entnahmerate des Erdgases. Diese hängt stark von geologischen Eigenschaften des einzelnen Speichers und von dessen Füllstand ab. Daher ist dieser Aspekt nicht angemessen zu quantifizieren.

Für den Gasverbrauch könnte, sofern verfügbar, auf witterungsbereinigte Größen zurückgegriffen werden um die Aussagefähigkeit des Indikators zu stärken.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
Mittel	Gut	Gut	Gut

Levelized Costs of Energy (LCOE)

Die „Levelized Cost of Energy“ (LCOE) entsprechen den durchschnittlichen Erzeugungskosten (Gegenwartswert) einer Energieeinheit (z.B. kWh). LCOE beinhalten sowohl Fixkosten (einmalige Investitionen, z.B. Kraftwerk) als auch variable Kosten (z.B. Brennstoffkosten).

Quelle	IEA (2010) Projected Cost of Generating Electricity. IPCC (2011) Special Report on Renewables.
Datengrundlage	Technologieabhängig. Marktpreise für Inputfaktoren, GIS-Daten, Betreiberinformationen, Verbandsinformation, Marktforschung.
Zeitliche Abdeckung	Verschieden, abhängig von Technologie und Datenquellen.
Regionale Abdeckung	Standort-spezifische Größe, meist zu nationalen Durchschnittswerten aggregiert oder als nationale/globale Bandbreiten.
Nutzung	-

Anmerkungen:

Üblicherweise werden lediglich die direkten privaten Kosten der Erzeugung in die Betrachtung einbezogen und Steuern, Abgaben und Gebühren ausgeschlossen. Soziale Kosten wie z.B. Emissionskosten und die Kosten der Lieferung an den Ort des Verbrauchs können jedoch in die Betrachtung einbezogen werden. Steuern, Abgaben und Gebühren, die in Faktorpreisen inbegriffen sind, lassen sich jedoch meist nicht herausrechnen.

Die Wahl der Diskontrate ist mit normativen Annahmen verknüpft.

Die Anwendung des Konzeptes ist gängige Praxis für Elektrizität, so dass LCOE häufig synonym für „Levelized Cost of Electricity“ verwendet wird. Hier wird von einem breiteren Ansatz ausgegangen, d.h. die Anwendung auf andere sekundäre Energieträger wie Wärme und Kraftstoffe eingeschlossen.

Die Transparenz der LCOE hängt maßgeblich von der Verfügbarkeit und Transparenz der Investitionsgüter- und Faktorpreise für die gesamte Lebenszeit des Projektes ab. Diese ist tendenziell höher für kleinskalige Technologien ohne Brennstoff- und mit geringen anderen variablen Kosten als für fossile Großkraftwerke mit geringer Stückzahl und hohen Brennstoffkosten.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
Gering	Gering	Gering	Gering

Lieferantenwechselquoten

Der Indikator gibt an, welcher Anteil an Haushalten, Gewerbe- bzw. Industriekunden im Laufe eines Jahres ihren Strom- bzw. Gasanbieter gewechselt haben.

Quelle	Monitoringberichte der Bundesnetzagentur.
Datengrundlage	Berichte der Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur.
Zeitliche Abdeckung	Jährlich, ab 2006. Ab 2007 auch Wechsel bei Einzug berücksichtigt.
Regionale Abdeckung	Deutschland.
Nutzung	Bundesnetzagentur (2010): Monitoringbericht 2010. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 4 EnWG i.V.m. § 35 EnWG (alt).

Anmerkungen:

Die Wechselquote wird überschätzt, wenn nicht diejenigen herausgerechnet werden, die innerhalb eines Jahres mehr als einmal den Strom- bzw. Gasanbieter wechseln. In den Daten der Bundesnetzagentur wird dies berücksichtigt.

Die Wechselquote kann als Maßzahl für die Wettbewerbsintensität gesehen werden und somit ein Indikator für eine kostenadäquate Versorgung mit Nutzenergie sein.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
	Gut	Gut	Mittel
Mittel			

Marge Elektrizitätsvertrieb

Die Marge ist ein Maß dafür, wie weit sich Outputpreise von Inputkosten entfernen, und somit für Wettbewerb im Elektrizitätsvertrieb. Eine höhere Marge steht dabei für weniger Wettbewerb.

Die Marge ergibt sich aus dem durchschnittlichen Gesamtpreis abzüglich sämtlicher Entgelte für Abrechnung, Messung, Messstellenbetrieb, Konzessionsabgabe, Umlagen (EEG, KWKG, StromNEV), Steuern, Energiebeschaffung und Vertrieb.

Die Marge kann für typische Haushaltskunden, Gewerbekunden, und Industriekunden angegeben werden.

Quelle	Gemeinsames Energiemonitoring 2012 der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes
Datengrundlage	Fragebogenvorschlag zur Datenerhebung 2012 der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes vom 8. Februar 2012
Zeitliche Abdeckung	Jährlich, ab 2012
Regionale Abdeckung	Deutschland
Nutzung	Gemeinsames Energiemonitoring der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes

Anmerkungen:

Die Marge sollte ursprünglich ab 2012 erhoben werden. Stattdessen wird nun ein Restbetrag, der aus Marge plus Vertriebskosten besteht erhoben. Da funktionierender Wettbewerb prinzipiell auch Effizienz im Vertrieb sicherstellt, kann auch der Restbetrag als Indikator für die Wettbewerbsintensität betrachtet werden.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
	-	Gut	Gut
Gut			

Marge Gasvertrieb

Die Marge ist ein Maß dafür, wie weit sich Outputpreise von Inputkosten entfernen, und somit für Wettbewerb im Gasvertrieb. Eine höhere Marge steht dabei für weniger Wettbewerb.

Die Marge wird berechnet als der durchschnittliche Gesamtpreis abzüglich sämtlicher Entgelte für Abrechnung, Messung, Messstellenbetrieb, Konzessionsabgabe, Steuern, Energiebeschaffung und Vertrieb.

Die Marge soll für typische Haushaltskunden, Gewerbekunden, und Industriekunden angegeben werden.

Quelle	Gemeinsames Energiemonitoring 2012 der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes
Datengrundlage	Fragebogenvorschlag zur Datenerhebung 2012 der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes vom 8. Februar 2012
Zeitliche Abdeckung	Jährlich, ab 2012
Regionale Abdeckung	Deutschland
Nutzung	Gemeinsames Energiemonitoring der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes

Anmerkungen:

Die Marge sollte ursprünglich ab 2012 erhoben werden. Stattdessen wird nun ein Restbetrag, der aus Marge plus Vertriebskosten besteht erhoben. Da funktionierender Wettbewerb prinzipiell auch Effizienz im Vertrieb sicherstellt, kann auch der Restbetrag als Indikator für die Wettbewerbsintensität betrachtet werden.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
		Gut	Gut
Gut			

Materialverbrauch der Energieerzeugung

Der Indikator gibt den Materialverbrauch der Energieversorgung an. Er wird als kumulierter Primärmaterialaufwand berechnet.

Quelle	-
Datengrundlage	-
Zeitliche Abdeckung	-
Regionale Abdeckung	-
Nutzung	-

Anmerkungen:

Der kumulierte Primärmaterialaufwand umfasst alles Material, das zur Erzeugung der Endenergie bewegt wurde. Er geht daher über eine reine Erfassung der Energieträger hinaus. Wasser- und Lufteinsatz sind nicht Teil kumulierten Primärmaterialaufwandes, können aber auch berücksichtigt werden.

Es existieren Studien, zum Beispiel vom Wuppertal Institut, welche die Materialintensität der Energieversorgung in kg / kWh angeben. Es handelt sich um technologiespezifische bottom-up-Studien, die den Weg der Energie von der Extraktion der Rohstoffe bis zum Endkonsumenten der Energie abbilden. Allerdings sind diese Studien eng an einzelnen Technologien angelehnt und damit nicht repräsentativ genug für das gesamte Energiesystem, um diesen Indikator quantifizieren zu können.

Aktuell wird an der Verbesserung der bestehenden Input-Output-basierten Datensätze gearbeitet, zum Beispiel im FP7-Projekt CREEA. Mit diesem Ansatz könnte das Problem der mangelnden Repräsentativität gelöst werden.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
Gut	-	-	-

Mittlere Strahlenexposition der Bevölkerung durch Kernkraftanlagen

Der Indikator gibt an, wie hoch die effektive Belastung der Bevölkerung pro Kopf durch ionisierende Strahlung ist, welche von Kernkraftwerken freigesetzt wurde.

Quelle	Bundesamt für Strahlenschutz (BfS): Umweltradioaktivität und Strahlenbelastung. Jahresberichte.
Datengrundlage	Messungen und darauf aufbauende Berechnungen des BfS.
Zeitliche Abdeckung	Jährlich.
Regionale Abdeckung	Deutschland.
Nutzung	Ecoplan/ Factor Consulting & Management AG (2001): Nachhaltigkeit: Kriterien und Indikatoren für den Energiebereich.

Anmerkungen:

Die Strahlenbelastung der Bevölkerung wird, im Bundesdurchschnitt, durch natürliche Strahlung und medizinische Anwendungen dominiert. Der Indikator erscheint ungeeignet, um auf Strahlenschäden zu schließen, die durch das Energiesystem verursacht werden.

Die wesentliche Gefahr geht von großen Unfällen aus, deren Wahrscheinlichkeit kaum quantifizierbar ist.

Zielbezug		Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
	Gering	Gut	Gut	Mittel

Netzentgelte Gas

Der Indikator gibt die durchschnittlichen mengengewichteten Netznutzungsentgelte pro kWh zum 15.10. eines Jahres an. Der Indikator wird getrennt für Haushalte, gewerbliche Kunden und Industriekunden ausgewiesen

Quelle	Monitoringberichte der Bundesnetzagentur.
Datengrundlage	Berichte der Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur.
Zeitliche Abdeckung	Jährlich, ab 2006.
Regionale Abdeckung	Deutschland.
Nutzung	Bundesnetzagentur (2010): Monitoringbericht 2010. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 4 EnWG i.V.m. § 35 EnWG (alt).

Anmerkungen:

Im Sinne einer günstigen Bereitstellung von Nutzenergie sind möglichst geringe Netzentgelte anzustreben. Für eine Betrachtung der ökonomischen Effizienz ist jedoch der Quotient aus erzieltm Nutzen und Kosten relevant. In den Nutzen geht, neben der aktuellen Stabilität des Netzbetriebs, auch der Zustand der Betriebsmittel für die zukünftige Versorgung mit ein.

Der Zielbezug kann verbessert werden, indem die Netzentgelte in Zusammenhang mit einem Maß für die Versorgungssicherheit (z.B. SAIDI) betrachtet wird.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
Gering	Gut	Gut	Gut

Netzentgelte Strom

Der Indikator gibt die durchschnittlichen mengengewichteten Netznutzungsentgelte pro kWh zum 1.4. eines Jahres an. Der Indikator wird getrennt für Haushalte, gewerbliche Kunden und Industriekunden ausgewiesen. Die Netzentgelte umfassen Abrechnung und Messung.

Quelle	Monitoringberichte der Bundesnetzagentur.
Datengrundlage	Berichte der Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur.
Zeitliche Abdeckung	Jährlich, ab 2006.
Regionale Abdeckung	Deutschland.
Nutzung	Europäische Kommission (2010): Report on progress in creating the internal gas and electricity market. COM(2010)84. Bundesnetzagentur (2010): Monitoringbericht 2010. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 4 EnWG i.V.m. § 35 EnWG (alt).

Anmerkungen:

Im Sinne einer günstigen Bereitstellung von Nutzenergie sind möglichst geringe Netzentgelte anzustreben. Für eine Betrachtung der ökonomischen Effizienz ist jedoch der Quotient aus erzieltm Nutzen und Kosten relevant. In den Nutzen geht, neben der aktuellen Stabilität des Netzbetriebs, auch der Zustand der Betriebsmittel für die zukünftige Versorgung mit ein.

Der Zielbezug kann verbessert werden, indem die Netzentgelte in Zusammenhang mit einem Maß für die Versorgungssicherheit (z.B. SAIDI) betrachtet wird.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
	Gut	Gut	Gut
Gering			

Nichtinternalisierte externe Kosten der Energieversorgung

Der Indikator beschreibt sämtliche externe Kosten der Energieversorgung, die nicht internalisiert werden. Ausgangspunkt sind hierbei die sozialen Kosten der Energieversorgung, von denen sämtlichen Internalisierungen externer Kosten, wie z.B. durch Emissionszertifikatspreise auf Treibhausgase abgezogen werden. Die Differenz sind die externen Kosten der Energieversorgung.

Quelle	Verschiedene, aber keine Einheitlichen für alle externen Kosten.
Datengrundlage	Externe Kostenschätzungen generell modellbasiert. Bezüglich der Internalisierung externer Kosten teilweise Annahmen über die Zurechnung bestimmter Steuern zur Kosteninternalisierung notwendig.
Zeitliche Abdeckung	-
Regionale Abdeckung	-
Nutzung	-

Anmerkungen:

Die Komponente soziale Kosten ist generell modellbasiert und beruht auf einer Reihe von Annahmen.

Zielbezug		Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
		-	-	Gering
Gut				

Nichtinternalisierte Treibhausgaskosten

Der Indikator beschreibt die externen Kosten durch Treibhausgase, die nicht durch Emissionszertifikate internalisiert werden. Ausgangspunkt sind hierbei die sozialen Kosten von Treibhausgasemissionen, von denen Emissionszertifikatspreise auf Treibhausgase abgezogen werden. Die Differenz sind die nichtinternalisierten Treibhausgaskosten.

Quelle	Soziale Kosten von Treibhausgasen (SCC): Methodenkonvention Umweltbundesamt. Internalisierte Treibhausgaskosten: durchschnittlicher EUA (Emissionszertifikat) Spot-Preis * Menge EUAs (Emissionszertifikate) für Energieerzeugung (Umweltbundesamt, EU Kommission).
Datengrundlage	SCC: Modellbasiert. Internalisierte Treibhausgaskosten: EUA Preise aus Börsendaten, EUA Zertifikatsmenge von EU Kommission.
Zeitliche Abdeckung	Soziale Kosten: feste Schätzungen. EUA Preis: täglich. EUA Menge: jährlich.
Regionale Abdeckung	EU27.
Nutzung	Neu, Soziale Kosten: Umweltbundesamt.

Anmerkungen:

Der Indikator bezieht sich nur auf die energiebedingten Treibhausgasemissionen von Kraftwerken, die im EU Emissionshandelssystem erfasst sind.

Formel für Gesamtkosten: $(SCC - \text{durchschnittlicher EUA Preis}) * \text{Menge Zertifikate des Energiesektors}$.

Die Komponente soziale Kosten von Treibhausgasemissionen ist modellbasiert und beruht auf einer Reihe von Annahmen, die in der Methodenkonvention des Umweltbundesamtes deutlich gemacht werden. Andere externe Kosten werden nicht berücksichtigt.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
	Gut	Gering	Gering
Gut			

„Ökologischer Fußabdruck“ des Energiesystems

„The ecological footprint uses biophysical units to measure human consumption of materials, energy, and land area.“ (Giljum et al. (2007). Scientific assessment and evaluation of the indicator “Ecological Footprint”, S. 8). Der Indikator gibt an, wie groß der ökologische Fußabdruck des Energiesystems ist.

Quelle	Global Footprint Network.
Datengrundlage	Verschiedene Quellen, z. B. Statistische Ämter der jeweiligen Staaten, OECD, FOE etc.
Zeitliche Abdeckung	
Regionale Abdeckung	Weltweit.
Nutzung	

Anmerkungen:

Der ökologische Fußabdruck des Energiesystems würde aus der in Fläche ausgedrückten ausgestoßenen Menge CO₂ (Carbon Footprint) und der benötigten Fläche für Gebäude, Anlagen, Infrastruktur, etc. (built- up land) bestehen. Letztere hat, im Vergleich zum Land für die Bindung von CO₂, nur einen geringen Anteil am Fußabdruck.

Auf Basis der vorliegenden Daten kann der Indikator nicht ausreichend präzise quantifiziert werden, da ein direkter Bezug zum Energiesystem in den vorliegenden Daten nicht gegeben ist.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
  Gering	–	–	Gering
 			

Preise für Endverbraucher (IEA)

Der Indikator gibt die durchschnittlichen Preise für Endverbraucher an, welche von der International Energy Agency (IEA) berechnet wurden. Sie sind verfügbar für Haushalte, Industriekunden und Stromerzeuger. Die Daten können mit und ohne Steuern ausgewiesen werden. Die Zahlen sind für verschiedene Energieträger ausgewiesen.

Quelle	IEA Energy Prices and Taxes Statistics.
Datengrundlage	Angaben der Mitgliedsstaaten.
Zeitliche Abdeckung	Quartalsweise, ab 1978.
Regionale Abdeckung	OECD, weitere.
Nutzung	-

Anmerkungen:

Die Energiepreise der IEA sind zum internationalen Preisvergleich nur sehr eingeschränkt bis gar nicht geeignet.

Das reine Preisniveau ist ökonomisch schwer zu bewerten, es betrachtet bei Wettbewerb eigentlich nur die Knappheit der Ressource Energie.

Die Preisdifferenz zu den Erzeugungskosten könnte als Maßstab für die Wettbewerbsintensität dienen und somit für ökonomische Effizienz stehen.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
Gering	Mittel	Gering	Gut
Gering			

Preise für Gas bei Abgabe an industrielle Verbraucher (Eurostat)

Der Indikator stellt die Preise für Gas dar, das an industrielle Verbraucher geliefert wurde. Die Daten werden für verschiedene Nachfragebänder erhoben und ausgewiesen. Sie werden in Euro pro GJ (Brennwert) gemessen. Preise enthalten alle Steuern und Abgaben, die von Unternehmen nicht zurückgefordert werden können.

Quelle	Eurostat (nrg_pc_203, nrg_pc_203_h).
Datengrundlage	Berichte von nationalen statistischen Behörden, Ministerien, etc. Validierung durch Eurostat.
Zeitliche Abdeckung	Halbjährlich, ab 1985.
Regionale Abdeckung	EU27, Türkei, Kroatien, Norwegen.
Nutzung	Europäische Kommission (2010): Report on progress in creating the internal gas and electricity market. COM(2010)84.

Anmerkungen:

Methodischer Bruch im Jahr 2007. Bis 2007 werden die Preise zu einem Stichtag (01.01. / 01.07.) angegeben, danach handelt es sich um den durchschnittlichen Preis in den Halbjahren. Auch die Nachfrageklassen ändern sich zwischen 2007 und 2008.

Die Daten für die größten Nachfrager sind häufig nicht verfügbar.

Die Zahlen können alternativ auch ohne Steuern ausgewiesen werden. Die Zahlen mit Steuern unterscheiden nicht zwischen hohen Preisen aufgrund von fehlendem Wettbewerb oder hohen Preisen aufgrund von der Internalisierung externer Effekte.

Das reine Preisniveau ist ökonomisch schwer zu bewerten, es betrachtet bei Wettbewerb eigentlich nur die Knappheit der Ressource Energie.

Die Preisdifferenz (abzüglich Steuern) zwischen Gaseinkaufspreisen/Grenzübergangspreisen und Endkundenpreisen könnte allerdings als Maß für einen funktionierenden Wettbewerb, und somit ökonomischer Effizienz dienen.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
	Gut	Gut	Gut
Gering			

Preise für Gas bei Abgabe an private Haushalte (Eurostat)

Der Indikator stellt die Preise für Gas dar, das an private Haushalte geliefert wurde. Die Daten werden für verschiedene Nachfragebänder erhoben und ausgewiesen. Sie werden in Euro pro GJ (Brennwert) gemessen.

Quelle	Eurostat (nrg_pc_202, nrg_pc_202_h)
Datengrundlage	Berichte von nationalen statistischen Behörden, Ministerien, etc. Validierung durch Eurostat.
Zeitliche Abdeckung	Halbjährlich, ab 1985.
Regionale Abdeckung	EU27, Türkei, Kroatien, Norwegen.
Nutzung	Europäische Kommission (2010): Report on progress in creating the internal gas and electricity market. COM(2010)84.

Anmerkungen:

Methodischer Bruch im Jahr 2007. Bis 2007 werden die Preise zu einem Stichtag (01.01. / 01.07.) angegeben, danach handelt es sich um den durchschnittlichen Preis in den Halbjahren. Auch die Nachfrageklassen ändern sich zwischen 2007 und 2008.

Die Zahlen können alternativ auch ohne Steuern ausgewiesen werden. Die Zahlen mit Steuern unterscheiden nicht zwischen hohen Preisen aufgrund von fehlendem Wettbewerb oder hohen Preisen aufgrund von der Internalisierung externer Effekte.

Das reine Preisniveau ist ökonomisch schwer zu bewerten, es betrachtet bei Wettbewerb eigentlich nur die Knappheit der Ressource Energie.

Die Preisdifferenz (abzüglich Steuern) zwischen Gaseinkaufspreisen/Grenzeinkaufspreisen und Endkundenpreisen könnte allerdings als Maß für einen funktionierenden Wettbewerb und somit ökonomischer Effizienz dienen.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
	Gut	Gut	Gut
Gering			

Preise für Strom bei Abgabe an industrielle Verbraucher (Eurostat)

Der Indikator stellt die Preise für Strom dar, der an industrielle Verbraucher geliefert wurde. Die Daten werden für verschiedene Nachfragebänder erhoben und ausgewiesen. Sie werden in Euro pro kWh gemessen. Preise enthalten alle Steuern und Abgaben, die von Unternehmen nicht zurückgefordert werden können. Dies umfasst zum Beispiel auch die EEG-Umlage.

Quelle	Eurostat (nrg_pc_205, nrg_pc_205_h).
Datengrundlage	Berichte von nationalen statistischen Behörden, Ministerien, etc. Validierung durch Eurostat.
Zeitliche Abdeckung	Halbjährlich, ab 1985.
Regionale Abdeckung	EU27, Türkei, Kroatien, Norwegen.
Nutzung	Europäische Kommission (2010): Report on progress in creating the internal gas and electricity market. COM(2010)84.

Anmerkungen:

Methodischer Bruch im Jahr 2007. Bis 2007 werden die Preise zu einem Stichtag (01.01. / 01.07.) angegeben, danach handelt es sich um den durchschnittlichen Preis in den Halbjahren. Auch die Nachfrageklassen ändern sich zwischen 2007 und 2008.

Die Daten für die größten Nachfrager sind häufig nicht verfügbar.

Die Zahlen können alternativ auch ohne Steuern ausgewiesen werden. Die Zahlen mit Steuern unterscheiden nicht zwischen hohen Preisen aufgrund von fehlendem Wettbewerb oder hohen Preisen aufgrund von der Internalisierung externer Effekte.

Das reine Preisniveau ist ökonomisch schwer zu bewerten, es betrachtet bei Wettbewerb eigentlich nur die Knappheit der Ressource Energie.

Die Preisdifferenz zu den Erzeugungskosten (kaum erhältlich) könnte allerdings als Maßstab für die Wettbewerbsintensität und somit ökonomische Effizienz dienen.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
Gering			
	Gut	Gut	Gut

Preise für Strom bei Abgabe an private Haushalte (Eurostat)

Der Indikator stellt die Preise für Strom dar, der an private Haushalte geliefert wurde. Die Daten werden für verschiedene Nachfragebänder erhoben und ausgewiesen. Sie werden in Euro pro kWh gemessen. Preise enthalten alle Steuern und Abgaben.

Quelle	Eurostat (nrg_pc_204, nrg_pc_204_h).
Datengrundlage	Berichte von nationalen statistischen Behörden, Ministerien, etc. Validierung durch Eurostat.
Zeitliche Abdeckung	Halbjährlich, ab 1985.
Regionale Abdeckung	EU27, Türkei, Kroatien, Norwegen.
Nutzung	Europäische Kommission (2010): Report on progress in creating the internal gas and electricity market. COM(2010)84.

Anmerkungen:

Methodischer Bruch im Jahr 2007. Bis 2007 werden die Preise zu einem Stichtag (01.01. / 01.07.) angegeben, danach handelt es sich um den durchschnittlichen Preis in den Halbjahren. Auch die Nachfrageklassen ändern sich zwischen 2007 und 2008.

Die Zahlen können alternativ auch ohne Steuern ausgewiesen werden. Die Zahlen mit Steuern unterscheiden nicht zwischen hohen Preisen aufgrund von fehlendem Wettbewerb oder hohen Preisen aufgrund von der Internalisierung externer Effekte.

Das reine Preisniveau ist ökonomisch schwer zu bewerten, es betrachtet bei Wettbewerb eigentlich nur die Knappheit der Ressource Energie.

Die Preisdifferenz zu den Erzeugungskosten (kaum erhältlich) könnte allerdings als Maßstab für die Wettbewerbsintensität und somit ökonomische Effizienz dienen.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
	Gut	Gut	Gut
Gering			

Preiselastische Stromnachfrage bezogen auf den Gesamtverbrauch

Der Indikator erfasst die preiselastische Stromnachfrage aus den Geboten am Day Ahead Markt, geteilt durch die gesamte Stromnachfrage in Deutschland. Dafür werden aus den Nachfragekurven der Stundenauktionen im Spotmarkt die Mengen ermittelt, welche auf preissensitive Gebote zurückgehen.

Der Indikator beschreibt, welcher Anteil der Nachfrage tatsächlich kurzfristig auf Preise reagieren kann. Engpässe oder Überschüsse bei der Erzeugung könnten somit leichter abgedeckt werden.

Quelle	EPEX-Spot, AGEB, Berechnungen
Datengrundlage	Gebote am Stromspotmarkt EPEX-Spot, früher EEX-Spot. Netto-Stromverbrauch in Deutschland, Übertragungsnetzbetreiber
Zeitliche Abdeckung	kontinuierlich, ab 2002.
Regionale Abdeckung	Deutschland, Frankreich.
Nutzung	Neukonzipierung

Anmerkungen:

Der Indikator baut auf dem speziellen Gebotsverfahren am Day-Ahead-Markt für Strom auf. In diesem Markt werden aus einzelnen Geboten Angebots- und Nachfragekurven generiert.

Für den Indikator kritisch ist die Definition von „preissensitiver Nachfrage“. Um Extremgebote auszuschließen empfiehlt es sich einen Preiskorridor zu definieren innerhalb dessen sich „preissensitive Gebote“ bewegen. Beispielsweise könnte ein gleitender Durchschnittspreis über die letzten 365 Tage plus bzw. minus 50 Prozent verwendet werden: Die Differenz der Nachfrage zu einem Preis der halb so hoch und der Nachfrage zu einem Preis der eineinhalb mal so hoch liegt wie der Durchschnittspreis ergibt somit die „preissensitive Nachfrage“.

Der Indikator fokussiert rein auf die Nachfrageseite. Er bildet somit eine Ergänzung zum Indikator „Volatilität der Spotmarktpreise für Strom“, welcher eventuelle Ungleichgewichte von Angebot und Nachfrage über die Fluktuationen der Preise abbildet, und somit die Flexibilität beider Marktseiten berücksichtigt.

Der Indikator liegt realistischer Weise zwischen Null und Eins, kann aber auch über Eins steigen, da auch nicht zum Zuge gekommene preissensitive Gebote erfasst werden.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
Gut	Mittel	Gut	Mittel

Preiselastizität der Nachfrage nach Kraftstoffen

Die Preiselastizität der Nachfrage nach Kraftstoffen (Ottokraftstoffe und Diesel) misst, um wie viel Prozent sich die nachgefragte Menge der Kraftstoffe ändert, wenn sich deren Preise um 1 Prozent ändern.

Überdurchschnittliche Margen lassen sich vor allem bei unelastischer Nachfrage erzielen. Eine größere Preiselastizität der Nachfrage nach Kraftstoffen geht tendenziell mit mehr Wettbewerb im Kraftstoffmarkt einher.

Quelle	Hughes, Knittel&Sperling, Evidence of a Shift in the Short-Run Price Elasticity of Gasoline Demand; The Energy Journal 2008, Erdmann&Zweifel, Energieökonomik, 2008, S.103 ff.
Datengrundlage	-
Zeitliche Abdeckung	-
Regionale Abdeckung	-
Nutzung	Bundeskartellamt (2011). Sektoruntersuchung Kraftstoffe. Bericht gemäß § 32e Abs. 3 GWB.

Anmerkungen:

Daten müssten anhand ökonometrischer Analysen für Deutschland regelmäßig berechnet werden.

Die Höhe der Preiselastizität der Nachfrage nach Kraftstoffen hängt stark davon ab, wie gut die Substitutionsmöglichkeiten zwischen den Energieträgern sind.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
	-	Gering	Mittel
Mittel			

SICHERHEIT · UMWELTVERTRÄGLICHKEIT · WIRTSCHAFTLICHKEIT · ENERGIEKONZEPT

Prozentuale Abweichung des höchsten realisierten Wochenpreises vom Jahresmittelwert

Der Indikator gibt an, um wie viel Prozent der höchste im Jahresverlauf realisierte Preis über dem Jahresdurchschnittspreis liegt. Er beschreibt damit den maximalen prozentualen Preisschock den die Energieversorgung im Laufe eines Jahres erleiden musste. Grundlage hierfür bieten Preisdaten mit kurzer oder mittlerer Frequenz, beispielsweise durchschnittliche Tages-, Monats- oder Wochenpreise. Je kürzer der Zeitraum für eine Beobachtung gewählt wird, desto stärker prägen einzelne extreme Preisspitzen das Gesamtergebnis.

Quelle	ICE London (Brent), EEX / API#2 (Steinkohle), EEX / Endex TTF (Erdgas).
Datengrundlage	Börsenpreise der jeweiligen Energieträger.
Zeitliche Abdeckung	Täglich, ab 2007 (EEX) bzw. 2000 (ICE London).
Regionale Abdeckung	Betrifft den jeweils relevanten Markt, bspw. Westeuropa.
Nutzung	Die Definition des Indikators ist angelehnt an den NOPI ("Net-Oil-Price-Increase") von Hamilton (1996).

Anmerkungen:

Der Indikator erfasst Preisschocks, welche aus den Weltmärkten auf die inländische Energieversorgung einwirken, jedoch nicht wie schwerwiegend diese Preisschocks für die deutsche Energieversorgung sind. Der Einfluss der Energiepolitik ist weitgehend auf die Struktur des heimischen Energiesystems beschränkt und endet bei der Preisbildung auf den Weltmärkten. Folglich fasst dieser Indikator allein die externen Unsicherheiten zusammen und muss zur Interpretation um Informationen zur inländischen Energieversorgung ergänzt werden.

Eine Weiterentwicklung dieses Indikators verrechnet den ermittelten Preisschock (siehe oben) mit dem Anteil des jeweiligen Energieträgers am Primärenergieverbrauch. Auf dieser Grundlage können einerseits Schocks aus verschiedenen Märkten (Energieträgern) aggregiert werden (gewichteter Mittelwert), andererseits ist auch ein konkreter Bezug zur inländischen Versorgungsstruktur gegeben. Ein solcher „*Verwundbarkeitsindikator*“ kann jedoch nur die Energieträger berücksichtigen, für die Preisdaten mit entsprechender zeitlicher Auflösung vorliegen.

Zielbezug		Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
Mittel		Mittel	Gut	Gut

Raumwärmebedarf

Der Indikator gibt an, wie groß der Energiebedarf von Unternehmen und privaten Haushalten für Raumwärme ist.

Quelle	AG Energiebilanzen. Energie-Anwendungsbilanz.
Datengrundlage	Studie des Fraunhofer ISI, der TU München und des RWI.
Zeitliche Abdeckung	Ab 2008.
Regionale Abdeckung	Deutschland.
Nutzung	

Anmerkungen:

Vor 2008 wurden die Energie-Anwendungsbilanz bzw. Nutzenergiebilanz vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) erstellt.

Zielbezug		Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
	Gering	Mittel	Gut	Gut
	✓			

Residual Supply Index (RSI) der Stromerzeugung

Der Indikator misst die strukturelle Marktmacht im Strommarkt auf Seiten der Erzeuger. Er ist definiert als

$$\frac{\text{Gesamtkapazitäten} - \text{Kapazitäten des Unternehmens}}{\text{Nachfrage pro Zeiteinheit}}$$

Das Bundeskartellamt geht davon aus, dass ein Unternehmen über Marktmacht verfügt, für das der RSI in mehr als 5% der gemessenen Zeiträume unter 1,1 liegt. Bei einem RSI von unter 1,0 wird das Vorliegen von Marktbeherrschung vermutet (Bundeskartellamt, 2011).

Quelle	Bundeskartellamt.
Datengrundlage	
Zeitliche Abdeckung	2007, 2008
Regionale Abdeckung	Deutschland.
Nutzung	Bundeskartellamt (2011). Sektoruntersuchung Stromerzeugung Stromgroßhandel. Bericht gemäß § 32e Abs. 3 GWB

Anmerkungen:

Der Indikator berücksichtigt nur Marktmacht in der Stromerzeugung.

Die präzise Definition von Kapazitäten und Nachfrage ist komplex. Hier ist zum Beispiel der Umgang mit EEG-Strom oder Importen zu nennen. Auch die Zuordnung von Großkraftwerken, die häufig als Gemeinschaftsunternehmen von mehreren Anbietern betrieben werden, ist nicht trivial.

Eine genaue Abgrenzung des relevanten Marktes, in räumlicher wie sachlicher Hinsicht, ist für die Berechnung des Indikators notwendig.

Der Indikator deutet zwar auf Marktmacht hin, ist für sich aber kein Beweis, dass tatsächlich Marktmacht ausgenutzt wird.

Da Angebot und Nachfrage sich im Stromnetz sich zu jeder Zeit entsprechen müssen, können auch Unternehmen marktmächtig sein, die in anderen Märkten dafür zu klein wären. Das berücksichtigt der Indikator.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
	Gering	Mittel	Gering
Gut			

Revealed Comparative Advantage (RCA) energieintensiver Industrien

Der Revealed Comparative Advantage (RCA) ist definiert als Anteil der Exporte des Sektors c eines Landes i an allen Exporten dieses Landes n, geteilt durch den Anteil des Sektors c an allen Exporten weltweit w. Ein RCA von > 1 wird als komparativer Vorteil des Landes i interpretiert, ein Wert von < 1 als Nachteil.

$$RCA_{i,c} = \left(\frac{X_{i,c}}{X_{i,n}} \right) \Bigg/ \left(\frac{X_{i,w}}{X_{n,w}} \right)$$

Quelle	United Nations Commodity Trade Statistics Database (UN COMTRADE).
Datengrundlage	Meldungen nationaler Stellen.
Zeitliche Abdeckung	Jährlich, ab 1962.
Regionale Abdeckung	Weltweit.
Nutzung	

Anmerkungen:

Für die internationale Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen und Wirtschaftszweige sind verschiedene Einflussgrößen relevant. Diese reichen von Lohn- und Kapitalkosten, über technischen Fortschritt und Infrastruktur, bis hin zu den Kosten von Energie. Aus dem RCA lassen sich daher keine verlässlichen Aussagen darüber ableiten, welche Auswirkungen energiepolitische Regulierung auf die Wettbewerbsfähigkeit energieintensiver Industrien hat.

In der oben genannten Definition wird die Wettbewerbsfähigkeit im weltweiten Vergleich dargestellt. Es kann im Einzelfall jedoch sinnvoller sein, nur den Vergleich mit bestimmten Ländern anzustellen. Dies ist auf Basis der Daten möglich.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
Gering	Gut	Gut	Mittel

SAIDI (Versorgungsstörungen im Elektrizitätsnetz)

Der „System Average Interruption Duration Index“ (SAIDI) ist ein Indikator für die Zuverlässigkeit der Stromversorgung. Er ist definiert als die durchschnittliche Versorgungsunterbrechung in Minuten pro Jahr und Kunden. Die Bundesnetzagentur berücksichtigt nur ungeplante Versorgungsstörungen, die länger als drei Minuten angehalten haben. Störungen aufgrund von „Höherer Gewalt“ werden nicht berücksichtigt (Bundesnetzagentur 2010: Monitoringbericht 2010).

Quelle	Jährliche Pressemitteilungen der Bundesnetzagentur und Monitoringberichte der Bundesnetzagentur.
Datengrundlage	Berichte der Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemäß § 52 EnWG.
Zeitliche Abdeckung	Jährlich, ab 2006.
Regionale Abdeckung	Deutschland. Internationale Vergleichsdaten, für verschiedene europäische Länder sowie die USA liegen beim Council of European Energy Regulators (CEER) vor.
Nutzung	Bundesnetzagentur (2011): Monitoringbericht 2011. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 43 EnWG i.V.m. § 35 EnWG.

Anmerkungen:

In der Berechnung bleiben „Exceptional events“ die durch „Höhere Gewalt“ verursacht wurden, unberücksichtigt. Damit sollen die Zahlen um Auswirkungen dieser besonderen Ereignisse zu korrigiert werden. Gleichzeitig ist für die Betroffenen die Ursache einer Störung nicht relevant. Es ist zu diskutieren, welcher Zahl der Vorzug gegeben werden soll.

Der SAIDI wird von der Bundesnetzagentur auch für die Gasversorgung berechnet. Im Gegensatz zum Stromnetz bestehen im Erdgasnetz Speichermöglichkeiten. Daher sind Versorgungsunterbrechungen weniger häufig.

Der Indikator berücksichtigt die Ausfallzeiten, nicht jedoch den durch die Ausfälle entstandenen Schaden. Das erfordert eine ökonomische Bewertung des Schadens, ausgedrückt als Value of Lost Load (VoLL). Die Schätzungen des VoLL sind mit hohen Unsicherheiten verbunden.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
Gut	Gut	Gut	Gut

Schadstoffbelastung der Luft

Der Indikator gibt an, wie hoch die Belastung der Luft mit ausgewählten Luftschadstoffen ist. Es werden ungewichtete Jahresmittelwerte verwendet. Berücksichtigt werden die Schadstoffe Feinstaub (PM₁₀), Kohlenstoffmonoxid (CO), Ozon (O₃), Schwefeldioxid (SO₂) und Stickstoffdioxid (NO₂). Die Auswertung erfolgt getrennt für ländliche, städtische sowie verkehrsnaher städtische Regionen.

Quelle	Europa: European Air Quality Database (AirBase) der Europäischen Umweltagentur. Deutschland: Umweltbundesamt (liefert Daten an die EUA).
Datengrundlage	Deutschland: Messung an Messstationen des Bundes und der Länder. Rest Europas analog.
Zeitliche Abdeckung	Maximal stündliche Werte, verschiedene Startzeitpunkte.
Regionale Abdeckung	EU27, weitere.
Nutzung	

Anmerkungen:

Der Bezug zwischen der Schadstoffbelastung der Luft und dem Energiesystem ist nicht unmittelbar herzustellen.

Alternativ zu den Jahresmittelwerten werden häufig auch Zahlen zu Überschreitungen von Grenzwerten ausgewiesen.

Zielbezug		Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
	Gering	Gut	Gut	Mittel

Schwere Unfälle im Energiebereich

Die Förderung und der Transport von Primärenergieträgern sowie die Umwandlung von Primärenergieträgern in Elektrizität oder Wärme sind mit Risiken und Gefahren verbunden. Zu diesen Gefahren gehören Unfälle, bei denen Mensch und Umwelt zu Schaden kommen können. Der Indikator gibt u.a. an, wie viele Tote pro GWh durch schwere Unfälle zu beklagen waren. Der Indikator kann getrennt nach Energieträgern ausgewiesen werden.

Quelle	Paul Scherrer Institut (PSI), Schweiz: Energy-Related Severe Accident Database (ENSAD).
Datengrundlage	Recherchen des PSI, insbesondere auf Basis von kommerziellen Datenbanken.
Zeitliche Abdeckung	Daten ab 1970.
Regionale Abdeckung	Weltweit.
Nutzung	Zitation in der wissenschaftlichen Literatur.

Anmerkungen:

Der eigentliche Datensatz des Paul Scherrer Instituts ist nicht frei zugänglich, daher können die Zahlen durch einen interessierten Leser nicht nachgeprüft werden.

Die Mehrzahl der Unfälle, in der Energieversorgung zu verzeichnen sind, passieren außerhalb Europas in Ländern mit einem geringeren Niveau an Arbeitsschutz.

Die Zuordnung von Unfällen im Ausland zum deutschen Energiesystem ist nicht eindeutig möglich.

Zielbezug		Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
Gut	Mittel	Gering	Mittel	Gut

Sozialversicherungspflichtig Beschäftigte in der energieintensiven Industrie

Der Indikator gibt die Zahl der sozialversicherungspflichtig Beschäftigten in der energieintensiven Industrie an.

Quelle	Statistisches Bundesamt.
Datengrundlage	Meldungen der Arbeitgeber. Sammlung der Daten durch die Bundesagentur für Arbeit.
Zeitliche Abdeckung	Quartalsweise, ab 1974.
Regionale Abdeckung	Deutschland.
Nutzung	

Anmerkungen:

Änderung in der Klassifikation der Wirtschaftszweige im Jahr 2008.

Eine genaue Definition der energieintensiven Industrie ist für die Berechnung dieses Indikators notwendig.

Eine Politik, die sich Schaffung und Erhalt von Arbeitsplätzen zum Ziel setzt, muss die Nettoeffekte ihrer Maßnahmen auf die Beschäftigung betrachten. Daher müssen die energieintensive Industrie, die Energiewirtschaft, aber potentiell auch nicht energieintensive Branchen berücksichtigt werden. Es besteht jedoch kein unmittelbarer Bezug zwischen der Schaffung von Arbeitsplätzen und der Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
	Gut	Gut	Gut
Gering			

Sozialversicherungspflichtig Beschäftigte in der Energiewirtschaft

Der Indikator gibt die Zahl der sozialversicherungspflichtig Beschäftigten in der Energiewirtschaft an.

Quelle	Statistisches Bundesamt.
Datengrundlage	Meldungen der Arbeitgeber. Sammlung der Daten durch die Bundesagentur für Arbeit.
Zeitliche Abdeckung	Quartalsweise, ab 1974.
Regionale Abdeckung	Deutschland.
Nutzung	

Anmerkungen:

Änderung in der Klassifikation der Wirtschaftszweige im Jahr 2008.

Die Energiewirtschaft im weiteren Sinne geht über den Abschnitt D (Energieversorgung) in der Klassifikation der Wirtschaftszweige von 2008 hinaus. Beispielsweise gehören auch Teile des Abschnittes B (Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden) oder des Abschnittes C (Verarbeitendes Gewerbe) dazu. Eine präzise Definition der relevanten Wirtschaftszweige ist daher von großer Bedeutung.

Eine Politik, die sich Schaffung und Erhalt von Arbeitsplätzen zum Ziel setzt, muss auch die Arbeitsplatzeffekte ihrer Maßnahmen außerhalb der Energiewirtschaft betrachten. Insbesondere die energieintensive Wirtschaft ist zu betrachten. Es besteht jedoch kein unmittelbarer Bezug zwischen der Schaffung von Arbeitsplätzen und der Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
Gering			
	Gut	Gut	Gut

Spannungsqualität im Stromnetz

„Die Spannungsqualität behandelt die Qualität der gelieferten elektrischen Energie hinsichtlich der bei Lieferung auftretenden Phänomene, wie Langsame Spannungsänderungen, Oberschwingungen, Zwischenharmonische, Flicker, usw. – konkret mit Relationssetzung zu definierten Normalwerten.“ (Crastan, Westermann (2011). Elektrische Energieversorgung 3: Dynamik, Regelung und Stabilität, Versorgungsqualität, Netzplanung, Betriebsplanung und -führung, Leit- und Informationstechnik, FACTS, HGÜ).

Quelle	-
Datengrundlage	-
Zeitliche Abdeckung	-
Regionale Abdeckung	-
Nutzung	-

Anmerkungen:

Der Indikator umfasst eine Vielzahl von verschiedenen Aspekten der Qualität der Stromversorgung. Er ist daher nicht ohne weiteres in einer einzelnen Zahl zusammenzufassen.

Der Indikator stellt komplexe elektrotechnische Phänomene dar, deren Verständnis fundiertes Fachwissen erfordern.

Es besteht Forschungsbedarf zur Definition des Indikators sowie einer geeigneten Erhebungsmethodik. Aufgrund der Wichtigkeit einer berechenbaren Stromversorgung sollten Anstrengungen von Seiten der Netzbetreiber oder der Bundesnetzagentur zur Quantifizierung der Spannungsqualität erfolgen.

Zielbezug		Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
Gut		-	-	-

Spotmarktpreise für Emissionsrechte an der EEX (Carbix)

Das seit 2005 bestehende EU-Emissionshandelssystem (EU-EHS) ist derzeit das weltweit größte Handelssystem zur Begrenzung von Treibhausgasen. Die in Deutschland wichtigste Börse, an der mit EU-Emissionsberechtigungen gehandelt wird, ist die European Energy Exchange (EEX). Der dort täglich ermittelte EEX Carbon Index (Carbix) dient als Referenzpreis für den Spotmarkt der an der EEX gehandelten Emissionshandelsrechte.

Quelle	European Energy Exchange (EEX).
Datengrundlage	Spotmarktpreise der Emissionsrechte.
Zeitliche Abdeckung	Täglich, ab 2005.
Regionale Abdeckung	Deutschland.
Nutzung	

Anmerkungen:

Der Index, bzw. Referenzpreis, Carbix wird täglich um 10:30 mit Hilfe einer Intraday-Auktion ermittelt und bezieht sich auf den Handel von Emissionsberechtigungen am Spotmarkt der EEX.

Die Preise der Primärauktionen werden nicht berücksichtigt. Diese können zusätzlich Informationen über Einnahmen der öffentlichen Hand aus dem Emissionshandel liefern, wenn die versteigerten Mengen bekannt sind.

Das reine Preisniveau ist ökonomisch schwer zu bewerten. Im Zusammenhang mit den externen Kosten der Emissionen zeigt es aber auf, inwieweit externe Kosten internalisiert werden.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
Gering	Mittel	Gut	Mittel

Spotmarktpreise für Strom (Phelix Monat)

Der Indikator misst die Spotmarktpreise für Strom. Der Phelix (Physical Electricity Index) wird getrennt für base (Stunden 1 bis 24) und peak (Stunden 9 bis 20) berechnet. Der Phelix Monat ist letztlich der Durchschnitt der Preise für Stundenkontrakte in diesem Monat. (vgl. EEX (2011): Indexbeschreibung. Dokumentversion 0005A).

Quelle	European Energy Exchange (EEX) / EPEX SPOT
Datengrundlage	Spotmarktpreise.
Zeitliche Abdeckung	Täglich, ab 2002.
Regionale Abdeckung	Deutschland.
Nutzung	

Anmerkungen:

Der Indikator deckt nur denjenigen Strom ab, der im Spotmarkt gehandelt wird. Preise für längerfristige Lieferverträge werden nicht berücksichtigt.

Das reine Preisniveau ist ökonomisch schwer zu bewerten, es betrachtet bei Wettbewerb eigentlich nur die Knappheit der Ressource Strom.

Die Preisdifferenz zu den Erzeugungskosten (kaum erhältlich) könnte allerdings als Maßstab für die Wettbewerbsintensität und somit ökonomische Effizienz dienen.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
	Mittel	Gut	Gut
Gering			

Statische Reichweite der Reserven von Öl, Gas und Kohle

Die Reserven eines Rohstoffes sind diejenigen Mengen, die hinreichend genau nachgewiesen und mit aktueller Technologie und zu heutigen Preisen wirtschaftlich zu fördern sind. Teilt man diese durch die aktuelle Förderung des Rohstoffes pro Jahr, erhält man die Statische Reichweite des Rohstoffes. Dieser drückt aus, wie lange die Reserven des Rohstoffes bei konstanter Förderung ausreichen würden.

Quelle	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe(BRG). BP Statistical Review of World Energy.
Datengrundlage	Verschiedene Quellen.
Zeitliche Abdeckung	BGR: Jährlich. BP: Jährlich, ab 1951.
Regionale Abdeckung	Weltweit.
Nutzung	IAEA, UNDESA, IEA, Eurostat und EEA (2005): Energy Indicators for Sustainable Development: Guidelines and Methodologies. Wien. BMWi (2006): Kurzbericht Verfügbarkeit und Versorgung mit Energierohstoffen. Arbeitsgruppe Energierohstoffe.

Anmerkungen:

Der Indikator ist kein reiner ex-post Indikator. Er nutzt Vergangenheitsdaten über Reserven und Förderung, um darauf zu schließen, wie lange der aktuelle Verbrauch eines Rohstoffes bei gleichbleibendem Verbrauch aufrechterhalten werden kann. Öl, Gas, und Kohle werden einzeln ausgewiesen.

Der Indikator bezieht sich nur auf Öl, Gas, und Kohle. Die gesamte statische Reichweite der Energieversorgung, d.h., inklusive erneuerbarer Energien lässt sich nicht / oder nur unter ad-hoc Annahmen berechnen.

Auf Basis der Daten der BGR können auch die heimischen Reserven ausgewiesen werden.

Der Indikator kann die dynamische Entwicklung von Rohstoffmärkten nicht abbilden. Er leidet insbesondere unter der exogenen Unterscheidung zwischen Reserven und Ressourcen. Er stellt daher eine (potentiell irreführende) Momentaufnahme dar, die nur bedingt geeignet zur Beurteilung der langfristigen Versorgungssicherheit ist. Die BGR berechnet in Ihren regelmäßig erscheinenden Kurzstudien die statischen Reichweiten aus o.g. Gründen nicht.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
Gering	Gut	Mittel	Gut

Störfälle in Kernkraftwerken nach International Nuclear Event Scale (INES)

Die International Nuclear and Radiological Event Scale (INES) ist die Bewertungsskala der IAEA für Störungen und Unfälle in kerntechnischen Anlagen. Das Bundesamt für Strahlenschutz (BfS) nutzt diese Skala bei der Berichterstattung. Der Indikator gibt die Anzahl der meldepflichtigen Ereignisse pro Jahr an.

Quelle	Bundesamt für Strahlenschutz (BfS). Berichte zu meldepflichtigen Ereignissen.
Datengrundlage	Meldungen der Betreiber von kerntechnischen Anlagen nach Atomrechtliche Sicherheitsbeauftragten- und Meldeverordnung (AtSMV). Diese nehmen auch die Einstufung vor.
Zeitliche Abdeckung	Monatlich ab 2010, davor vierteljährlich. Daten nach INES liegen ab 1991 vor.
Regionale Abdeckung	Deutschland.
Nutzung	

Anmerkungen:

Der überwiegende Teil der Störfälle fällt unter die INES-Kategorie 0.

Es erscheint schwierig, eine sinnvolle Gewichtung der Störfälle anhand ihrer Klassifikation zu finden.

Internationale Daten liegen bei der IAEA vor.

Die wesentliche Gefahr geht von großen Unfällen aus, deren Wahrscheinlichkeit nicht sinnvoll quantifiziert werden kann.

Zielbezug		Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
Mittel	Mittel	Gut	Mittel	Mittel

Subventionen pro Energieträger (pro Jahr / kumuliert)

Der Indikator gibt die Höhe der Subventionen an, die für einzelne Energieträger von der öffentlichen Hand gewährt wurden.

Quelle	Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung, Subventionsberichte der Bundesregierung.
Datengrundlage	Verschiedene.
Zeitliche Abdeckung	-
Regionale Abdeckung	Deutschland, Europa.
Nutzung	-

Anmerkungen:

Es gibt keine einheitliche und allgemein gebräuchliche Definition des Begriffes Subvention (vgl. Deutsche Bundesbank (2000). Die Entwicklung der Subventionen in Deutschland seit Beginn der neunziger Jahre. Monatsbericht Dezember 2000). Dadurch schwankt die Höhe der gezahlten Subventionen in den verschiedenen Quellen erheblich. Erschwerend kommt für die öffentliche Diskussion des Indikators hinzu, dass der Begriff „Subvention“ im allgemeinen Sprachgebrauch häufig nicht deckungsgleich zu den Definitionen in der Statistik ist.

Die Subventionen für die Energieträger müssen, basierend auf einer allgemein anerkannten Definition, für die einzelnen Energieträger ermittelt werden. Das ist auf Basis der bisherigen Daten nur bedingt möglich.

Die Zahlen können, wenn die Datenlage es zulässt, sowohl pro Jahr als auch kumuliert dargestellt werden. Die kumulierten Subventionen können der Einordnung der Subventionshöhe dienen, können durch heutige Politik aber nicht mehr beeinflusst werden.

Auch Subventionen in andere Teile des Energiesystems, beispielsweise in energieeffiziente Produkte, sollten in die Betrachtung mit einbezogen werden.

Für eine ökonomische Bewertung der Subventionen muss untersucht werden, ob diese zur Internalisierung externer Effekte beitragen und ob die Subventionen ein effektives und effizientes Werkzeug zur Internalisierung darstellen.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
		-	-
Gering			

Technische Energieeffizienz

Der Indikator gibt die technische Energieeffizienz an. Seine Bezugsgröße ist nicht, wie bei der Energieproduktivität, eine Wertgröße, sondern ein physischer Output. Im Verkehr kann er zum Beispiel als Energieverbrauch pro Personenkilometer (pkm) im Personenverkehr bzw. pro Tonnenkilometer (tkm) im Güterverkehr gemessen werden.

Quelle	DIW: Verkehr in Zahlen (Beispiel Verkehr).
Datengrundlage	Verschiedene. Offizielle Statistiken, Schätzungen(Beispiel Verkehr).
Zeitliche Abdeckung	Jährlich, vergleichbare Daten ab 2003(Beispiel Verkehr).
Regionale Abdeckung	Deutschland(Beispiel Verkehr).
Nutzung	

Anmerkungen:

* Die Energieeffizienz im Verkehr ist ein Ziel im Energiekonzept.

Für jeden Prozess oder jedes Gut muss der Output definiert werden. Es ist darauf zu achten, dass die nur miteinander vergleichbaren Güter zusammengefasst werden. Potentiell ergibt sich daher eine sehr große Zahl verschiedener Energieeffizienzzahlen.

Zielbezug		Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
Gering	Gering	Gut	Mittel	Gut
	✓*			

Verbleibende gesicherte Leistung zum Zeitpunkt der Höchstlast

Der Indikator gibt an, wie groß die verbleibende gesicherte Leistung in der Stromerzeugung zum Zeitpunkt der Höchstlast des Jahres war. Die gesicherte Leistung entspricht der installierten Nettoleistung abzüglich der Reserve für Systemdienstleistungen, sowie abzüglich der Kapazitäten, die ausgefallen, für Wartungen abgeschaltet oder aus anderen Gründen nicht nutzbar sind (vgl. UTCE (2009). System Adequacy Methodology). Von der gesicherten Leistung zum Zeitpunkt der Höchstlast wird die Höchstlast abgezogen, um den Indikator zu erhalten.

Quelle	Monitoringberichte der Bundesnetzagentur. Leistungsbilanz des BDEW.
Datengrundlage	Angaben der ÜNB.
Zeitliche Abdeckung	Jährlich, ab 2006. Ab 2012 von der BNetzA in verbesserter Methodik
Regionale Abdeckung	Deutschland.
Nutzung	Bundesnetzagentur (2010): Monitoringbericht 2010. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 4 EnWG i.V.m. § 35 EnWG (alt).

Anmerkungen:

Der Indikator liefert eine Momentaufnahme eines kritischen Zeitpunkts im Jahresablauf.

Entscheidend für die Sicherheit der Versorgung ist, ob die zur Verfügung stehende Leistung die Nachfrage zu jedem Zeitpunkt decken kann. Sowohl die gesicherte Leistung, als auch die Nachfrage schwanken im Zeitablauf. Der Indikator berücksichtigt diese Effekte (vgl. UTCE (2009). System Adequacy Methodology).

Die Definition der gesicherten Leistung hängt von kritischen Annahmen ab und beruht auf nicht öffentlichen Daten.

Die Ermittlung der Höchstlast ist problembehaftet. Beispielsweise tritt sie in den deutschen Regelzonen oft nicht zum selben Zeitpunkt auf. Auch ist es möglich, dass der Zeitpunkt der Höchstlast nicht der Zeitpunkt der geringsten verbleibenden gesicherten Leistung ist: Wenn zu einem anderen Zeitpunkt, eine etwas geringere Last aber aufgrund von Kraftwerksausfällen eine deutlich geringere gesicherte Leistung herrscht, wäre die Versorgung zu diesem Zeitpunkt stärker gefährdet als zum Zeitpunkt der Höchstlast. Eine Weiterentwicklung des Indikators wäre die „minimale verbleibende gesicherte Leistung im Jahresablauf“.

Die Zahlen für 2010 sind im Monitoringbericht 2011 der BNetzA nicht ausgewiesen. Ab 2012 werden diese jedoch mit deutlich besserer Datengrundlage von Seiten der BNetzA veröffentlicht.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
Gut	Mittel, zukünftig Gut	Gering, zukünftig Gut	Mittel

Verbundgrad des Stromnetzes

Der Verbundgrad des Stromnetzes ist definiert als die durchschnittliche Importkapazität der Grenzkuppelstellen dividiert durch die Nettoleistung der inländischen Kraftwerke (vgl. Bundesnetzagentur (2007). Monitoringbericht 2007. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 4 EnWG i.V.m. § 35 EnWG).

Quelle	Bundesnetzagentur.
Datengrundlage	Meldungen der Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur, ergänzt um Berechnungen der ENTSO-E.
Zeitliche Abdeckung	Importkapazitäten: Jährlich, seit 2006.
Regionale Abdeckung	Deutschland.
Nutzung	Bundesnetzagentur (2009). Monitoringbericht 2009. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 4 EnWG i.V.m. § 35 EnWG).

Anmerkungen:

Ein höherer Verbundgrad stärkt Marktintegration benachbarter Länder. Damit werden Risiken breiter gestreut und der Wettbewerb intensiviert. Der Verbundgrad sagt jedoch noch nichts über die Versorgungssicherheit jenseits der Grenzkuppelstellen aus.

Der Indikator variiert substanzuell, je nachdem welche Definition für die Nettoleistung der inländischen Kraftwerke herangezogen wird. Wird die gesamte installierte Leistung betrachtet, so kann z.B. der Verbundgrad deutlich sinken wenn im Inland Kapazitäten zugebaut werden, obwohl die Importkapazität unverändert ist.

Der Zubau erneuerbarer Energien kann diesen Effekt haben, und damit den Bedarf einer stärkeren Vernetzung bei stärker fluktuierender Einspeisung deutlich machen. Es bleibt jedoch fraglich, ob die beim Verbundgrad unterstellte eins-zu-eins-Relation technisch sinnvoll oder notwendig ist.

Zielbezug		Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
Gut		Gut	Gut	Mittel
Mittel				

Volatilität von Energieträgerpreisen

Der Indikator misst Preisschwankungen. Er wird berechnet als Wurzel der durchschnittlichen quadrierten Abweichung der Preise vom jeweiligen Jahresdurchschnitt.

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^T (p_t - \bar{p})^2}{T - 1}}$$

σ = Volatilität, bzw. Stichproben – Standardabweichung

T = Anzahl Beobachtungen (Perioden) im fraglichen Zeitraum

p = Preis in Periode t

\bar{p} = Durchschnittspreis

Quelle	Siehe Indikatorübersichten zu Preisen für Energiegüter, sowie Börsenpreise und Preisindices, beispielsweise: - Brent-Index (Rohöl, ICE London), - API#2 (Kohle, Amsterdam-Rotterdam-Antwerpen, Argus / McCloskey), - Spotmarkt Gas, Kohle, Strom (EEX Leipzig) - Gaspreis WDNW, ENDEX TTF, Niederlande.
Datengrundlage	Je nach Quelle.
Zeitliche Abdeckung	Je nach Quelle.
Regionale Abdeckung	Je nach Quelle.
Nutzung	Je nach Quelle.

Anmerkungen:

Die Volatilität ist eine statistische Maßzahl für die Fluktuationen einer prinzipiell unsicheren Größe. Die Aussage des hier beschriebenen Indikators hängt davon ab welche Daten zur Berechnung herangezogen werden. Grundlage können alle Daten zu Energieträgerpreisen sein mit einer hinreichend hohen zeitlichen Auflösung (täglich oder wöchentlich für Jahresdurchschnittswerte).

Vgl. z.B. „Volatilität der Spotmarktpreise für Strom“.

Zielbezug	Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
	Je nach Datenquelle	Je nach Datenquelle	Mittel

Volatilität der Spotmarktpreise für Strom

Der Indikator misst die Schwankungen des Spotmarktpreises für Strom. Er wird berechnet als die Wurzel der durchschnittlichen quadrierten Abweichung der Preise für Stundenkontrakte in den Auktionen am Stromspotmarkt von ihrem Jahresdurchschnitt.

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^T (p_t - \bar{p})^2}{T - 1}}$$

σ = Volatilität, bzw. Stichproben – Standardabweichung
 T = Anzahl Beobachtungen (Stundenpreise) im Jahr
 p = Preis für Stunde t
 \bar{p} = Durchschnittspreis

Quelle	Berechnung auf Basis von Daten der European Energy Exchange (EEX) bzw. der EPEX SPOT.
Datengrundlage	Spotmarktpreise Strom EEX bzw. EPEX SPOT.
Zeitliche Abdeckung	Jährlich, ab 2002.
Regionale Abdeckung	Deutschland.
Nutzung	

Anmerkungen:

Eine große Volatilität der Stundenpreise verweist auf mangelhafte Koordination von Angebot und Nachfrage in der Stromversorgung. Jedoch sind auch saisonale Schwankungen im Tages- Wochen- oder Jahresverlauf Teil der Volatilität. Sie können gut antizipiert werden, daher gehen von ihnen geringere Risiken aus.

Zielbezug		Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
Gut		Mittel	Gut	Mittel
Mittel				

Wassernutzung zur Kühlung von Kraftwerken

Thermische Kraftwerke nutzen üblicherweise Wasser zur Kühlung. Dazu wird Wasser aus Flüssen, Seen oder dem Meer entnommen. Nach der Nutzung wird es entweder erwärmt zurückgeleitet oder es verdampft und ist damit verbraucht. Der Indikator gibt an, wie groß die Menge an Wasser ist, die zur Kühlung thermischer Kraftwerke genutzt wird.

Quelle	Eurostat (env_watq2).
Datengrundlage	Gemeinsame Befragung mit der OECD.
Zeitliche Abdeckung	Z.T. Jährlich, ab 1970. Für Deutschland aktuell alle drei Jahre.
Regionale Abdeckung	EU27 (nicht vollständig).
Nutzung	

Anmerkungen:

Es existiert keine gesetzliche Regelungen für die Wasserstatistik auf europäischer Ebene. Die Erhebungsmethodik der Daten auf nationaler Ebene kann daher zwischen den Mitgliedsländern variieren. Für die Kühlung von Kraftwerken sind die Daten allerdings durchaus vergleichbar, da sie üblicherweise auf der Ebene einzelner Kraftwerke erhoben werden.

Es liegen Daten für die Wassernutzung thermischer Kraftwerke vor. Der Wasserverbrauch kann jedoch nicht zuverlässig ermittelt werden.

Der Indikator deutet einerseits auf Schäden am lokalen Ökosystem hin, welche durch die Erwärmung von Gewässern entstehen können. Andererseits kann aber auch ein Mangel an Kühlwasser im Sommer Stromerzeuger aber zur Abschaltung von Kraftwerken zwingen.

Zielbezug		Verfügbarkeit	Transparenz	Verständlichkeit
Gering	Mittel	Gering	Mittel	Mittel