

Wissenschaftliche Arbeit zur Erlangung des Grades

Bachelor of Science

an der TUM School of Management

der Technischen Universität München

Stromversorgung in Deutschland und Bayern aus Sicht der Industrie:

(Finanzielle) Herausforderungen und Chancen vor dem Hintergrund der EEG-Novelle 2017.

Electricity supply in Germany and Bavaria from the industry's perspective:

(Financial) Challenges and opportunities with relations to the EEG-amendment 2017.

Prüfender: Prof. Dr. Gunther Friedl
Lehrstuhl für Controlling

Betreuer: Friedrich Walcher

Studiengang: Technologie- und Managementorientierte Betriebswirtschaftslehre

Eingereicht von: Simon Dietlmeier

Eingereicht am: 13. Mai 2017

Abstract

Die deutsche Energieversorgung steht seit der Abkehr von der Kernkraft und mit Beginn der Energiewende vor größeren Aufgaben als je zuvor. Dabei ist insbesondere zu klären, ob durch die massive Förderung Erneuerbarer Energien, deren Kosten im Wesentlichen von den Verbrauchern getragen werden müssen, die Wettbewerbsfähigkeit von Industrieunternehmen beeinträchtigt wird. Im Rahmen des in dieser Arbeit entwickelten „Dreidimensionalen Stromfaktormodells für Wettbewerbsfähigkeit“ werden die verschiedenen Einflussgrößen der strom-induzierten Belastungen für Unternehmen der Industrie als Faktoren zusammenhängend dargestellt und kategorisiert. Eine detaillierte Gesetzesanalyse der letzten drei EEG-Novellen ermöglicht dann eine Beurteilung der theoretischen Auswirkungen des neuen EEG 2017 auf die einzelnen Faktoren und die Wettbewerbsfähigkeit deutscher Unternehmen. Dabei zeigt sich, dass die Novelle gegenüber den Vorgängern insgesamt ein regulatorischer Fortschritt ist und die staatliche Versorgungssituation weiter verbessern kann. Negativ hat sich jedoch aus Sicht der Industrie die Situation der Eigenstromerzeugung entwickelt. Ungünstig ist auch trotz einer neuen Härtefallregelung die weiterhin bestehende, branchenabhängige Ungleichbehandlung bei der Erhebung der EEG-Umlage. Zudem wird ein regionaler Verteilungseffekt sichtbar, der Ineffizienzen im neuen EEG-Fördersystem verursacht, zugleich aber auch regulatorische Nachteile der Novelle für das Bundesland Bayern ausgleicht.

The German energy system is currently under continued change due to the “Energiewende” and faces more difficult challenges than ever before. An important issue to be resolved is whether the upgrade of the electricity system with renewables, which is paid mainly by consumers, has an impact on the competitiveness of industrial enterprises. Within this paper, a tridimensional model is being developed to identify and categorize electricity-based influencing factors on enterprises in the second-sector. An in-depth analysis of the last three amendments to the “German Renewable Energies Act” (EEG) allows for an assessment of the theoretical implications of the new EEG2017 on the identified factors and competitiveness. The results show the new amendment to be regulatory advanced compared to the later ones and an improved situation of the state-regulated electricity supply. In contrast, a negative effect on the incentives for self-powered industrial sites is found, along with a still existing industry sector dependent inequality of electricity prize reductions. Finally, a regional distribution effect occurs leading to inefficiency of the new support scheme, whilst helping to counterbalance regulatory-conditioned disadvantages for the German state Bavaria.

Inhaltsverzeichnis

I.	Abbildungsverzeichnis	V
II.	Tabellenverzeichnis	V
III.	Abkürzungsverzeichnis	VI
1	Einleitung: Nachhaltige und bezahlbare Energieversorgung als bedeutender Wettbewerbsfaktor für die Industrie.....	1
2	Der Status Quo: Grundlagen der Stromversorgung nach der Energiewende.....	3
	2.1 Regulatorische Rahmenbedingungen	3
	2.2 Grundlagen der Strompreisbildung	6
3	Das Dreidimensionale Stromfaktormodell für Wettbewerbsfähigkeit.....	8
	3.1 Methodik: Funktionsweise und Aufbau des Modells	8
	3.2 Annahmen und Einschränkungen im Anwendungsfall	11
	3.3 Aspekte und Faktoren des Stromfaktormodells.....	12
4	Belastungen der Industrie im Rahmen der Stromversorgung	13
	4.1 Aspekt 1: Agieren am Strommarkt	14
	4.1.1 Faktor Marktbasierter Strompreisanteil	15
	4.1.2 Faktor Portfoliomix.....	17
	4.1.3 Faktor Eigenstromerzeugung	18
	4.2 Aspekt 2: Versorgungssituation.....	19
	4.2.1 Faktor direkte und indirekte staatliche Kosten	20
	4.2.2 Faktor Effizienz des EEG-Fördermechanismus	25
	4.2.2.1 Ausbauziele	26
	4.2.2.2 Fördermechanismus	27
	4.2.2.3 Vergütungssätze	29
	4.2.3 Faktor Versorgungssicherheit	31
	4.3 Aspekt 3: Internationale Konkurrenzsituation.....	33
	4.3.1 Faktor Branchenspezifische Kostensituation	33
	4.3.2 Faktor Internationaler Wettbewerb	34

4.3.3	Faktor Beschäftigungseffekte	36
5	Gesamteffekt des EEG2017 auf die Wettbewerbsfähigkeit.....	37
6	Ausblick.....	44
IV.	Literaturverzeichnis	45
V.	Anhang.....	VIII
VI.	Anhangverzeichnis	XXIII
VII.	Ehrenwörtliche Erklärung	XXIV
VIII.	Curriculum Vitae des Verfassers	XXV

Widmung

Die Bachelorarbeit ist meiner Oma gewidmet, die nach schwerer Krankheit während des Verfassens dieser Arbeit verstorben ist.

Danksagung

Mein Dank gilt Herrn Koepfel, der den Bereich Außenpolitische Aspekte des deutschen Energiekonzepts im Auswärtigen Amt verantwortet, sowie Herrn Feldmann, der für die vbw Sonderprojekte zum Thema Energie vertritt, für die hilfreichen Hinweise in Hintergrundgesprächen.

I. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Regulierungsrahmen der Energiewende	4
Abbildung 2	Zusammensetzung des Strompreises 2016 in Prozent	7
Abbildung 3	Entwicklung des Strompreises im Zeitverlauf	7
Abbildung 4	Zehnstufige Skala der Faktoren	9
Abbildung 5	Räumliche Darstellung des Modells (Ausgangssituation EEG2012)	10
Abbildung 6	Merit Order Prinzip	15
Abbildung 7	Regionale Unterschiede der Netzentgelte	16
Abbildung 8	Entwicklung der Termin- und Spotmarktpreise	17
Abbildung 9	Entwicklung der staatlichen Abgaben in Mrd. EUR.....	20
Abbildung 10	Anzahl begünstigter Unternehmen nach BesAR.....	21
Abbildung 11	Effekt auf den Aspekt Versorgungssituation	39
Abbildung 12	Effekt auf den Aspekt Agieren am Strommarkt.....	40
Abbildung 13	Effekt auf den Aspekt Internationale Konkurrenzsituation	40
Abbildung 14	Gesamteffekt auf den Aspekt Wettbewerbsfähigkeit.....	42
Abbildung 15	Anzahl privilegierter Unternehmen in Deutschland und Bayern	43

II. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Aspekte und Faktoren des dreidimensionalen Stromfaktormodells.....	13
Tabelle 2	Durch das EEG beeinflusste Faktoren	37

III. Abkürzungsverzeichnis

AbLaV	Verordnung zu abschaltbaren Lasten
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BAFA	Bundesamt für Ausfuhrkontrolle
BesAR	Besondere Ausgleichsregelung
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Medien
BNetzA	Bundesnetzagentur
ct	Cent
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EnergieStG	Energiesteuergesetz
EnLAG	Energieleitausbaugesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPEX	European Power Exchange
ETS	Emissions Trading System
EU-KOM	Europäische Kommission
EUR	Euro
EVU	Energieversorgungsunternehmen
GEEV	Grenzüberschreitende Erneuerbare-Energien-Verordnung
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt-Stunde
IHK	Industrie- und Handelskammer
KAV	Konzessionsabgabenverordnung
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt-Stunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWK-G	Kraft-Wärme-Kopplung Gesetz
MW	Megawatt
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NEP	Netzentwicklungsplan
OTC	Over-the-counter

SAIDI	System Average Interruption Duration Index
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromStG	Stromsteuergesetz
TW	Terawatt
TWh	Terawatt-Stunde
Vbw	Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft
VIK	Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft eV

1 Einleitung: Nachhaltige und bezahlbare Energieversorgung als bedeutender Wettbewerbsfaktor für die Industrie

Die deutsche Energiewende gilt als internationales Vorzeigemodell für den Versuch eines Landes, den Übergang von der konventionellen zur regenerativen Energieversorgung zu verwirklichen. Erste Schritte auf diesem Gebiet waren die Einführung einer Ökosteuer, die Verabschiedung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) und das Energiekonzept 2010.¹ Im gleichen Jahr wurde jedoch auch der Atomkonsens von 2000, mit dem die Abschaltung deutscher Kernkraftwerke bis zum Jahr 2022 beschlossen worden war, aufgegeben und die Laufzeiten bis 2037 verlängert.² Erst die Kernreaktion von Fukushima und die Rücknahme der Laufzeitverlängerung beschleunigten die Energiewende erneut und führten zu ehrgeizigen Zielen: So soll nach der aktuellen EEG-Novellierung 2017 bis 2025 der Anteil erneuerbarer Energien auf 45% und bis 2035 auf 55-60% gesteigert werden.³ Das EEG hat sich dabei zum zentralen Bestandteil bei der Koordination des Ausbaus der Erneuerbaren Energien und der Stromnetze entwickelt, denn mit dem Ausstieg aus der Kernkraft fehlen dem Netz innerhalb von 10 Jahren etwa 30% der Erzeugungsleistung und 50% der Grundlastleistung.⁴

Eine sichere Energieversorgung ist zwar grundsätzlich wichtig, besonders jedoch für Staaten mit hohem Industrieanteil als Grundlage von Wohlstand und kontinuierlichem Wachstum – auch wenn dies in der Bevölkerung nicht als das wichtigste Anliegen der Energiewende gesehen wird.⁵ Gerade in Deutschland hat die Industrie mit 22.400 Unternehmen, ca. 5,3 Mio. Mitarbeitern und 31 Prozent der Bruttowertschöpfung einen großen Anteil an der Wirtschaftsleistung und umfasst Kernbranchen, u.a. Automotive, Chemie, Metallherstellung, sowie Maschinen- und Anlagenbau.⁶ Möchte Deutschland daher weiterhin einen weltweiten Spitzenplatz in der Wirtschaftsleistung beibehalten, darf dieser sekundäre Sektor nicht vernachlässigt werden. Betrachtet man die Energieversorgung, benötigt die Industrie in Deutschland mit 696,67 TWh einen Anteil von ca. 29 % des Endenergieverbrauchs, mit jährlichen Kosten von 37,88 Mrd. EUR.⁷ Am gesamten Stromverbrauch Deutschlands hat die Industrie sogar einen Anteil von 44%.⁸ Gerade mit Blick auf den steigenden Strompreis, der von Industrieverbänden mittlerweile bereits als „Brotpreis des 21. Jahrhunderts“⁹ bezeichnet

¹ Vgl. Bontrup, Marquardt (2015), S. 13.

² Vgl. Ebd.

³ Vgl. EEG2017 §1 Abs. 1.

⁴ Vgl. Kästner, Kießling (2016), S. 85.

⁵ Vgl. Schubert, Meyer, Möst (2015), S. 60.

⁶ Vgl. Zimmermann et al. (2016), S. 77.

⁷ Vgl. Ebd., S. 79-80.

⁸ Vgl. DIHK- Deutscher Industrie- und Handelskammertag (2017), S. 5.

⁹ Vgl. Kästner, Kießling (2016), S. 156.

wird, zeigt sich eine hitzige Debatte um die richtige Ausgestaltung der Energiewende und deren große Bedeutung aus Sicht der Industrie. Dabei existiert im Bereich der Stromversorgung auf der Makro-Ebene ein energiepolitisches Zieldreieck, das durch einen trade-off der Bereiche Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit sowie Klima- und Umweltschutz entsteht.¹⁰ Zwar sollen nach Möglichkeit alle drei Ziele gleichermaßen erreicht werden, dies ist jedoch kaum umsetzbar. Höhere Versorgungssicherheit und besserer Umweltschutz haben ihren Preis und gehen zu Lasten der Wirtschaftlichkeit, während umgekehrt geringere Umweltbemühungen potentiell die Kosten für Unternehmen senken. Nach Ansicht vieler Unternehmen ist das Zieldreieck jedoch nicht ausgewogen, sondern zu Gunsten des Umweltschutzes gewichtet.¹¹

Für ein individuelles Unternehmen ist der Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit zum Bestehen am Markt die wesentliche Herausforderung und mit einiger Unsicherheit durch die Energiewende und sich ändernde Parameter der Stromversorgung verbunden. Während jedoch ein Großteil der Forschung einzelne Aspekte der Wirtschaftlichkeit der Energiewende untersucht, wie z.B. den Effekt von steigenden Strompreisen auf die Energieeffizienz von Unternehmen, das Design optimaler Fördermechanismen oder die volkswirtschaftlichen Auswirkungen von Energiekosten, gibt es kaum Untersuchungen, die das einzelne Industrieunternehmen in den Mittelpunkt stellen. Dabei gibt es eine Vielzahl an Faktoren, die durch die Stromversorgung auf ein Unternehmen wirken und dort die individuelle und auf Sektorebene aggregierte Wettbewerbsfähigkeit beeinflussen. Nach einer für das Verständnis des Themas wichtigen Einführung in die regulatorischen Rahmenbedingungen der Strominfrastruktur und Strompreiszusammensetzung in Deutschland, ist das Ziel dieser Arbeit daher, umfassend die verschiedenen Einflussgrößen der strom-induzierten Belastungen für Unternehmen der Industrie darzustellen und eine Aufteilung in einzelne Dimensionen vorzunehmen. Zu diesem Zweck wird das „Dreidimensionale Stromfaktormodell für Wettbewerbsfähigkeit“ entwickelt, anhand dessen die Wirkungsweisen verschiedener Faktoren auf die Wettbewerbsfähigkeit eines Unternehmens untersucht werden können. Dadurch könnte Regulierungsbehörden, aber auch Unternehmen selbst eine Methode zur Verfügung gestellt werden, die es erlaubt, Auswirkungen neuer Gesetzesvorhaben auf einzelne Unternehmen oder den gesamten Sektor im Vorhinein abzuschätzen. Dies demonstriert die Anwendung des Modells auf die EEG-Novellen 2012, 2014 und 2017 wodurch sich zeigt, über welche Faktoren diese Gesetzesänderungen Einfluss auf den Industriesektor haben. Dabei wird auch untersucht, ob das EEG2017 eine Verteilungswirkung für das Bundesland Bayern aufweist.

¹⁰ Vgl. Rolle, Rendschmidt (2013), S. 68.

¹¹ Vgl. Kästner, Kießling (2016), S. 6.

2 Der Status Quo: Grundlagen der Stromversorgung nach der Energiewende

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) hat zu Beginn der Legislaturperiode 2013 einen 10-Punkte-Plan (siehe Anhang-Abbildung 1) vorgelegt, der den Fortschritt der Gestaltungsprioritäten für die Energiewende in ihrer Definition als „Transformation des Energiesystems“¹² darstellen sollte. Ein Großteil der Maßnahmen und Schwerpunkte beziehen sich dabei direkt oder indirekt auf die Stromversorgung. So sind die Neugestaltung des EEG, die Ausarbeitung eines neuen Strommarktdesigns, der Ausbau von Übertragungs- und Verteilungsnetzen, sowie auf europäischer Ebene der Ausbau des Strombinnenmarktes und die Reform des Emissionshandels (ETS) wesentliche Eckpfeiler der Agenda. Diese Maßnahmen stellen potentiell einen Fortschritt für die Verbesserung des Energiesystems in Deutschland dar, wobei Thema dieser Arbeit die Wirkung der ersten Maßnahme ist, die Energiewende-Gesetzgebung in Form des EEG. Darüber hinaus gibt es gegenwärtig einige „Querschnittsthemen“, die von der Bundesregierung gefördert werden, darunter die Digitalisierung des Energiesektors, Verbesserung der Energieeffizienz sowie Vernetzung der drei Sektoren der Energiewirtschaft – Elektrizität, Verkehr und Wärmeversorgung – durch Sektorkopplung.¹³

2.1 Regulatorische Rahmenbedingungen

Um den Ausbau der Strominfrastruktur zu steuern, entstanden im Laufe der Zeit immer mehr Regulierungen im Energiesektor, einige spezifisch für den Energieträger Strom, andere sektorenübergreifend für mehrere Energieträger, wie z.B. die Kombination von Strom und Wärme bei KWK. Der Ausbau Erneuerbarer Energien und neue Reformen werden zunehmend auf europäischer Ebene koordiniert, was zwar effizienter, aber auch deutlich komplexer ist.¹⁴

Für die Industrie sind solche Gesetze und Verordnungen von Bedeutung, die entweder den Preis für Strom oder die Versorgungssicherheit betreffen. Deren Regulierungen können wie in Abbildung 1 in zwei (Haupt-)Komponenten unterteilt werden: die Förderung Erneuerbarer Energien und den Netzausbau.

Im Mittelpunkt der Energiewende steht seit 2000 das *EEG*. Es basiert auf dem Stromeinspeisegesetz von 1991. Seitdem gab es zahlreiche Novellen, in denen das Gesetz

¹² Vgl. Fischer et al. (2016), S. 1580.

¹³ Vgl. Zypries (2017)

¹⁴ Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2016), S. 2.

immer weiterentwickelt wurde. Zuletzt wurde mit Bundestagsbeschluss vom 08. Juli 2016 ein Gesetzespaket zur Weiterentwicklung des deutschen Stromsystems verabschiedet. Dieses beinhaltet die *Novelle des EEG*, das *Windenergie-auf-See-Gesetz*, das *Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes* und das *Gesetz zur*

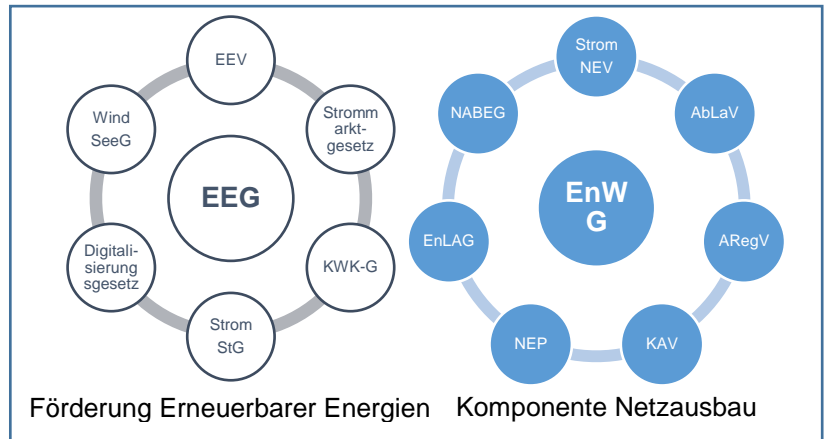


Abbildung 1 Regulierungsrahmen der Energiewende

Digitalisierung der Energiewende. Zudem wurden im EEG2017 die Befugnisse der Bundesregierung durch zahlreiche Verordnungsermächtigungen, die ohne Zustimmung des Bundesrats erlassen werden können, nach Teil 7 Abschnitt 1 ausgeweitet. Das EEG wurde danach bereits vor Inkrafttreten erneut überarbeitet, indem die Regelungen für den Eigenverbrauch durch das Änderungsgesetz vom 22. Dezember 2016 angepasst wurden.

Die wesentlichen Grundprinzipien des EEG und seiner Durchführungsverordnung, der Erneuerbaren Energien Verordnung (EEV, bis 2016 Ausgleichsmechanismusverordnung) blieben jedoch unverändert.¹⁵ Denn das EEG hat die Aufgabe, den Ausbau der Erneuerbaren Energien in einem rechtlichen Rahmen zu regeln und zu fördern. Dies wird gewährleistet durch die *Anschlusspflicht*, der zufolge erneuerbare Energien und deren Anlagen durch die Netzbetreiber an die Stromnetze angeschlossen werden müssen. Ist kein Netzanschluss möglich, muss dieser durch Ausbau des Netzes geschaffen werden. Durch den gesetzlichen *Einspeisevorrang* ist festgelegt, dass Netzbetreiber Strom von regenerativen Erzeugern vorrangig abnehmen müssen, bspw. gegenüber konventionell erzeugtem Strom. Die *Vergütungssätze* sollen Investitionen in erneuerbare Quellen fördern. Abhängig von der Technologie und dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme erhalten Betreiber der Anlagen einen im Vorhinein festgelegten Betrag (je kWh), der für meist 20 Jahre festgeschrieben und garantiert wird. Dadurch haben Investoren Planungssicherheit, können die Rentabilität der Anlagen zuverlässig kalkulieren und haben durch die über den Marktpreisen liegende Vergütung Investitionsanreize. Dieser Preisaufschlag wird durch die *Umlagefähigkeit* über die EEG-Umlage nach Maßgabe der EEV an den Letztverbraucher weitergegeben und verteuert als Aufschlag den Strompreis für die meisten Verbraucher. Für die Industrie gibt es jedoch Vergünstigungen im Rahmen der *besonderen Ausgleichsregelung (BesAR)*. Obwohl diese Grundprinzipien während zahlreicher Gesetzesnovellen gleichblieben, wurden die

¹⁵ Vgl. stellvertretend Kästner, Kießling (2016), S. 26.

Rahmenbedingungen des Fördersystems beständig reformiert. Im Zentrum dessen stehen die verbesserte *Systemintegration*, die durch Fernsteuerbarkeit der Anlagen und technischen Vorgaben Systemstabilität gewährleisten soll, sowie eine zunehmende *Marktintegration*, durch die der Fördermechanismus an die Marktentwicklung gekoppelt wird.¹⁶

Das Gesetz zur Digitalisierung des Energiesektors legt die technischen und finanziellen Grundlagen für die Einführung intelligenter Messsysteme („Smart Meter“) fest, um in Zukunft eine intelligente Steuerung des Stromverbrauchs ermöglichen zu können. Mit dem Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes wird die Schaffung eines „Strommarktes 2.0“ vorbereitet. Basierend auf dem Grün- und Weißbuch der Bundesregierung, bei deren Entwurf Verbände, Unternehmen und Privatpersonen ihre Vorstellungen über das Strommarktdesign der Zukunft darstellen konnten, wurden die Rahmenbedingungen des Marktes angepasst.¹⁷

Das *KWK-Gesetz* (KWK-G) ist das Pendant zum EEG für die Förderung des Ausbaus von Anlagen des speziellen Typs der Kraft-Wärme-Kopplung. Es wurde im Jahr 2000 eingeführt und erstmals zum 1. Januar 2016 novelliert, zuletzt zum 22. Dezember 2016. KWK-Anlagen stellen zugleich durch Energieumwandlung Heizwärme und Strom bereit. Das KWK-G regelt, dass ebenso wie für Anlagen der Erneuerbaren Energien auch KWK-Anlagen Anrecht auf eine Förderung des produzierten Stroms haben und hierfür einen Zuschlag erhalten. Zudem wird der Ausbau der Anlagen reguliert.

Über Anreize für eine stärkere Energieeffizienz haben Strom- und Energiesteuern indirekte Auswirkungen auf den Klimaschutz. In Deutschland existiert die Strombesteuerung seit der ökologischen Steuerreform von 1999 und ist im *Stromsteuergesetz* (*StromStG*) geregelt; im Jahr 2013 konnten über die gesamten Energiesteuern insgesamt 46,37 Mrd. EUR eingenommen werden.¹⁸

Im Geschäftsbereich des BMWi ist die Bundesnetzagentur (BNetzA) für die Gewährleistung von Versorgungssicherheit und Netzstabilität verantwortlich. Sie legt in einem aufwendigen Verfahren zudem jährlich mit den Übertragungsnetzbetreibern den *Netzentwicklungsplan* (NEP) fest, aus dem Anforderungen an notwendige Hochspannungstrassen hervorgehen.¹⁹ Es erfolgt die Festlegung von Leitungen des vordringlichen Bedarfs, jedoch nicht die Ausarbeitung des exakten Trassenverlaufes – dies ist eine politische Entscheidung unter Berücksichtigung der föderalen Interessen.

¹⁶ Vgl. stellvertretend Kästner, Kießling (2016), S. 26-29.

¹⁷ Vgl. Vbw- Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft (2016a).

¹⁸ Vgl. Gawel, Purkus (2015), S. 78.

¹⁹ Vgl. Kemfert, Kunz, Rosellón (2016), S. 446-447.

Im Bereich des Netzausbaus gibt es darüber hinaus zahlreiche Gesetze und Verordnungen. Das älteste hiervon ist das *Energiewirtschaftsgesetz* (EnWG) von 1935 (damals noch Energieversorgungsgesetz), das wichtige Regelungen zur leitungsgebundenen Energie und für den Netzbetrieb enthält. Besondere Bedeutung hat das EnWG für den Ausbau von Offshore-Windparks, da ohne eine Pflicht zum Netzanschluss kaum ein Netzbetreiber bereit wäre, derart aufwendige Netzanschlüsse auf hoher See vorzunehmen. Das EnWG wird begleitet von zahlreichen Durchführungsverordnungen, von denen vier von Relevanz für die Industrie sind: Die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) dient der Vermeidung von Schwankungen der Strommengen im Netz, die Konzessionsabgabenverordnung (KAV) regelt das Wegerecht für Kommunen, die Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) soll dabei helfen, Überversorgung durch Strom aus Erneuerbaren Energien zu verhindern, und die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) setzt eine staatlich regulierte Erlösobergrenze aus Netzentgelten für die Netzbetreiber. Das Energieleitausbaugesetz (EnLAG) und Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) sollen eine höhere Rechtssicherheit für Planungsträger ermöglichen und den Netzausbau schneller vorantreiben.

Die Bundesländer haben bei der Unterstützung der Energiewende einigen Freiraum aufgrund des deutschen Föderalismus. So können sie sich eigene Ausbauziele für die erneuerbaren Energien setzen, eine eigene Energie- und Klimapolitik verfolgen und bestimmte rechtliche und administrative Vorgaben setzen, z.B. im Bauordnungs- und Planungsrecht.²⁰ Im Bundesrat haben sie zudem ein Mitbestimmungsrecht bei der Bundesgesetzgebung. Dadurch spielen auch im föderalen Entscheidungsprozess regionale Wirtschaftsstrukturen eine Rolle und prägen die oft heterogene Interessenslage.²¹ Dennoch bringt die Energiewende auch Zentralisierungstendenzen mit sich. So werden zwar die Länder am Netzausbau im Rahmen der NABEG beteiligt, indem sie nach §7 Abs. 3 NABEG Vorschläge über den angedachten Verlauf einer Stromtrasse durch ihr Gebiet machen und nach §6 Abs. 6 NABEG Alternativen vorschlagen können, diese jedoch nach §7 Abs. 3 Satz 2 für die BNetzA nicht bindend sind.

2.2 Grundlagen der Strompreisbildung

Die Bildung der Strompreise ist in Deutschland kompliziert. Dies ist dem Ausbau der Erneuerbaren Energien und der Umlagefähigkeit der Förder-, Netzausbau- und teilweise Systemkosten geschuldet. Denn nach der Herstellung durchläuft der Strom mehrere

²⁰ Vgl. ausführlich Müller, Kahl (2015), S. 33-40.

²¹ Vgl. Monstadt, Schreiner (2016), S. 180.

Wertschöpfungsstufen bis er zum Endabnehmer gelangt.²² So muss er physisch über das Stromnetz zum Verbraucher transportiert werden, begleitet von einem abgestuften wirtschaftlichen Vermarktungsprozess. Der Strom wird dabei erst über den Großhandel von den Anlagenbetreibern an Energieversorgungsunternehmen (EVU) verkauft, über deren Vertrieb er an die Endverbraucher abgegeben wird. Auf all diesen Stufen entstehen neue Entgelte, Abgaben und Umlagen, die den endgültigen Strompreis bilden.

Im Großen und Ganzen können jedoch drei Hauptbestandteile für Industriekunden unterschieden werden,²³ die sich wie in Abbildung 2 ersichtlich weiter unterteilen.²⁴ Erstens wird der marktbasierter Anteil durch Erzeugung, Vertrieb und Vermarktung gebildet, da diese

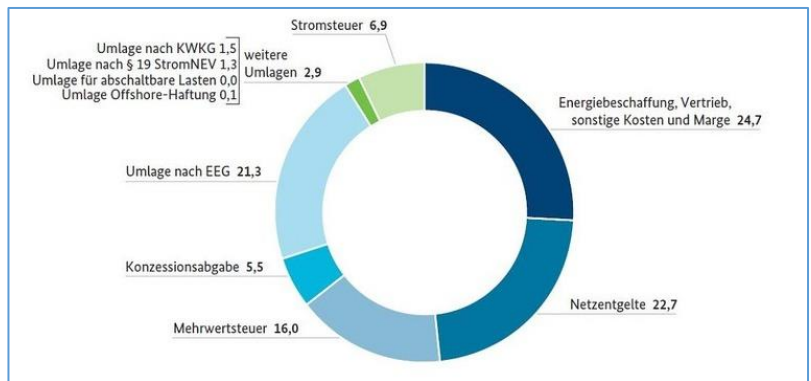


Abbildung 2 Zusammensetzung des Strompreises 2016 in Prozent

Kosten im Wesentlichen von den Börsenpreisen abhängen und durch Großhandel und Energieversorger erhoben werden. Zu den marktbestimmten Bestandteilen, jedoch mit staatlich regulierter Erlösobergrenze, gehören zweitens die Netzentgelte als Bezahlung für den Transport über die Stromnetze. Die andere Hälfte der Preise machen drittens die staatlichen Kosten aus. Dazu gehören die Stromsteuer als Umweltsteuer und mehrere Umlagen, die durch die Kosten

für den Ausbau der Erneuerbaren Energien entstehen und von den Netzbetreibern an die Verbraucher weitergegeben werden dürfen, z.B. die EEG-Umlage. Die Umsatzsteuer fällt zwar auch an, kann aber von Industriebetrieben als Vorsteuer abgesetzt werden. Betrachtet man die Entwicklung der Strompreise, lässt sich anhand von Abbildung 3 verdeutlichen,²⁵

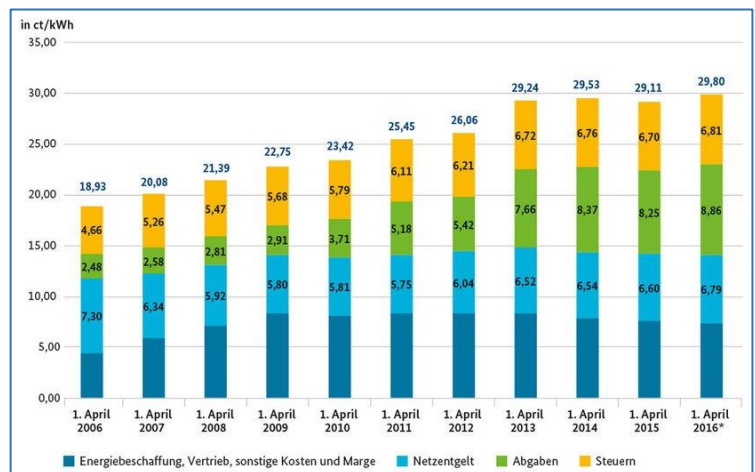


Abbildung 3 Entwicklung des Strompreises im Zeitverlauf

dass die Gesamtstrompreise seit dem Jahr 2000 kontinuierlich gestiegen sind. Aber während 2013 die Preise für Erzeugung, Vertrieb und Transport auf einem ähnlichen Niveau wie 2009

²² Vgl. stellvertretend Bontrup, Marquardt (2015), S. 19.

²³ Vgl. Fraunhofer ISI (2015b), S. 3.

²⁴ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (o.J.).

²⁵ Ebd.

waren und in Deutschland die Großhandelspreise zu den niedrigsten in Europa gehören,²⁶ haben nun die staatlichen Strompreisanteile ohne Reduktionen den Preis verdoppelt. Die Höhe der Förderung Erneuerbarer Energien, der Netzausbau und das Bereitstellen fossiler Reservekapazitäten gelten dabei als Hauptverursacher der Energiepreisentwicklung.²⁷

3 Das Dreidimensionale Stromfaktormodell für Wettbewerbsfähigkeit

Aus dieser Einführung in die Grundlagen des deutschen Stromsystems wird deutlich, dass eine Vielzahl an Themen existieren, die ein Unternehmen unmittelbar oder mittelbar betreffen. Oftmals sind sich gerade kleinere Industriefirmen gar nicht bewusst, aus wie vielen Aspekten ihre eigene Stromversorgung besteht und durch welche Parameter diese beeinflusst wird. Dabei ist es für eine genaue Vorstellung der Einflussgrößen auf die Wettbewerbsfähigkeit besonders wichtig, die Belastungsfaktoren zu ordnen und Zusammenhänge darzustellen.

Soweit es dem Autor bekannt, sollen daher erstmals umfassend im Rahmen eines selbst entwickelten dreidimensionalen, qualitativen Modells die umfassenden Faktoren der Stromversorgung eines Unternehmens für dessen Wettbewerbsfähigkeit kategorisiert werden. Das Modell erlaubt es dann, die Auswirkungen einzelner Gesetzesänderungen, Preisentwicklungen etc. auf Unternehmen zu untersuchen. Besonders hilfreich ist die Kombination aus volkswirtschaftlichen und individuellen Aspekten, die gemeinsam in ein und demselben Modell dargestellt werden können. Im Folgenden wird im Rahmen der Methodik zunächst die Funktionsweise und der Aufbau des Modells beschrieben.

3.1 Methodik: Funktionsweise und Aufbau des Modells

Das dreidimensionale Stromfaktormodell für Wettbewerbsfähigkeit basiert wissenschaftstheoretisch auf einem „reduktionistischen“ Systemverständnis, demzufolge ein Gesamteffekt durch eine Kombination an Einzelmechanismen beschrieben werden kann.²⁸ Dem Modell liegt zudem die Annahme der „Supervenienz“²⁹ zugrunde, da im vorliegenden Fall die Wettbewerbsfähigkeit nur als Ergebnis des Zusammenwirkens verschiedener Einzel-faktoren beschrieben wird und sich nicht selbst, ohne deren Einwirkung verändert. Es kann in der Tradition der Indikatorenanalysen verordnet werden, die bislang meist als „Energiewende-

²⁶ Vgl. Agora Energiewende (2015), S. 3.

²⁷ Vgl. Rehner, McCauley (2016), S. 293.

²⁸ Vgl. Hörz (2010), S. 13.

²⁹ Vgl. Kim (1984), S. 153-157.

Monitorings“ den Stand der Energiewende klassifizieren sollen.³⁰ Bevor in Kapitel 4 dies Faktoren und deren Hintergründe im Fall der Stromversorgung dargestellt werden, müssen einige grundlegende Definitionen und Funktionen erarbeitet werden.

Das Modell kann generell an einem *dreidimensionalen Koordinatensystem* verbildlicht werden. Dieses dient zudem als Verständnishilfe und ermöglicht die Bestimmung der qualitativen Ausprägungen der Faktoren. Dabei entspricht jede Achse eines solchen Diagramms einem *Faktor*, d.h. Parameter, durch den die Stromversorgung direkt oder indirekt eine Auswirkung auf die Wettbewerbsfähigkeit eines Unternehmens hat. Die *Ausprägung*, d.h. die Höhe eines Faktors, wird über eine zehnstufige, ordinale Skala gemessen, wie sie in der empirischen Sozialforschung angewendet wird.³¹ Es wird ein bestimmter Zeitpunkt oder eine bestimmte Ausgangssituation bestimmt, deren momentane Charakteristiken dann auf allen Faktoren mit dem *Grundwert* gekennzeichnet werden. Im vorliegenden Fall wird beispielsweise als Ausgangssituation die Regulatorik des EEG2012 festgelegt. Hat dann die Novelle in einem Faktor die Belastung aus der Stromversorgung für ein Unternehmen theoretisch verbessert, ist also die Belastung gesunken, kann der Wert auf der Skala erhöht werden. Verschlechtert die Regelung die Unternehmenssituation, sinkt die Ausprägung. Wichtig ist daher, dass es sich primär um ein relatives Vergleichsgrößensystem handelt, anhand dessen Änderungen modelliert werden, jedoch keine Zustände wie über ein Notensystem bewertet werden. In der Visualisierung wird der vergebene Wert dann als *Faktorpunkt* auf der Achse markiert.

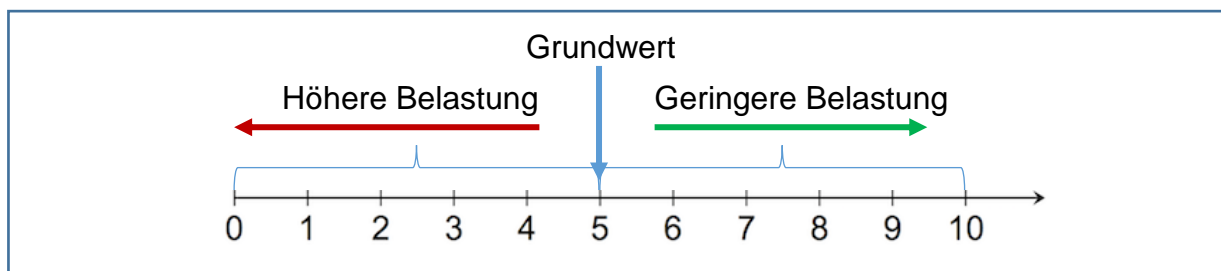


Abbildung 4 Zehnstufige Skala der Faktoren

Um nun eine Kategorisierung der einzelnen Faktoren vornehmen zu können, gibt es verschiedene Möglichkeiten: So kann die Veränderung eines Faktors quantitativ bestimmbar sein, z.B. durch den Vergleich von Energieintensitäten einzelner Branchen über den Zeitverlauf. Hat sich die Intensität erhöht, stieg die Belastung und der Faktor würde dann mit einem niedrigeren Wert versehen werden. Genauso könnte die Einordnung eines Faktors über Fragebogen, Interviews, Zählung übereinstimmender Meinungen in Papers etc. stattfinden und zukünftige Änderungen z.B. über die Delphi-Methode durch Expertenmeinungen antizipiert

³⁰ Vgl. GWS, Prognos, EWI (2014a), S. 3-8.

³¹ Vgl. Diekmann (2016), S. 230-297.

werden. Egal welche Methode angewandt oder je Faktor entwickelt wird, es erfolgt immer die Einordnung in die Skala.

Dem Koordinatensystem entsprechend spannen drei Faktoren kombiniert einen dreidimensionalen *Faktorenraum* auf. Dieser entsteht, indem die Faktorpunkte verbunden und die Volumen der Quader als *Raumwerte* verglichen werden. Der Faktorenraum selbst ist dann ein *Aspekt* der Industriebelastung, z.B. die Wettbewerbsfähigkeit (als supervenienter Aspekt) oder die Internationale Konkurrenzsituation. Das Modell folgt dadurch einem vertikalen Schema aus mehreren *Ebenen* ($n = 0, \dots, k$), das *Makro- und Mikroaspekte* jedoch gleichermaßen horizontal integrieren kann. Dabei entspricht der Aspekt einer niedrigeren Ebene dem Faktor einer höheren Ebene.

Die höchste Ebene ($n=0$) beschreibt dann den Gesamteffekt, bzw. den Aspekt der Gesamtbelastung des Stromverbrauchs als Wettbewerbsfähigkeit. Ein Makroaspekt entsteht aus volkswirtschaftlichen und internationalen Faktoren, wie z.B. die Handelsintensität einer Branche. Ein Mikroaspekt betrifft ein Unternehmen selbst, wie z.B. die Kostenstruktur, und entsteht aus individuellen Faktoren, wie z.B. staatlichen Strompreisannteilen.

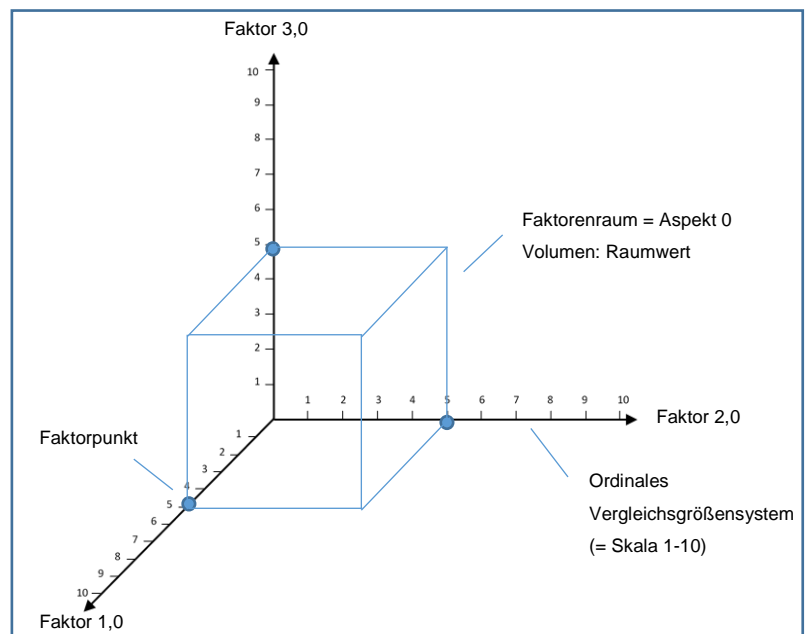


Abbildung 5 Räumliche Darstellung des Modells (Ausgangssituation EEG2012)

Faktoränderungen auf einer niedrigen Ebene wirken durch Aggregation bis auf die höchste Ebene durch und können dort noch einen Einfluss haben. Um die relative Vergleichbarkeit der Faktorenräume herzustellen und den zunächst dreidimensionalen Aspekt als eindimensionalen Faktor auf der nächst höheren Ebene abbilden zu können, werden die Raumwerte genormt, indem die Werte der Faktoren multipliziert werden und danach deren Kubikwurzel bestimmt wird. Dies ist dann der Wert des Faktors auf der höheren Ebene. Der Ausgangszustand wird, vergleichbar mit einem „Default-Wert“, in allen Aspekten stets den Raumwert „5“ annehmen, da bei jedem der drei Faktoren der Wert 5 die Ausgangssituation ist. Werden nun im Zeitverlauf die Faktoren anders bewertet, werden sich die Raumwerte ändern und damit auch der Wert für Wettbewerbsfähigkeit. Das Modell hat somit entscheidende Vorteile: zum einen berücksichtigt es die Unterschiedlichkeit der Einzelfaktoren und erlaubt deren Bewertung aufgrund quantitativer wie qualitativer Kategorisierungsmethoden (s.o.), zum anderen stellt es die

Auswirkungen regulatorischer Änderungen auf eine Vielzahl von Einzelfaktoren gleichzeitig dar, selbst wenn eine einzige Regeländerung mehrere Faktoren beeinflusst. Außerdem können sowohl Auswirkungen von Maßnahmen auf die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmenslandschaft allgemein, als auch für ein einzelnes Unternehmen dargestellt werden.

3.2 Annahmen und Einschränkungen im Anwendungsfall

Das Modell erlaubt theoretisch eine unendlich detaillierte Anwendung, je nachdem, wie oft man die Aspekte aufsplittet und geeignete Faktoren findet. Eine höhere Anzahl an Ebenen wird dabei zwangsläufig zu einer höheren internen Validität führen und die Ergebnisse genauer abbilden. Da im Rahmen dieser Arbeit eine derartige analytische Tiefe nicht durchführbar ist, erfolgt eine Beschränkung auf zwei Ebenen (Index 0 und 1) bzw. drei Aspekte und den Gesamteffekt. Dabei werden die Aspekte und Faktoren der beiden Ebenen beschrieben und deren Bedeutung für ein Industrieunternehmen dargestellt. Mathematisch folgt die Berechnung der Wettbewerbsfähigkeit dann ebenfalls den beiden Stufen:

Ebene 1:

$$RW_{n=1,a=1} = \sqrt[3]{\prod_{i=1}^3 f_{i,a=1,n=1}} \quad (\text{Aspekt 1})$$

$$RW_{n=1,a=2} = \sqrt[3]{\prod_{i=1}^3 f_{i,a=2,n=1}} \quad (\text{Aspekt 2})$$

$$RW_{n=1,a=3} = \sqrt[3]{\prod_{i=1}^3 f_{i,a=3,n=1}} \quad (\text{Aspekt 3})$$

RW: Raumwert

f: Faktorwert

a: Aspektnummer

i: Faktornummer ($i = 1, \dots, 3$)

Ebenennummer ($n = 0, \dots, k \in \mathbb{N}$)

Ebene 0 (Gesamteffekt):

$$RW_{n=0,a=1} = \sqrt[3]{\prod_{i=1}^3 f_{i,a=1,n=0}} \quad , \text{ wobei } f_{i,a=1,n=0} = RW_{n=1,a=i}$$

Somit ergibt sich für die Wettbewerbsfähigkeit, dass diese für $RW_{0,1} = 5$ gleichbleibt, für $RW_{0,1} > 5$ zunimmt und für $RW_{0,1} < 5$ abnimmt.

Zur Bestimmung der Auswirkungen der EEG Novellen 2014 und 2017 sowie der regionalen Charakteristika Bayerns müssen nun einige Annahmen getroffen werden, da die Auswertung

des Modells im Rahmen von quantitativen Berechnungen oder qualitativen Studien für diese Bachelorarbeit zu aufwendig ist:

1. Die Bewertung erfolgt *Ceteris Paribus*: es werden sämtliche Faktoren konstant gehalten, die nicht durch eine EEG-Regelung unmittelbar betroffen sind. Zudem wird auch innerhalb eines Faktors nur die Auswirkung einer EEG-Regelung betrachtet; wenn im gleichen Zeitraum andere Ursachen den Faktor beeinflusst haben, wird dies außen vorgelassen.
2. *Vereinfachung* der Bewertungsmethode: Indirekte Effekte und schwache direkte Effekte werden als leicht positiv oder leicht negativ mit einem „+“ oder „-“ gekennzeichnet, direkte Effekte und stark indirekte Effekte positiv oder negativ mit „++“ oder „--“. Hat sich eine Regulierung nicht geändert oder keinen intuitiv erklärbaren Effekt, wird diese als neutral auf den Faktor eingestuft und mit „0“ bewertet. Überwiegen am Ende die Anzahl der „+“ die Anzahl der „-“ je Faktor, hat sich die Belastung verringert und der Faktor damit um einen Punkt gesenkt. Umgekehrt steigt die Belastung und damit die Ausprägung des Faktors um einen Punkt, wenn die Anzahl der „-“ überwiegt. Ist das Ergebnis sehr knapp, sehr eindeutig und gewichtig oder relativ gesehen nicht ganz so bedeutend, können auch halbe Punkte vergeben werden.
3. Die *theoretische Komponente*: In der Beschreibung der Faktoren werden bereits die Unterschiede zwischen den EEG-Novellierungen 2012, 2014 und 2017 herausgearbeitet. Danach erfolgt die Bewertung anhand der reinen theoretischen Wirkung der Regularien und staatlichen Preiskomponenten.
4. Die *regionale Komponente*: Die Untersuchungen sind zunächst auf Unternehmen angewandt, von denen ein beliebiger Standort in Deutschland ohne regionale Spezifizierung angenommen wird. Zugleich wird jedoch auch dargestellt, ob und wenn ja, welche Verteilungswirkungen es durch das EEG für Bayern gibt.
5. Die *technologische Komponente*: alle Analysen beziehen sich nur auf die vier Technologien, deren Förderung ab 2017 durch Ausschreibungen ermittelt werden.

3.3 Aspekte und Faktoren des Stromfaktormodells

Anhand umfassender Literaturrecherche konnten wichtige Faktoren identifiziert werden, die die Grundlage für den Aufbau des Modells in diesem Kontext bilden. Demnach sind für die *stromversorgungs-basierte Wettbewerbsfähigkeit (Aspekt 0)* besonders drei Faktoren relevant:

- (i) Das *Agieren eines Unternehmens am Markt (Aspekt 1)*, d.h. wie es selbst seine markt-basierten Strompreise geschickt reduzieren kann;
- (ii) die individuelle

Versorgungssituation (Aspekt 2), die hauptsächlich durch staatliche Einflussgrößen bestimmt wird; und (iii) die Situation der *internationalen Konkurrenz (Aspekt 3)*, mit der sich die volkswirtschaftliche Wettbewerbsstruktur für ein Unternehmen beschreiben lässt. Diese Aspekte werden durch einige Faktoren beeinflusst, die im Folgenden genau beschrieben werden.

<i>Aspekte</i>	Agieren am Markt	Staatliche Versorgungssituation	Internationale Konkurrenzsituation
<i>Faktoren</i>	Marktbasierter Strompreis	Direkte und indirekte staatliche Kosten	Branchenspezifische Kostensituation
	Portfoliomix	Effizienz des EEG-Fördermechanismus	Internationaler Wettbewerb
	Eigenstromerzeugung	Versorgungssicherheit	Beschäftigungseffekte

Tabelle 1 Aspekte und Faktoren des dreidimensionalen Stromfaktormodells

4 Belastungen der Industrie im Rahmen der Stromversorgung

Den größten Anteil an der Belastung für die Industrie haben naturgemäß Energiekosten, für das Bestehen im internationalen Wettbewerb und damit aus gesamtwirtschaftlicher Sicht als Standortfaktor.³² Bereits 1997 machte der Anteil der Energiekosten durchschnittlich über 2% der Gesamtkosten der Industrie aus, womit man bereits über der erzielten Umsatzrendite nach Steuern lag.³³ Im Besonderen der Strompreis stieg seit 1998 um mehr als 70%, obwohl die Erzeugungs-, Netz- und Vertriebskosten lediglich um 7% stiegen.³⁴ Es ist daher wichtig, die Hintergründe der Belastungen zu kennen, deren Entwicklung zu verfolgen und insbesondere für die Industrie zu analysieren. Denn während die Großmarktpreise für Strom mit weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien immer weiter sinken, sodass es bei Stunden des Überangebots hin und wieder zu negativen Preisen kommt, werden die staatlichen Anteile am Strompreis immer teurer. So belief sich das EEG bis Ende 2013 kumuliert auf 79 Mrd. EUR und diese Kosten wurden mittels EEG-Umlage und über die Strompreise an die Endkunden weitergegeben.³⁵ Deutlich wird dies auch anhand einer Skala, die der Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK) pflegt. Der Spread aus VIK-Basisindex (ohne staatliche Abgaben) und VIK-Endpreisindex (mit staatlichen Abgaben) erhöhte sich zwischen 2010 und

³² Vgl. VDI- Gesellschaft für Energietechnik (1997), S. 22.

³³ Vgl. Ebd.

³⁴ Vgl. Kästner, Kießling (2016), S. 157.

³⁵ Vgl. Bontrup, Marquardt (2015), S. 14.

2016 von 20 auf 120 Punkte.³⁶ Demgegenüber gibt es gerade für Industrieunternehmen zahlreiche Vergünstigungen, wodurch es zu branchenspezifischen Unterschieden der Belastungen kommt, die zudem je nach Größe und Verbrauch der Unternehmen abweichen.

Aber auch die anderen im Modell entwickelten Faktoren beeinflussen die Belastungen und werden in diesem Kapitel ebenfalls dargestellt.

Dabei ist der industrielle Sektor gleichbedeutend mit dem produzierenden Gewerbe zu sehen, welches wiederum neben den Bereichen Bergbau, Energiewirtschaft und Baugewerbe als wichtigsten Bestandteil das verarbeitende Gewerbe einbezieht.³⁷ Dieses umfasst die Herstellung von Waren, unterteilt „nach den industriellen Hauptgruppen in die Bereiche Vorleistungsgüter, Investitionsgüter, Konsumgüter (untergliedert in Gebrauchs- und Verbrauchsgüter).“³⁸ Als Klassifikation wird das Branchenverzeichnis des Statistischen Bundesamtes zugrunde gelegt (WZ 2008), auf dessen Grundlage auch die BesAR des EEG angewandt wird.³⁹

4.1 Aspekt 1: Agieren am Strommarkt

Wie auf jedem anderen Markt auch, kommen auf dem Strommarkt Angebot und Nachfrage zusammen und gewährleisten bei ständigem Ausgleich Versorgungssicherheit.⁴⁰ Das Angebot ist dabei die kumulierte Erzeugungsleistung der verschiedenen Kraftwerke, Nachfrager sind die Verbraucher. Beide Seiten treffen jedoch meist nicht unmittelbar aufeinander, da die Nachfrage der Endkunden nur mittelbar über Zwischenhändler und EVUs weitergegeben wird. Wie im Retail-Geschäft entsteht dadurch ein System aus verschiedenen Wertschöpfungsstufen – Erzeugung, Handel und Vertrieb – mit der Besonderheit, dass sich Strom nicht zwischenspeichern lässt. Dies hat zur Folge, dass bisher eine Abhängigkeit der Erzeugung von der Nachfrage besteht.

In diesem Aspekt hat ein Industrieunternehmen die meisten Handlungsoptionen, da es selbst am Markt agieren und Entscheidungen darüber treffen kann, wann, in welcher Menge und von welchem Anbieter Strom bezogen wird. Über die Höhe der Preise entscheiden dann letztendlich die Anzahl der Benutzungsstunden, Bezugsmenge und damit verbundene Marktmacht, sowie das Verhältnis von Angebot und Nachfrage und damit die Höhe der Börsenpreise, womit der marktbasierende Strompreis einen Faktor bildet. Zudem kann durch ein

³⁶ Vgl. VIK- Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (2016), S. 36.

³⁷ Vgl. Napp et al. (2014), S. 618.

³⁸ Statistisches Bundesamt (2015), S. 1.

³⁹ Vgl. Ebd. (2008)

⁴⁰ Vgl. Neuhoff, Ritter (2016), S. 988.

geschicktes Stromportfolio aus unterschiedlichen Vertragstypen der Strompreis als weiterer Faktor geschickt minimiert werden. Der Faktor Eigenversorgung ist zuletzt eine Möglichkeit, den Bezug und die Bezahlung von Fremdstrom zu vermeiden und bei Einspeisung in die Stromnetze sogar als Erzeuger Geld hinzuzuverdienen.

4.1.1 Faktor Marktbasierter Strompreisanteil

Die Preisbildung an der Börse erfolgt nach dem Grenzkostenprinzip.⁴¹ Grundlage dessen ist die Einsatzplanung der Kraftwerke, die sich nach einer festgelegten Reihenfolge (Merit Order) wie in Abbildung 6 ersichtlich richtet.⁴² Diese bestimmt, welche Erzeuger bzw. Kraftwerke betrieben werden und welche nicht. Da Kraftwerke

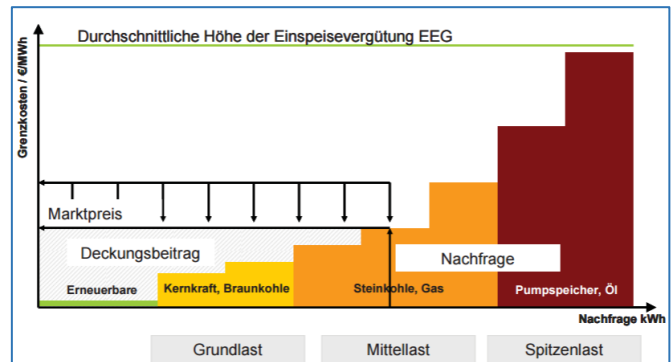


Abbildung 6 Merit Order Prinzip

auch unterhalb der Vollkosten und mindestens zu Grenzkosten Strom produzieren, werden diese aufsteigend nach Grenzkosten gereiht und entsprechend eingesetzt bis zum günstigsten Kraftwerk, das den Strombedarf abschließend deckt. Das letzte angenommene Gebot bildet dann als Einheitspreis den Strompreis.⁴³ Die Grenzkostenkurve hat dabei einen charakteristischen Verlauf. Ganz links werden die Erneuerbaren Energien eingeordnet, welche kaum Grenzkosten haben. Diese sind zum einen durch den gesetzlichen Einspeisevorrang (Priority Dispatch) im Vorteil, haben aber zum anderen sowieso verglichen mit anderen Kraftwerkstypen die niedrigsten variablen Kosten. Danach folgen typischerweise Kernkraftwerke, Kohlekraftwerke und Gaskraftwerke. Der Preis bildet sich dann an der Schnittstelle von Angebot und Nachfrage. Die Nachfragekurve ist nicht vollständig statisch, da bspw. große Industrieunternehmen Prozesse steuern können und die Nachfrage bei höheren Preisen senken. Je weiter links ein Kraftwerk in der Merit Order steht, desto höher seine potentielle Marge. Die Förderung Erneuerbarer Energien hat nun auch Einfluss auf die Merit Order, da durch staatliche Subventionen regenerative Erzeugungskapazitäten weit oben in die Reihung gelangen und somit die EEG-Umlage die Mehrkosten der EEG-Förderung eigentlich nicht korrekt darstellt.⁴⁴ Die Grenzkostenkurve erfährt dadurch eine Rechtsverschiebung,

⁴¹ Vgl. ausführlich Kyritsis, Andersson (2017), S. 552.

⁴² DIHK- Deutscher Industrie- und Handelskammertag (2017), S. 10.

⁴³ Vgl. Haucap (2013), S. 262.

⁴⁴ Vgl. Diekmann, Breitschopf, Lehr (2015), S. 1.

wodurch der Strompreis sinkt. Zugleich kann es durch einen Nachfragerückgang passieren, dass sich die Nachfragekurve nach links verschiebt. Im Rahmen der Energiewende hat dies die konkrete Folge, dass Gaskraftwerke, die typischerweise aufgrund hoher variabler Kosten ganz unten in der Merit Order stehen, nur noch in Phasen hoher Nachfrage benötigt werden, und selbst dann auch nur zu gerade noch Grenzkosten deckenden Preisen. Dies führte dazu, dass im April 2015 12.500 MW an Leistung aus Gaskraftwerken vorläufig stillgelegt wurden.⁴⁵ Seitdem wird in Deutschland über die richtige Ausgestaltung des Strommarktdesigns debattiert, da ein Energy-Only Markt bestehend aus Stromgroßhandel und strategischer Reserve zwar sehr wohl Investitionsanreize schaffen und Versorgungssicherheit leisten kann, die Erzeugungsmenge wird jedoch auf lange Sicht besser über Kapazitätsmärkte geschaffen.⁴⁶ Das BMWi entschied sich vorläufig für erstere Variante, die als Strommarkt 2.0 auf zwei Säulen ruht: nach §1a EnWG gibt es keine Beschränkung der Strompreishöhe und nach §13d-g wurde zusätzlich zur Netzreserve eine Kapazitäts- und Klimareserve eingeführt.⁴⁷

Der Börsenstrompreis setzt sich dann mit den Vertriebskosten der Stromhändler, deren Gewinnmargen und den Netzentgelten der Netzbetreiber zum nichtstaatlichen Teil des Gesamtstrompreises zusammen, der etwa die Hälfte dessen ausmacht. Die BNetzA schätzt den Anteil der Netzentgelte an den Herstellungspreisen auf ca. 23%.⁴⁸ Von den Netzentgelten sind einige Bestandteile unveränderlich, andere regional verschieden – abhängig von der Spannungsebene und dem Netzgebiet.⁴⁹ Nur für die Spannungsstufe, an die ein Unternehmen angeschlossen ist und die darüberliegenden Stufen sind Netzentgelte zu zahlen. So wird ein großes Industrieunternehmen, das an ein Hochspannungsnetz angeschlossen ist, nur für dieses und das Höchstspannungsnetz Entgelte zahlen, während ein kleines Industrieunternehmen am Mittelspannungsnetz auch für diese Stufe zahlen muss. Hinzu kommen regionale Unterschiede, wie in Abbildung 7 zu sehen:⁵⁰ je nach Standort fallen höhere oder niedrigere Entgelte an, da sich die Höhe unter anderem nach dem

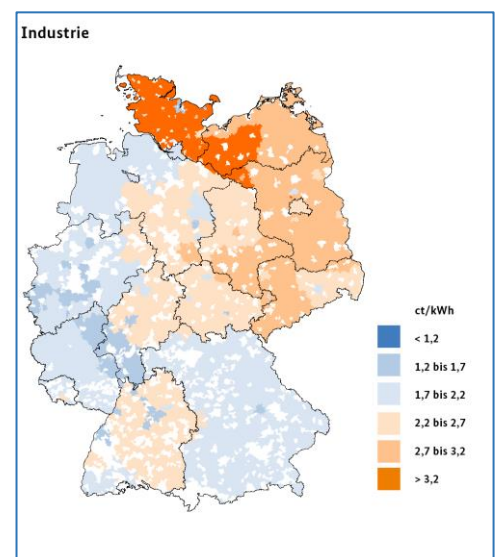


Abbildung 7 Regionale Unterschiede der Netzentgelte

⁴⁵ Vgl. Kästner, Kießling (2016), S. 144.

⁴⁶ Vgl. Osman, Gachino, Hoque (2016), S. 898.

⁴⁷ Vgl. Lehmann et al. (2016), S. 344.

⁴⁸ Vgl. Bontrup, Marquardt (2015), S. 25.

⁴⁹ Vgl. VIK- Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (2016), S. 13.

⁵⁰ Bundesnetzagentur (2016).

jeweiligen Netzzustand und -ausbau richtet.⁵¹ Insbesondere im windreichen Norden sind die Entgelte höher, da der Redispatch, also der Eingriff ins Stromnetz, wesentlich häufiger geschehen muss.⁵² Zugleich sank dadurch aber die windbedingte Volatilität der Börsenpreise selbst.⁵³ Die Netzentgelte werden zwar dem marktpreisbasierten Strompreisanteil zugerechnet, da die Netzbetreiber Preise grundsätzlich selbst festlegen können. Der Staat reguliert die Preise jedoch weiterhin und legt auch Erlösobergrenzen für die Netzbetreiber fest. Zudem hat die Förderung des Staates für Erneuerbare Energien einen Zwang für den Ausbau der Stromnetze zur Folge, deren Systemkosten dann von den Netzbetreibern an die Verbraucher weitergegeben werden und somit auch als indirekte staatliche Kosten gesehen werden könnten.⁵⁴

Für ein Industrieunternehmen sind die Börsenpreise also abhängig von der Preissituation an der Börse und der Höhe der Netzentgelte.

4.1.2 Faktor Portfoliomix

Der Handel des Stroms erfolgt auf drei verschiedenen Märkten: den Terminmärkten, Spotmärkten und Regelleistungsmärkten.⁵⁵ Während auf den Terminmärkten Stromgeschäfte bis zu sechs Jahre in die Zukunft abgeschlossen werden können (durch Futures), decken Spotmärkte kurzfristige Geschäfte ab. Diese sind unterteilt in „Day ahead“ und „Intraday“ Märkte. Erstere dienen der Vereinbarung von Stromlieferungen für den nächsten Tag, letztere dem Kauf von Lieferungen bis kurz vor Lieferzeitpunkt. Die Preise der Spotmärkte sind daher in der Regel deutlich volatil als Terminmärkte, da hier kurzfristige Über- und Unterkapazitäten eingepreist werden. Große Verbraucher werden daher stets versuchen, ein ausgewogenes Portfolio zu wählen, um Chancen und Risiken zu streuen. Verkauft wird der Strom immer blockweise, deren Versorgungsdauer abhängig von der Art der Last ist. So gibt es z.B. Quartals-Blöcke zur Grundlastversorgung und Einzelstundenkontrakte für die Spitzenlast. Eine Besonderheit stellt der Regelleistungsmarkt dar, der physikalische Ausgleichsenergie im Fall von unvorhergesehenen Ereignissen, wie z.B.

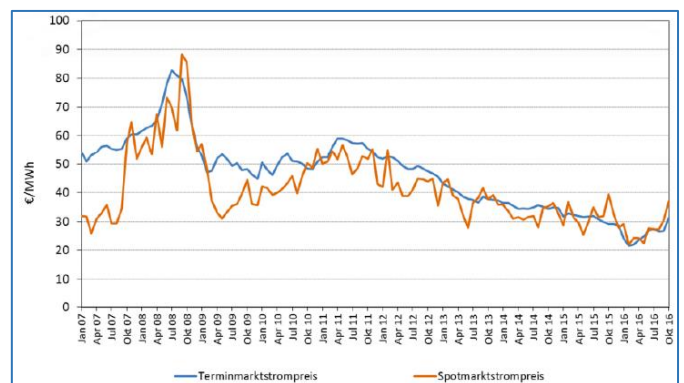


Abbildung 8 Entwicklung der Termin- und Spotmarktpreise

⁵¹ Vgl. Harder (2016)

⁵² Vgl. Agora Energiewende (2016b), S. 5.

⁵³ Vgl. Auer (2016), S. 624.

⁵⁴ Vgl. Chrischilles (2016), S. 30-32.

⁵⁵ Vgl. stellvertretend Kästner, Kießling (2016), S. 135-138.

Kraftwerksausfällen, in Sekunden bis Minuten bereitstellen soll.⁵⁶ Daran teilnehmen können grundsätzlich vorregistrierte Kraftwerke, die dann auf Abruf entweder zusätzlichen Strom produzieren müssen oder gedrosselt werden und deren Leistung von den Übertragungsnetzbetreibern direkt gekauft und regionenübergreifend über Bilanzkreise ausgeglichen wird. Die Regelernergie ist zudem wesentlich teurer als normaler Strom. Der Handel für Termingeschäfte erfolgt in Deutschland über die European Energy Exchange (EEX), Spotgeschäfte werden an der European Power Exchange (EPEX Spot) abgeschlossen. Darüber hinaus gibt es außerbörsliche Geschäfte „Over the Counter“ (OTC), welche direkt zwischen den Parteien und ohne Börsen abgeschlossen werden.⁵⁷

Wie an Abbildung 8 zu sehen ist,⁵⁸ kann ein Industrieunternehmen durch intelligente Wahl seiner Stromverträge und Ausnutzung der Preisunterschiede dann seine Strompreise minimieren und das Portfolio optimieren. So bietet es sich beispielsweise an, eine Grundlast, die bei Industrieprozessen relativ gut bestimmbar ist und nie unterschritten wird, über Termingeschäfte oder OTC lange im Voraus abzudecken, während Schwankungen in der Produktion über den Spotmarkt abgedeckt werden können, der stärker volatil und Raum für Spekulation bietet. Große Industrieunternehmen mit einer gewissen Marktmacht können zudem Preise bei EVUs vergleichsweise drücken oder Strom direkt über den Großhandel beziehen.

4.1.3 Faktor Eigenstromerzeugung

Eigenstromerzeugung ist eines der sinnvollsten Mittel für Industrieunternehmen, um ihre Stromversorgung zu optimieren und erfolgt durch firmeninterne Kraftwerke, z.B. mit Solaranlagen, KWK-Anlagen oder Gaskraftwerken. Durch den Absatz des erzeugten Stroms an der Börse, wobei eine regenerative Anlage zusätzlich nach dem EEG gefördert wird, kann Geld verdient werden, besonders am Regelergergiemarkt.⁵⁹ Auf der anderen Seite kann eigenerzeugter und eigenverbraucher Strom die Unabhängigkeit von Lieferanten unterstützen, EEG-Umlage einsparen, Spannungsschwankungen ausgleichen und Flexibilität im Strombezug ermöglichen. Zudem ist es eine letzte Absicherung im Falle eines Netzzusammenbruchs. Welchen Weg auch immer ein Unternehmen wählt - bevorzugt wohl eine Mischung aus beiden Varianten - es schafft den Spagat vom Verbraucher zum Akteur am Markt.

⁵⁶ Vgl. Sauer (2016), S. 12.

⁵⁷ Vgl. Haucap (2013), S. 258.

⁵⁸ Bundesnetzagentur / Bundeskartellamt (2016), S. 89.

⁵⁹ Vgl. Hofmann (2016).

Dabei fanden 2012 rund 90% der industriellen Eigenerzeugung und Selbstverbrauch in nur sieben Wirtschaftszweigen statt.⁶⁰ Insgesamt werden ca. 50 TWh Strom in industriellen Eigenerzeugungsanlagen produziert, was ca. 20 Prozent der gesamten industriellen Strommenge entspricht; da der Anstieg jedoch sehr gebremst ist und seit vielen Jahren keine nennenswerte Steigerung stattgefunden hat, gibt es ein deutliches Ausbaupotential.⁶¹

Die Eigenstromregelungen haben sich im Verlauf der EEG-Novellen deutlich verändert. Im EEG 2012 war nach §37 Abs. 3 noch jede Strommenge von der EEG-Umlage befreit, die selbst erzeugt und in räumlicher Nähe verbraucht wurde, ohne durch ein öffentliches Netz geleitet zu werden. Die Neufassung 2014 verschärfte die Umlagenbefreiung deutlich. Nach §64 wurde die Umlage auf Eigenverbrauch gestaffelt erhöht, auf 30% vor dem 1. Januar 2016, 35% vor dem 1. Januar 2017 und 40% ab dem 1. Januar 2017. Ausnahmen sind der Kraftwerkseigenverbrauch, Eigenversorgung aus 100% erneuerbarer Energien ohne Erhalt der Vergütung für eingespeisten Strom und Anlagen unter 10kW mit weniger als 10 MWh selbst verbrauchten Strom pro Jahr. Zudem wurde der Bestandsschutz für Anlagen mit Inbetriebnahme vor Inkrafttreten des Gesetzes gewährleistet. Hocheffiziente KWK-Anlagen müssen zudem ebenfalls nur die reduzierte Umlage bezahlen. Die Regelungen im EEG2017 wurden durch das Änderungsgesetz zum 22. Dezember 2016 angepasst. Darin wird die EEG-Umlage weiterhin auf 40% festgelegt und die Ausnahmen bleiben erhalten. Der Bestandsschutz wird jedoch aufgeweicht, sodass Anlagen bei Erneuerung bzw. Modernisierung des Generators nach 2017 20% der Umlage auf den Eigenverbrauch zahlen müssen. Hinzu kommt die Regelung §27a, der zufolge aus Ausschreibungen geförderter Strom nicht zur Eigenversorgung genutzt werden darf.

4.2 Aspekt 2: Versorgungssituation

Die Versorgungssituation ist der Aspekt, der von staatlicher Seite beeinflusst wird und auf den Unternehmen nur indirekt Einfluss haben. Hier haben Unternehmen lediglich über die Industrieverbände Möglichkeiten, auf den Gesetzgeber und Regulierungsbehörden einzuwirken. Zudem gibt es durch zahlreiche Ausnahmeregelungen Ermäßigungen der staatlichen Strompreisanteile für Industrieunternehmen. Die EEG-Förderung als zweiter Faktor und die Versorgungssicherheit als dritter Faktor sind ebenfalls rein von staatlicher Seite administriert.

⁶⁰ Vgl. Bardt et al. (2014), S. 6-7.

⁶¹ Vgl. VIK- Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (2016), S. 10.

4.2.1 Faktor direkte und indirekte staatliche Kosten

Die staatlichen Kostenlasten haben seit 1998 einen enormen Anstieg verzeichnet (siehe Abbildung 9).⁶² Einen kleinen Teil davon erhält der Staat direkt über Steuern, der restliche große Teil sind staatlich festgelegte Umlagen.⁶³ In Anhang - Abbildung 2 sind die einzelnen Kostenbestandteile abgebildet. Zu den staatlichen

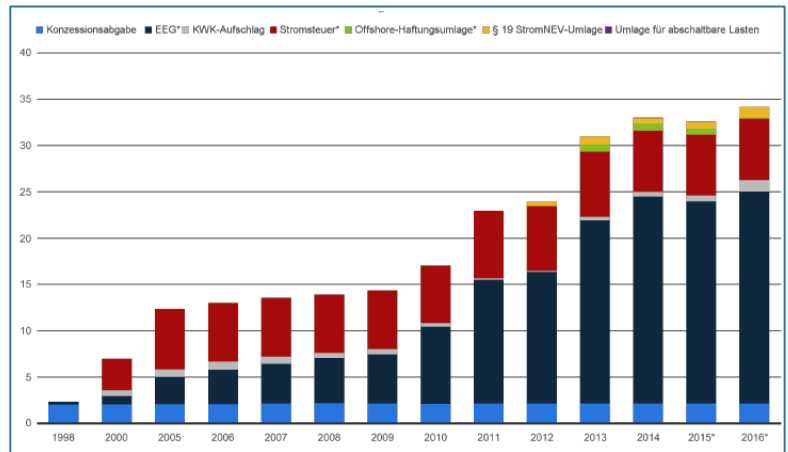


Abbildung 9 Entwicklung der staatlichen Abgaben in Mrd. EUR

Bestandteilen gehört zum einen die EEG-Umlage, die als direkter staatlicher Kostenfaktor durch die Energiewende verursacht wird. Hinzukommen aber auch indirekte Kosten, die durch die Anpassung der Versorgungssicherheit entstehen. Dabei entstehen Ausgleichskosten durch die Abweichung der tatsächlich prognostizierten Stromerzeugungsmenge von der Prognose, netz- und standortbezogene Kosten aufgrund von unterschiedlichen lokalen Erzeugungsprofilen und Profilkosten durch Abweichung von Erzeugung und Bedarf.⁶⁴ Diese Kosten werden zwar teilweise durch eigene Umlagen abgebildet, teilweise erhöhen sie jedoch als Systemkosten nur die Netzentgelte und werden daher von keiner Statistik erfasst.⁶⁵ So lagen bspw. die gesamten Redispatch-Kosten 2014 bei 186,7 Mio. EUR.⁶⁶

Zudem ist die finanzielle Belastung durch die Strompreise nicht für alle Unternehmen identisch. Im Gegenteil, es gibt gerade für die Industrie zahlreiche Privilegien, welche dafür gedacht sind, die internationale Wettbewerbsfähigkeit aufrechtzuerhalten. Werden die Privilegien gewährt, gibt es keine Nachteile im Vergleich zu den internationalen Strompreisen; wenn nicht, ergibt sich jedoch eine nachteilige Situation.⁶⁷ Denn obwohl Deutschland unter den EU-Ländern einen guten Platz einnimmt und lediglich acht Staaten geringere Herstellungspreise vorweisen können, ist es bei den Endpreisen der vierthöchste Rang innerhalb Europas und damit 19% über dem Durchschnitt der EU.⁶⁸ Im Folgenden werden daher die verschiedenen Abgaben und ihre jeweiligen Privilegien erarbeitet.⁶⁹

⁶² Statista (2016), S. 56.

⁶³ Vgl. Kreuzfeldt (2014), S. 22-24.

⁶⁴ Vgl. Zipp (2018), S. 238.

⁶⁵ Vgl. Chrischilles (2016), S. 30-32.

⁶⁶ Vgl. Markewitz (2016).

⁶⁷ Vgl. Agora Energiewende (2015), S. 32-33.

⁶⁸ Vgl. Bontrup, Marquardt (2015), S. 25.

⁶⁹ Vgl. Fraunhofer ISI (2015a), S. 2-12.

Angeführt werden die Kosten der staatlichen Komponenten von der *EEG-Umlage*. Über sie wird die Förderung Erneuerbarer Energien finanziert, bei der Deutschland international Spitzenreiter ist.⁷⁰ Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) verwaltet die Umlage, die vier Übertragungsnetzbetreiber legen zum 15. Oktober jeden Jahres deren Höhe auf Grundlage von Prognosen für das Folgejahr fest.⁷¹ Die insgesamt benötigte Umlagesumme eines Jahres berechnet sich aus der Quote aller zu deckender Differenzkosten und Stromverbrauch der Umlagepflichtigen, da nach der BesAR bestimmte Unternehmen von der Umlage ausgenommen sind.⁷² Eine stetig steigende Anzahl an geförderten Anlagen bei gleichzeitiger Zunahme an befreiten Unternehmen führte seit der Einführung beständig zum Anstieg der Umlage. Sie entwickelte sich zwischen 2000 und 2009 linear von 0,2 ct/kWh auf 1,31 ct/kWh und stieg nach der EEG-Novelle 2009 exponentiell an auf 6,88 ct/kWh im Jahr 2017.⁷³ Hauptursache war der Boom von Photovoltaik-Anlagen, die mit sehr hohen Vergütungssätzen gefördert wurden. Die Summe der Förderkosten belief sich 2016 auf 23 Mrd. EUR, wobei hier die indirekten Kosten der Umlage nicht eingerechnet sind.⁷⁴

Die Reduktion der EEG-Umlage im Rahmen der BesAR hat sich im Laufe der verschiedenen EEG-Novellen 2012, 2014 und 2017 leicht verändert. In §40 EEG2012 war geregelt, dass bei jährlicher Abnahme von weniger als 1 GWh und einem Mindestkostenanteil von unter 14% der Bruttowertschöpfung keine Reduktion möglich war. Bei Unternehmen mit einem

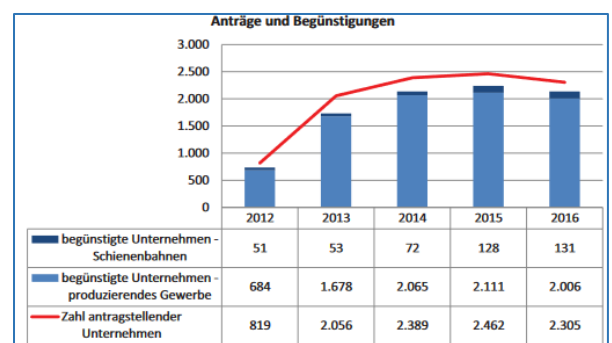


Abbildung 10 Anzahl begünstigter Unternehmen nach BesAR

Mindestkostenanteil über dem Schwellenwert wurde der Verbrauch zwischen 1 und 10 GWh dann auf 10% der EEG-Umlage reduziert, der Verbrauch zwischen 10 und 100 GWh auf 1% des zu zahlenden Betrags. Jeder höhere Verbrauch wurde pauschal mit 0,05 ct/kWh belastet. Es gab jedoch keine genauere Definition, ab wann ein Unternehmen im internationalen Wettbewerb steht und daher zahlreiche erfolgreiche Versuche, durch Tricks den Status eines energieintensiven Unternehmens zu erlangen. In der Folge stieg die Anzahl begünstigter Abnahmestellen (nicht zwangsläufig Unternehmen, da jedes Unternehmen mehrere Abnahmestellen haben kann) massiv an, wie Abbildung 10 zeigt.⁷⁵ So hat sich die Anzahl der

⁷⁰ Vgl. VIK- Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (2016), S. 10.

⁷¹ Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2014), S. 6.

⁷² Vgl. Döring (2015), S. 30.

⁷³ Vgl. Bontrup, Marquardt (2015), S. 15.

⁷⁴ Vgl. VIK- Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (2016), S. 13.

⁷⁵ DIHK- Deutscher Industrie- und Handelskammertag (2017), S. 35.

befreiten Unternehmen von ca. 300 im Jahr 2005 auf 2.065 2014 versiebenfacht.⁷⁶ Bis einschließlich EEG2012 gab es zusätzlich zu dieser Regelung das sog. „Grünstromprivileg“, nach dem EVU mit einem Versorgungsanteil von über 50% durch erneuerbare Energien und mind. 20% aus Wind- und Photovoltaikanlagen eine um 2 ct verringerte EEG-Umlage zahlen mussten, diese Preissenkung konnte an Verbraucher weitergegeben werden.⁷⁷

Der neue §64 im EEG2014 behielt die Reduzierungen im Großen und Ganzen bei, jedoch wurde der Modus der Vergabe der Ermäßigungen verändert, genau definiert, welche Branchen anspruchsberechtigt sind (siehe Anhang – Abbildung 7 A-F), wobei diese nur einen Teil des produzierenden Gewerbes nach der Definition des Statistischen Bundesamtes umfassen und vom Gesetzgeber ausgewählt worden sind. Zudem führte man das Prinzip der Stromkostenintensität ein. Dieses beschreibt nach §64 Abs. 6 Nr. 1 EEG2014 das „Verhältnis der maßgeblichen Stromkosten einschließlich der Stromkosten für nach § 61 umlagepflichtige selbst verbrauchte Strommengen zum arithmetischen Mittel der Bruttowertschöpfung in den letzten drei abgeschlossenen Geschäftsjahren des Unternehmens“. Für den Verbrauch von 1 GWh war weiterhin die volle Umlage zu bezahlen. Für jeden darüberhinausgehenden Verbrauch war eine Mindestbelastung von 0,1 ct/kWh für alle Unternehmen festgelegt, für die Branchen 130-132 zur Erzeugung und Verarbeitung von Aluminium, Blei, Zink, Zinn und Kupfer ein höherer Betrag von 0,05 ct/kWh. Die Höhe der Umlagenreduktion für den Verbrauch über 1 GWh ist dann nach §64 Abs. 2 Nummer 3 EEG2014 zunächst auf 15% der anfallenden EEG-Umlage begrenzt, zudem jedoch abhängig von der Stromkostenintensität eines Unternehmens. Liegt die Stromkostenintensität über 20%, wird die Umlage auf minimal 0,5% der Bruttowertschöpfung reduziert. Liegt die Stromkostenintensität darunter, darf die Umlage auf minimal 4% der Bruttowertschöpfung begrenzt werden. Bei einem Verbrauch über 5 GWh wird zudem ein zertifiziertes Umweltmanagementsystem vorgeschrieben. Welche Unternehmen überhaupt für die Begünstigungen in Betracht kommen, ist in Anlage 4 des Gesetzes geregelt. Darin gibt es zwei verschiedene Listen. Unternehmen der Liste 1 mussten eine Stromkostenintensität von 16% für 2015 und 17% für 2016 nachweisen, Unternehmen der Liste 2 eine Stromkostenintensität von mindestens 20%. Unternehmen, die nach der vorhergehenden Novelle noch als privilegiert galten, nun jedoch die Kriterien nicht mehr erfüllten, erhielten eine Übergangsfrist, in welcher die EEG-Umlage schrittweise über die Jahre 2015 bis 2018 an den vollen Betrag angeglichen wurde, sodass nach §103 Abs. 2 Nr. 3 sich die Umlage jedes Jahr nicht mehr als verdoppelte. Diese Verkomplizierung war im Wesentlichen

⁷⁶ Vgl. Kreuzfeldt (2014), S. 43-50.

⁷⁷ Vgl. Bontrup, Marquardt (2015), S. 27.

dem Druck der EU-Kommission (EU-KOM) und dem Gericht der Europäischen Union geschuldet, das die Version des EEG2012 als staatliche Beihilfe klassifizierte.⁷⁸ Darüber hinaus regelt der §103 Abs. 4 Nr. 2, dass Unternehmen, welche auf keiner der Listen vertreten sind und Unternehmen, die in Liste 2 eine Stromkostenintensität von unter 20% aufweisen, bei einer Stromkostenintensität über 14% auf Antrag bei der BAFA eine Reduzierung der EEG-Umlage auf 20% erhalten (wenn sie in der Vergangenheit einmal Gebrauch von der BesAR machen konnten). Im EEG2017 ist der §64 zur besonderen Ausgleichsregelung im Wesentlichen gleichgeblieben. Es gibt jedoch eine wichtige Ausnahme: So wurde für Liste 1 nach §64 Abs. 2 Nr. 2 b) eine Härtefallregelung wie für Liste 2 eingeführt, der zufolge Unternehmen mit einer Stromkostenintensität zwischen 14% und 17% eine auf 20% reduzierte EEG-Umlage bezahlen.

Über die *KWK-Umlage* kann der Zuschlag für KWK-Anlagen nach §§26ff. des KWK-G von den Netzbetreibern auf die Verbraucher umgelegt werden. Damit soll der Anteil an Strom aus diesen Anlagen auf 25% im Jahr 2020 erhöht werden.⁷⁹ Mit dem Änderungsgesetz vom 22. Dezember 2016 wurde die Förderstruktur umgestellt. Zuvor gab es ein dreistufiges System (Kategorie A, B, C), nach dem bis zum Jahresverbrauch von 100 MWh die volle Umlagehöhe zu entrichten war (A), und darüber hinaus (B) ein reduzierter Satz i.H.v. 0,050 ct/kWh. (C) war ein Privileg für das produzierende Gewerbe. Dies wurde mit der Novelle zum 1. Januar 2016 leicht angepasst, der zufolge (A) bis Jahresverbrauch von 1 GWh zu bezahlen war und (B) darüber hinaus. Seit dem Änderungsgesetz vom 22. Dezember 2016 gibt es dieses System nicht mehr, sondern einen einzigen Satz für alle Verbrauchsmengen, sodass ab 2017 Unternehmen, die 2016 mehr als 1 GWh verbraucht haben 0,08 Cent/kWh bezahlen müssen. Dies erhöht sich 2018 dann auf 0,16 ct/kWh und ab 2019 auf die volle KWK-Umlage.⁸⁰

Die KWK-Umlage reduziert sich beim produzierenden Gewerbe ebenfalls. Bis zur Novelle 2016 wurde die Umlage bei einer Jahresabnahme von über 100 MWh auf 0,025 ct/kWh verringert, wenn die Stromkosten höher als vier Prozent des Umsatzes ins Gewicht fallen, im Jahr 2016 wurde ab einer Verbrauchsmenge von 1 GWh auf 0,030 ct/kWh reduziert. Seit dem Änderungsgesetz vom 22. Dezember 2016 erfolgt die Reduzierung jedoch nach Vorgaben der BesAR, wobei der Mindestsatz abweichend vom EEG 0,03 Cent/kWh beträgt.⁸¹

Im Bereich der Stromnetze gibt es mehrere Umlagen. Die *Offshore-Haftungsumlage* nach §17e EnWG deckt seit 2013 Schadensersatzzahlungen der Netzbetreiber an die Betreiber von Offshore-Windparks ab, sollten diese Anlagen zu spät an das Stromnetz angebunden werden.

⁷⁸ Vgl. Diekmann et al. (2016), S. 19.

⁷⁹ Vgl. Bundesregierung (o.J.)

⁸⁰ Vgl. DIHK- Deutscher Industrie- und Handelskammertag (2017), S. 28.

⁸¹ Vgl. Ebd.

Die Umlage ist dabei in drei Letztverbrauchergruppen aufgeteilt (A, B, C), wobei (A) für die Verbrauchsmenge bis 1 GWh anfällt, (B) darüber und (C) als Privileg für die Industrie. Darüber hinaus gibt es Umlagen einiger Durchführungsverordnungen im Bereich der Stromnetze.

Die *Umlage für abschaltbare Lasten* der AbLaV entsteht seit 2014 dadurch, dass Übertragungsnetzbetreiber den Zukauf abschaltbarer Leistungen bis zu 3 GW ausschreiben müssen, damit bei Bedarf Verbraucher abgeschaltet werden können. Hierfür erhalten Industriekunden eine Entschädigung, welche zusammen mit der Aufwandsentschädigung des Übertragungsnetzbetreibers auf alle Endverbraucher umgelegt wird.

Die *§19-Umlage der StromNEV* wurde am 01. Januar 2012 eingeführt. Für Unternehmen gibt es unter mehreren Bedingungen reduzierte und individuell vereinbarte Netzentgelte: als Belohnung für große Verbraucher, wenn bspw. ein antizyklisches Abnahmeverhalten existiert oder planbar große Strommengen abgenommen werden; nach §19 Abs. 2 StromNEV für Verbraucher, deren Höchstlastbeitrag sich von der Höchstlast aller anderen Entnahmen eines Jahres unterscheidet (individueller Betrag darf weniger als 20% des öffentlichen Netzentgelts betragen); wenn ein Jahresbetrieb von über 7.000 h vorliegt und der Verbrauch über 10 GWh beträgt (individueller Betrag mind. 20% des öffentlichen Netzentgeltes bei 7.000 h, mind. 15% bei 7.500 h, mind. 10% bei über 8.000 h). Diese Differenzkosten werden dann auf die gesamten Letztverbraucher umgelegt, auch wenn unter bestimmten Bedingungen Ermäßigungen möglich sind. Die Umlage folgt dabei der gleichen Berechnungsweise wie die Offshore-Umlage.

Offshore-Umlage und §19-Umlage verringern sich für Unternehmen des produzierenden Gewerbes für die Menge über 1 GWh, wenn die Stromkosten im vorigen Geschäftsjahr über vier Prozent des Umsatzes betragen haben, um die Hälfte auf jeweils 0,025 ct/kWh.

Die *Konzessionsabgabe* nach KAV berechnet die Benutzung öffentlicher Verkehrswege aufgrund von Nutzung und Betrieb von Stromleitungen. Die Abgabe wird von EVU an die Gemeinden selbst entrichtet und ist daher regional unterschiedlich hoch. Für Tarifkunden gibt es abhängig von der Einwohnerzahl nach §2 Abs. 2 KAV Abgaben zwischen 1,32 ct/kWh und 2,39 ct/kWh. Handelt es sich um Sondervertragskunden (SVK), welche bereits aufgrund der Größe Gewerbesteuer zahlen (also grundsätzlich Industriebetriebe), werden 0,11 ct/kWh bezahlt. Die Abgabe entfällt ganz, wenn SVK einen aktuellen Durchschnittspreis unterhalb des durchschnittlichen Bezugspreises der SVK (Grenzpreis) bezahlen.

Die *Stromsteuer* ist eine indirekte und vom Verbrauch abhängige Steuer, die im Jahr 1999 ursprünglich eingeführt wurde, um Sozialversicherungsbeiträge zu senken.⁸² Der Regelsatz liegt dabei zurzeit bei 2,05 ct/kWh.

⁸² Vgl. Brossardt (2016), S. 2.

Ein Wegfall der Stromsteuer ist nach §9 Abs. 1 des StromStG in mehreren Fällen möglich. Bei der Nutzung von Strom aus einem Netz, in welches nur erneuerbare Energien eingespeist werden, was sehr selten vorkommt. Für Strom, der wiederum zur Erzeugung von Strom z.B. in eigenen Kraftwerken eingesetzt wird. Für Strom, der in Anlagen bis 2 MW Leistung erzeugt und in räumlicher Nähe vom Betreiber selbst verbraucht wird (Eigenstromerzeugung). Nach §9b gibt es Steuerentlastungen für das produzierende Gewerbe auf 1,537 ct/kWh. Bei einigen Produktionsprozessen fällt gar keine Steuer an. Energieintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes können zudem nach §10 StromStG bis zu 90% der bezahlten Stromsteuer über den Spitzenausgleich zurückerhalten. Das Verhältnis aus gezahlter Stromsteuer zu den Arbeitnehmerkosten bildet dabei die Grundlage. Liegt die Stromsteuer über den Arbeitgeberanteilen der Rentenversicherung aller Angestellter, können die Mehrkosten als Spitzenausgleich zurückerstattet werden.⁸³ Notwendig ist der Nachweis eines Energiemanagementsystems, bei kleinen und mittleren Unternehmen (KMU) genügt auch ein Energieaudit nach DIN EN 16247-1 oder ähnliches System zur Verbesserung der Energieeffizienz.⁸⁴ Wird der Spitzenausgleich gewährt, beträgt die Steuer ca. 0,3 ct/kWh.⁸⁵

4.2.2 Faktor Effizienz des EEG-Fördermechanismus

Dieser Faktor hat für alle Industrieunternehmen im Energiesektor einen großen direkten Einfluss, auf alle anderen Industrieunternehmen zumindest einen indirekten. Je besser die Regulierung ausgestaltet ist (und „besser“ heißt nach Ansicht der Bundesregierung und der meisten Wissenschaftler „den Marktkräften überlassen“), desto effizienter erfolgt die Energiewende für Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit. Der Erfolg der Energiewende ist daher sehr wichtig für die Industrie.

Im Folgenden werden die Änderungen der EEG Novelle 2017 mit den beiden Versionen 2012 und 2014 verglichen. Die wesentlichen Förderregelungen des EEG, die sich auch im Laufe der Novellen verändert haben, betreffen die Ausbauziele der erneuerbaren Energien, die Fördergrundsätze und Fördermechanismen. Das EEG2017 folgt dabei den drei Leitgedanken Kosteneffizienz, Akteursvielfalt und Beibehaltung des Ausbaus erneuerbarer Energien.⁸⁶ Dies soll im Wesentlichen gelingen durch die Förderung von Erneuerbaren Energien nach einem Auktionsmodell, sodass die Förderung in die Märkte integriert werden kann. Damit erfolgt die

⁸³ Vgl. Dena (o.J.)

⁸⁴ Ebd.

⁸⁵ Vgl. DIHK- Deutscher Industrie- und Handelskammertag (2017), S. 25.

⁸⁶ Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2017), S. 3.

Abkehr von der Förderung durch politisch bestimmte Preise und eine genauere Steuerung des Ausbaus, wobei die Auktionen bereits im EEG2014 für 2017 projiziert und mittels Pilotprojekten für Photovoltaik-Freiflächenanlagen erprobt wurden.

4.2.2.1 Ausbauziele

Während im §20a EEG2012 lediglich ein „Zubaukorridor“ für die Förderung von Photovoltaik existierte, welcher auf den Bereich 2.500 MW bis 3.500 MW pro Jahr festgelegt wurde, hat man mit der Novelle 2014 versucht, den unkontrollierten Ausbau in geregelte Bahnen zu lenken. Dafür wurde in §3 ein „Ausbaupfad“ festgelegt, der für Windkraftanlagen an Land einen Netto-Zubau von 2.500 MW pro Jahr und für Windkraftanlagen auf See einen gestaffelten Anstieg der Gesamtleistung dieser Technologie auf 6.500 MW bis 2020 und 15.000 MW bis 2030 vorsah. Für Photovoltaik wurde das Ausbauziel auf brutto 2.500 MW pro Jahr und Biomasse brutto 100 MW pro Jahr bestimmt. Netto bedeutet, dass bei der Erneuerung einer bestehenden Anlage nur die Höhe der Leistung, welche die bisherige Leistung übertrifft in den Ausbaupfad eingeht; brutto, dass jede neue Anlage in den Ausbaupfad einbezogen wird, auch wenn nur eine Bestandsanlage ersetzt wird.⁸⁷ Zudem erfolgt die Mengensteuerung bei Windenergie an Land, Photovoltaik und Biomasse nach einem „atmenden Deckel“, bei dem die Fördersätze umso stärker sinken/steigen, je stärker der Ausbaupfad über- /unterschritten wird. Der neue §6 EEG2014 verpflichtete Betreiber von regenerativen Anlagen, diese bei der BNetzA anzumelden und in ein neues Anlagenregister einzutragen. Dieses wird gemäß Abs. 2 in das Marktstammdatenregister nach §111 EnWG überführt, damit verschiedene Register des Strom- und Gasmarktes kombiniert werden können.

Mit dem neuen Ausschreibungsdesign des EEG2017 wurde nach §4 eine noch genauere Fördermenge festgelegt, für Windenergieanlagen an Land leicht erhöht auf jährlich 2.800 MW zwischen 2017 und 2019 sowie 2.900 MW ab 2020, wobei man jedoch vom Netto- zum Brutto-Ausbau wechselte. Die Ausbauziele für Windenergieanlagen auf See und Solaranlagen blieben gleich. Der Ausbau von Biomasseanlagen wurde auf jährlich brutto 150 MW zwischen 2017 und 2019 erhöht und 200 MW zwischen 2020 und 2022. Nach §5 EEG2017 wurde das Fördersystem zudem unter bestimmten Bedingungen für europäische, länderübergreifende Ausschreibungen geöffnet. Dabei können auch Anlagen im Staatsgebiet eines EU-Mitgliedsstaates gefördert werden, bis zu einer Höhe von 5% der jährlich zu installierenden Leistung. Dies wird nach Rechtsverordnung durch §88a jedoch nur bei einer gemeinsamen

⁸⁷ Vgl. Agora Energiewende (2016a), S. 6.

Ausschreibung mit der dortigen Regierung oder durch genau spezifizierte völkerrechtliche Vereinbarungen nach Richtlinien der EU und physikalischen Stromimport sowie Gegenseitigkeit durchgeführt werden. Die genaue Durchführung wird durch die neue Grenzüberschreitende-Erneuerbare-Energien-Verordnung (GEEV) geregelt.

4.2.2.2 Fördermechanismus

Erzeuger erhielten ab 2009 bis einschließlich EEG2012 eine auf 20 Jahre politisch festgesetzte Einspeisevergütung. Dabei war es die Aufgabe der Netzbetreiber, die erwarteten Erzeugungsmengen und stets davon abweichenden Einspeisemengen auszugleichen. Die Übertragungsnetzbetreiber mussten den Strom dann zentral an den Börsen vermarkten.

Für das EEG2014 wurde dieses Modell gem. §§37-38 nur noch bei der Förderung kleiner Anlagen bis 500 kW und ab 2016 nur noch bis 100 kW benutzt. §2 EEG2014 definierte neue Fördergrundsätze und stellte das Modell auf die verpflichtende Direktvermarktung nach §34 EEG2014 um. Diese verlangt von Anlagenbetreibern, dass sie sich die Kunden für den produzierten Strom selbst suchen und Schwankungen in der Erzeugung ausgleichen müssen. Direktvermarkter bündeln dann mehrere Anlagen in ihrem Portfolio. Als Aufschlag auf die Strompreise erhalten die Erzeuger eine veränderliche Marktprämie, die durch die EEG-Umlage finanziert wird, wobei diese aus der Differenz zwischen Vergütungssatz ($\hat{=}$ anzulegender Wert) und durchschnittlichem Börsenpreis pro Monat ($\hat{=}$ Referenzwert) besteht. Dadurch wird die EEG-Umlage direkt an die Anlagenbetreiber ausgezahlt und nicht mittelbar an die Netzbetreiber. Für die Anlagenbetreiber birgt dies Chance und Risiko zugleich. Ist der Verkauf des Stroms an der Strombörse zu einem höheren Preis möglich als der Referenzwert, erhält die Anlage eine höhere Marktprämie als beabsichtigt, im umgekehrten Fall eine niedrigere Prämie.

Das EEG2017 geht einen Schritt weiter und legt fest, dass für die Technologien Photovoltaik, Wind an Land und auf See, sowie Biomasse ein Ausschreibungssystem eingeführt wird, das die exakten Mengen festlegt, für die neue regenerative Anlagen gefördert werden. Dadurch kann der Ausbaupfad genau eingehalten werden. Für jede Technologie werden dabei Mengenkontingente festgelegt, sodass sichergestellt ist, dass der Ausbau kosteneffizient in allen Bereichen erfolgt und Akteursvielfalt gewahrt bleibt.⁸⁸ Im Prinzip gibt es parallel drei Fördersysteme: Für Anlagen unter 100 kW und darüber hinaus bei nicht-ganzjähriger Leistungsabgabe kann weiterhin eine Einspeisevergütung nach §21 EEG2017 bezahlt werden, eine Teilnahme am Regelmarkt ist dabei nicht möglich. Anlagen, die weniger

⁸⁸ Vgl. Gawel, Lehmann, Purkus (2017), S. 24.

als 750 kW leisten, sowie Biomasseanlagen mit weniger als 150 MW Leistung müssen nach §22 generell keine Ausschreibungen machen und können weiterhin direkt vermarkten. Alle anderen Anlagen mit höherer Leistung müssen an den Ausschreibungen teilnehmen. Ab 2017 wird mit allen Ausschreibungen für Photovoltaik begonnen, da man hier durch Pilotprojekte nach §2 Abs. 5 EEG2014 einige Erfahrung gesammelt hat. Für die anderen Technologien sieht der Zeitplan nach §22 einige Übergangsregelungen vor, sodass Windenergieanlagen an Land und Biomasseanlagen, die vor dem 1. Januar 2019 in Betrieb gingen und vor dem 1. Januar 2017 nach dem Immissionsschutzgesetz genehmigt wurden, keine Ausschreibungen machen müssen. Windenergieanlagen auf See müssen erst ab dem 1. Januar 2021 an Ausschreibungen teilnehmen, wenn sie bis dahin in Betrieb gehen und bis zum 31.12.2016 eine Netzanbindungszusage bekommen haben. Ziel ist es, ab 2019 ca. 80% aller Fördermittel über das Ausschreibungsmodell zu vergeben.⁸⁹ Solange das neue Modell noch nicht genutzt wird, finden im Übergang Ausschreibungen unter den geplanten Windparks statt.

Für Windenergieanlagen an Land und Photovoltaik werden die jährlichen Ausschreibungsmengen nach §28 auf mehrere Ausschreibungstermine im Jahr aufgeteilt, bei Biomasseanlagen gibt es aufgrund der wesentlich geringeren Menge nur einen Termin pro Jahr. Ausschreibungen für Windenergieanlagen auf See sind wesentlich komplizierter und daher zum 1. Januar 2017 in einem eigenen Gesetz nach dem sog. „dänischen Zielmodell“ geregelt worden, dem WindSeeG,⁹⁰ und erfolgen erst nach Festlegung der Flächen in einem Flächenentwicklungsplan und anschließenden Voruntersuchungen.

Das Ausschreibungsverfahren selbst ist durch Abschnitt 3 geregelt. Auf die Ausschreibungsmengen bieten Anlagenbetreiber nach einem „pay-as-bid“-Zuschlagsverfahren nach §32.⁹¹ Derjenige, der die niedrigsten Vergütungssätze benötigt, erhält die Förderung. Dabei werden die Gebote nach aufsteigendem Gebotswert geordnet, sollten Gebote genau gleich hoch sein, wird nach der Gebotsmenge aufsteigend gereiht. Anders als bisher sind vor jedem Gebot nach §31 Sicherheiten des Bieters bis zum Gebotstermin nachzuweisen, welche die Übertragungsnetzbetreiber im Falle von Pönalen nach §55 absichern sollen. Bei der Windenergie an Land wird die Gebotsmenge multipliziert mit 30 €/kW, bei Solarenergie gibt es eine Erstsicherheit von 5 €/kW bis zum Gebotstermin und danach eine Zweitsicherheit von 45 €/kW, bei Biomasse 60 €/kW und bei Windenergie auf See 200 €/kW bei voruntersuchten Flächen und 100 €/kW bei bestehenden Anlagen.

⁸⁹ Vgl. Agora Energiewende (2016b), S. 9.

⁹⁰ Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2017), S. 12.

⁹¹ Vgl. Agora Energiewende (2016b), S. 9.

4.2.2.3 Vergütungssätze

Die Vergütungssätze (siehe Anhang – Abbildung 3) waren im EEG2012 und 2014 darauf ausgelegt, kleine dezentrale Anlagen mit höheren Vergütungssätzen stärker zu fördern als leistungsstarke Anlagen. Im EEG2014 wurden jedoch die Schwerpunkte der Förderung verändert und die Vergütungssätze für Photovoltaikanlagen und Biomasse um ca. 30% bzw. 4% gekürzt. Demgegenüber stiegen die Fördersätze für Windenergie und Wasserkraft. Zudem gibt es seit dem EEG2014 die stetige Degression der Fördersätze über den atmenden Deckel. Beim EEG2017 wird bei den Ausschreibungen auf den anzulegenden Wert geboten, d.h. Marktprämie = anzulegender Wert – durchschnittlicher Börsenstrompreis pro Monat. Folglich gibt es für jede Anlage aufgrund unterschiedlicher Gebotshöhen individuell hohe Fördersätze. Es gibt also nicht mehr die eindeutig bestimmbaren Vergütungssätze wie zuvor, stattdessen wird für jede Technologie ein Höchstwert angesetzt, den das Gebot nicht überschreiten darf. Der Bestandsschutz aller vor dem 1. Januar 2017 in Betrieb genommenen Anlagen bleibt gewährleistet. Für sie gelten die damaligen Vergütungssätze.

Die Vergütung der Windenergien ist unterteilt in einen Anfangswert und Grundwert. Der Anfangswert ist dabei ein sehr viel höherer Vergütungssatz als der Grundwert und wird bei Anlagen an Land für mindestens 5 Jahre und für Anlagen auf See nach dem Basismodell für mindestens 12 Jahre oder alternativ bis Ende 2019 dem Stauchungsmodell für mindestens 8 Jahre bezahlt. Die Dauer der Anfangsförderung folgt seit dem EEG2014 einem Referenzertragsmodell, demzufolge deren Höhe abhängig von der Windlage ist und der Referenzertrag durch die Strommenge kalkuliert wird, die eine Anlage in den ersten 5 Jahren einspeist.⁹² Bei einem windstärkeren Standort wird der Anfangswert kürzer gezahlt (Referenzertrag über 130% entspricht 5 Jahren Förderung), bei einem schwächeren Standort entsprechend verlängert. Zudem werden die Fördersätze nach §29 EEG2014 für Windenergie an Land ab 2016 quartalsweise um 0,4% reduziert. Mit Beginn zum 1. März 2017 wird zudem der anzulegende Wert der Grund- und der Anfangsvergütung gem. §46a EEG2017 monatlich bis einschließlich August um 1,05 Prozent abgesenkt für alle Anlagen, die nicht an den Ausschreibungen teilnehmen. Für alle anderen Anlagen wird ein neues, einstufiges Referenzertragsmodell eingeführt. Dabei beträgt der Höchstwert im Jahr 2017 nach §36b Abs.1 7 ct/kWh für den Referenzstandort zu 100% Standortqualität. Je nach Windermöglichkeit steigt oder sinkt der Höchstwert mit einem Korrekturfaktor. Zudem soll nach §36b Abs. 2 eine weitere Degression der Fördersätze gewährleistet werden, da der Höchstwert ab dem 1. Januar

⁹² Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2014), S. 10.

2018 von zuvor abgegebenen Geboten abhängig gemacht wird. Vergleicht man die neuen Höchstwerte des EEG2017 mit den durchschnittlichen Referenzerträgen für 70%, 100% und 130% Standortqualität des EEG2014 fällt auf, dass die der mittlere Wert gesenkt wurde, der obere Wert gleichblieb und der untere Wert deutlich erhöht wurde. Dadurch wird die Förderung für windschwache Standorte, von denen hauptsächlich Süddeutschland profitiert, erhöht. Dies korrespondiert mit der Neuregelung des §36, der den Ausbau von Windenergieanlagen stärker reglementiert. Hintergrund ist die Problematik des Netzausbaus, da die vielen dezentralen Anlagen die Stromnetze zunehmend belasten.⁹³ Nach §36 Abs. 1 müssen Anlagen vor Abgabe eines Gebots daher eine Genehmigung nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz vorweisen. Darüber hinaus wird der Ausbau Erneuerbarer Energien mit dem Netzausbau insgesamt besser verknüpft, indem nach §36c der Zubau in Gebieten, deren Übertragungsnetze bereits stark belastet sind, gesteuert wird. Dieses „Netzausbaugebiet“ wird durch eine eigene Rechtsverordnung nach §88b festgelegt und ermöglicht, eine Obergrenze für die Ausschreibungsmenge festzulegen.

Windenergie auf See folgt einem festen Mengendeckel, bei dem keine Förderanpassung bei Über- oder Unterschreiten der Zielmenge erfolgt. Der Höchstwert für bestehende Anlagen ist dabei bereits auf 12 ct/kW festgelegt, für voruntersuchte Flächen gilt der niedrigste Gebotswert zum Gebotstermin 1. April 2018. Die Vergütungssätze bleiben gleich und auch die beiden Modelle können weiterhin äquivalent genutzt werden.

Die Förderung von Photovoltaik unterscheidet zwischen Anlagen auf Freiflächen und Anlagen auf Gebäuden, die Vergütungssätze sinken nach §31 Abs. 3 EEG2014 ab dem 1. September 2015 um monatlich 0,5%, ggf. durch den atmenden Deckel angepasst. Dies bleibt im EEG2017 nach §49 gleich, sowohl für die Einspeisevergütung, als auch für den Höchstwert. Dieser beträgt im EEG2017 8,91 ct/kWh. Den Bundesländern wurde mit der sog. Länderöffnungsklausel nach §37c erstmals die Möglichkeit gegeben, mit einer selbst verfassten Rechtsverordnung Ackerland und benachteiligte Grünflächen als Standorte für Photovoltaik-Freiflächenanlagen auszuweisen. Dieser Vorschlag wurde von der bayerischen Landesregierung eingebracht, die als einzige bislang sicher davon Gebrauch machen will.⁹⁴

Der Höchstwert von Biomasseanlagen beträgt 2017 14,88 ct/kWh und liegt damit deutlich über den bisherigen Vergütungssätzen. Zudem wird nach §39f Bestandsanlagen mit einer geringeren Restlaufzeit als 8 Jahren ermöglicht, sich erneut an Ausschreibungen zu beteiligen und dadurch den Förderzeitraum um 10 Jahre zu verlängern. Es ist daher zu erwarten, dass

⁹³ Vgl. Agora Energiewende (2016b), S. 14.

⁹⁴ Vgl. Lüdtke (2016).

durch die Ausschreibungen die Förderungen für Biomasse teurer werden, auch aufgrund kaum noch vorhandener Anbauflächen für Input-Pflanzen.⁹⁵

Eine weitere Eigenheit des Ausbaus erneuerbarer Energien sind zweitweise auftretende negative Strompreise an den Strombörsen, die hauptsächlich in off-peak Zeiten und durch Schwankungen der Winderzeugung entstehen.⁹⁶ Nach §24 EEG2014 und §51 EEG2017 dürfen diese nur noch teilweise über die EEG-Umlage gefördert werden. So erhalten Anlagen ab 2016, keine Marktprämie mehr, wenn sich an der EPEX Spot Preise unter 0 bilden und für sechs konsekutive Stunden negativ bleiben, ausgenommen Windkraftanlagen bis 3 MW und kleine Erzeuger bis 500 kW.

4.2.3 Faktor Versorgungssicherheit

Die beständige Verfügbarkeit von Strom ist eine der wichtigsten Voraussetzungen für Industriebetriebe, die ohne diese Vorleistung nicht produzieren könnten. Versorgungssicherheit besteht dann, wenn sowohl die Energieerzeugung gesichert ist, als auch belastbare und stets verfügbare Netze vorhanden sind.⁹⁷ Importabhängigkeit sollte vermieden und Diversifikation der Erzeugungstechnologien erhalten bleiben.⁹⁸

Was die Energieerzeugung betrifft, hat sich mit der Förderung der Erneuerbaren Energien die Versorgung fundamental gewandelt. Während früher die Kraftwerke mit zuverlässiger Leistung zur Verfügung standen, werden mittlerweile immer größere Anteile volatiler Energien eingespeist. So kamen bspw. Windenergie und Photovoltaik im günstigsten Fall auf zusammen 50% der installierten Leistung, während diese in ungünstigen Wetterlagen auf unter 1% fielen.⁹⁹ Problematisch ist, dass diese Erzeugungsschwankungen unabhängig von der Nachfrageschwankung auftreten, sodass im schlimmsten Fall eine niedrige Erzeugung aus erneuerbaren Energien mit hoher Nachfrage und umgekehrt auftritt. Dies bedeutet, dass die Lastgradienten, d.h. die Möglichkeit der Leistungsanpassung konventioneller Kraftwerke, immer schneller und flexibler werden müssen,¹⁰⁰ und zugleich genügend Regelenergie zum Ausgleich vorübergehender Unter- oder Überdeckungen vorgehalten werden sollte.¹⁰¹ Als Lösung muss die Reservekapazität ausgebaut werden. Zugleich führt eine zunehmende

⁹⁵ Vgl. Fraunhofer IWES (2015), S. 27.

⁹⁶ Vgl. Kyritsis, Andersson (2017), S. 553.

⁹⁷ Vgl. Niederhausen, Burkert (2014), S. 24.

⁹⁸ Vgl. Diekmann et al. (2016), S. 9.

⁹⁹ Vgl. Kästner, Kießling (2016), S. 34.

¹⁰⁰ Vgl. Acatech (2015), S. 6.

¹⁰¹ Vgl. VIK- Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (2016), S. 30.

grenzüberschreitende Versorgung, wie sie die EU-KOM plant, zu gegenseitiger Abhängigkeit, da kein nennenswerter Unterschied zwischen den Höchstlasten der Länder besteht und dadurch ähnliche Verbrauchsmuster bei hohem Leistungsbedarf zu Stromknappheit führen könnten.¹⁰²

Im Bereich der Netzinfrasturktur besteht die große Herausforderung, die Netze deutschland- und europaweit an die geänderten Erzeugungsbedingungen anzupassen: dezentrale Anlagen und hohe Konzentration von Erzeugungskapazitäten in Windparks im Norden und Kohleabbaugebieten in Ostdeutschland. Dies hat Auswirkungen auf die Verteilnetze und Übertragungsnetze. Mehr als 90% der regenerativen Energieerzeuger sind an die Verteilnetze angeschlossen, da diese anders als große Kraftwerke viel geringere Mengen an Strom produzieren; in einigen Regionen überwiegt damit bereits die Einspeisung den Verbrauch, sodass man diese Netze teilweise als Einspeisenetze bezeichnen könnte.¹⁰³ Das bedeutet, dass nicht mehr nur der Strom aus höheren Netzstufen an Verbraucher abgegeben wird, sondern auch Erzeuger die Netze belasten.¹⁰⁴

Abgesehen von diesen Infrastrukturfragen ist für Industrieunternehmen die Versorgungsqualität von besonderem Interesse. Diese wird in Deutschland gemessen durch den „kommunizierten System Average Interruption Duration Index (SAIDI)“. Im Jahr 2015 betrug dieser für Niederspannung 2,25 Minuten und Mittelspannung 10,45 Minuten, wodurch Deutschland im internationalen Vergleich vorne lag und nach einer Phase leichten Anstiegs seit 2009 wieder etwas zurückgegangen ist.¹⁰⁵ Die Statistiken lassen daher bisher nicht feststellen, dass die Versorgungsqualität abgenommen hat, im Gegenteil, noch 2006 war der SAIDI-Wert wesentlich höher als heute. Problematisch ist jedoch, dass die für industrielle Verbraucher relevanten Kurzzeitunterbrechungen nicht gemessen werden. Denn Spannungsschwankungen führen bei zunehmendem Einsatz von empfindlicher Steuerungselektronik zu Störungen bis hin zum Ausfall ganzer Produktionsanlagen, und dies bereits bei Unterbrechungen von 100 Millisekunden.¹⁰⁶ Die Aussagekraft des SAIDI-Werts, der nur Stromausfälle länger als drei Minuten berücksichtigt, ist daher zumindest fragwürdig. Zudem ist die Netzstabilität zurückgegangen. Während der Übertragungsnetzbetreiber TenneT zehn Jahre zuvor noch sehr selten durch Redispatch in die Erzeugungsleistung von Kraftwerken eingreifen musste, hat sich der Wert im Jahr der Energiewende verfünffacht.¹⁰⁷

¹⁰² Vgl. Redaktion Energiewirtschaftliche Tagesfragen (2015), S. 33.

¹⁰³ Vgl. stellvertretend Kästner, Kießling (2016), S. 120-122.

¹⁰⁴ Vgl. Diekmann et al. (2016), S. 23.

¹⁰⁵ Vgl. ebd., S. 23.

¹⁰⁶ Vgl. ebd., S. 28.

¹⁰⁷ Vgl. Fischer et al. (2016), S. 1583.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass Stromerzeugungsschwankungen zwar als Herausforderung für die Netzbetreiber hinzugekommen sind, diese bisher jedoch ausreichend aufgefangen werden. Zudem gab es auch vor der Energiewende Schwankungen in der Erzeugung, bspw. durch kurzfristige Wartungsarbeiten. Erst die Wetterabhängigkeit der Erneuerbaren hat das Thema jedoch in die öffentliche Wahrnehmung gerückt. Nicht umsonst bilanziert die vbw, dass Deutschland und Bayern derzeit über hohe Versorgungssicherheit verfügen.¹⁰⁸ Dennoch gibt es gerade regional eine steigende Anzahl an Redispatch-Maßnahmen, um die Netzstabilität aufrecht zu erhalten, was auch in Kombination mit einem verzögerten Netzausbau erste Anzeichen für Probleme sind.¹⁰⁹ Die Gefahr eines Blackouts ist daher im Vergleich zur Situation vor der Energiewende aufgrund einer Abnahme der Versorgungsqualität leicht gestiegen.

4.3 Aspekt 3: Internationale Konkurrenzsituation

Wie ein Unternehmen im internationalen Vergleich mit Konkurrenzunternehmen durch den Stromverbrauch belastet wird, behandelt dieses Kapitel. Dabei spielen hauptsächlich volkswirtschaftliche Faktoren eine Rolle. So können sich Branchen von Land zu Land in ihrer Energieintensität unterscheiden (und damit ein Land einen relativen Standortvorteil für diese Branche haben),¹¹⁰ die Intensität des Wettbewerbs innerhalb einer Branche belastend sein und die Beschäftigungseffekte von Energiesteuern ein Unternehmen schädigen.

4.3.1 Faktor Branchenspezifische Kostensituation

Um mögliche Unterschiede zwischen den Branchen in Bezug auf die Stromkostenbelastung feststellen zu können, müssen zunächst die einzelnen Einflussfaktoren für den Grad der Bedeutung der Stromkosten dargestellt werden, die in direkte und indirekte Energiekosten aufgeteilt werden können.¹¹¹

Wichtigster Punkt ist der *direkte Kostenaspekt*. Dieser beschreibt den unmittelbaren Grad, mit dem eine Branche von der Stromversorgung abhängig ist. Dabei ist Strom als Vorleistungsprodukt wertmäßig eine wichtige Einflussgröße und im ganzen Wertschöpfungsprozess bedeutend. Betrachtet man basierend auf dem alle vier Jahre erscheinenden Bericht des

¹⁰⁸ Vgl. Vbw- Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft (2016a).

¹⁰⁹ Vgl. Rolle, Rendschmidt (2013), S. 68.

¹¹⁰ Vgl. Fiedler, Wronski (2015), S. 28-34.

¹¹¹ Vgl. Löschel, Kaltenecker, Baikowski (2015), S. 838.

Statistischen Bundesamtes die Material- und Wareneingangserhebung, kann man den Anteil der Energiekosten an den Vorleistungen feststellen, wobei diese sich im Verhältnis zum Gesamtumsatz der Unternehmen kaum verändert haben und somit eher keine Begründung für eine Produktionsverlagerung darstellen.¹¹² Hinzu kommt der *indirekte Kostenaspekt*, welcher nur für das produzierende Gewerbe relevant ist. Er beschreibt die Abhängigkeit eines Industrieunternehmens von zuliefernden Unternehmen, welche durch gestiegene Stromkosten selbst die Preise anheben. Bontrup berechnet über die Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung die Preiseffekte für alle Branchen in Deutschland.¹¹³ Nach diesem Modell führen innerhalb eines Jahres eine 10%-ige Strompreissteigerung zu einem Anstieg der Vorleistungskosten i.H.v. 8,5 Mrd. EUR, aufgeteilt auf direkte Effekte mit 3,6 Mrd. EUR und indirekte Effekte mit 4,9 Mrd. EUR. Verlierer waren vor allem kleine Industrieunternehmen, wie Gießereien und Zulieferer, sowie die Automobil-, Chemie- und Stahlbranche.

Die Summe aus indirekten und direkten Kosten bilden dann die totalen Energiestückkosten, welche die einzelnen Branchen charakterisieren können.¹¹⁴ Ein Industrieunternehmen aus einer Branche mit hohen totalen Energiestückkosten wird daher höhere Belastungen durch den Stromverbrauch erfahren, als ein Unternehmen aus einer weniger energieintensiven Branche. Die Energiekostenintensitäten unterscheiden sich tatsächlich stark, sodass die BesAR die Belastungen verzerrt.¹¹⁵ Eine hohe Substitutionselastizität, also die Flexibilität einer Branche, einen gegebenen Output durch unterschiedliche Input-Kombinationen zu erreichen, senkt die Belastung.¹¹⁶ Durch die komplexe Netzwerk-Theorie wird zudem sichtbar, dass der In- und Output von Gütern den Fluss von Energie zwischen Branchen impliziert, sodass Effekte aus Strompreissteigerungen sich branchenübergreifend schnell ausbreiten können.¹¹⁷ Dieser „Supply-Effekt“ tritt vor allem bei energieintensive Industrien auf, die wichtige Zulieferer für andere Industrien sind.¹¹⁸

4.3.2 Faktor Internationaler Wettbewerb

Zunächst unabhängig von den Kosten ist die Dimension, mit welcher Unternehmen im *internationalen Wettbewerb* stehen und gegen Konkurrenten antreten müssen, die nicht

¹¹² Vgl. Döring (2015), S. 61-62.

¹¹³ Vgl. Bontrup, Marquardt (2015), S. 74-80.

¹¹⁴ Vgl. Elmer et al. (2016), S. 668.

¹¹⁵ Vgl. Fiedler, Wronski (2015), S. 22-24.

¹¹⁶ Vgl. Fiorito, van den Bergh (2016), S. 49.

¹¹⁷ Vgl. Sun, An, Gao (2016), S. 202.

¹¹⁸ Vgl. Linn (2009), S. 566.

gezwungen sind, Stromkostenaufschläge durch staatliche Interventionen zu bezahlen und dadurch geringere relative Energiekosten haben.¹¹⁹ Dieser Faktor kann durch mehrere Indikatoren ausgedrückt werden.¹²⁰ Für den Grad der Internationalisierung kann das Maß der Handelsintensität, also die Summe der Ein- und Ausfuhren im Verhältnis zur Größe des Binnenmarktes des jeweiligen Landes dienen. Daneben können Leistungsbilanzüberschuss, aber auch der Schutz geistigen Eigentums, Patentanzahl und Substitutionsmöglichkeiten der Kunden durch existierende ähnliche Güter gemessen werden. Erfahren Unternehmen, die im internationalen Wettbewerb stehen, Steigerungen bei den Stromkosten, werden sie es vermeiden, diese auf die Kunden umzulegen, da sie sonst den Verlust von Marktanteilen an Konkurrenten befürchten müssen. In der Folge steigt die anteilige Belastung an Energiekosten. Eine Rolle spielt zudem die räumliche Nähe zu alternativen Produktionsstätten, z.B. im Falle Deutschlands eine Verlagerung der Textilproduktion von Bayern nach Tschechien. Besonders belastet sind Zulieferer, die bereits unter hohem Kostendruck und oftmals internationalem Wettbewerb stehen, diese können Strompreiserhöhungen kaum an Kunden weitergeben.

Zudem bestimmt die *Nachfrageelastizität* die Möglichkeit, Preissteigerungen an Kunden weiterzugeben. Weisen Branchen oder Produkte eine geringe Nachfrageelastizität auf, ist auch bei größeren Preiserhöhungen kaum Absatzrückgang zu beobachten.¹²¹ Dies ist z.B. bei besonders patentierten Produkten oder Monopolprodukten der Fall. Im Falle hoher Nachfrageelastizitäten drohen hingegen hohe Verluste, da Produkte durch Verbraucher leicht substituiert werden können. Hoher internationaler Wettbewerb wird daher die Nachfrageelastizität senken, da mehr Wettbewerber aus dem Ausland das produzierte Gut ebenfalls liefern können.

Weiterhin Gegenstand der Forschung ist auch die Frage, ob zwischen der Höhe der Stromkosten und der Wirtschaftsleistung eines Landes ein Zusammenhang besteht, dargestellt z.B. durch das Bruttoinlandsprodukt (BIP), dessen Änderungsraten (Wirtschaftswachstum) oder dem Anteil der Industrie am BIP.¹²² Besteht hier ein Zusammenhang, können hohe Stromkosten die Wirtschaftsleistung eines ganzen Landes beeinträchtigen, die Exportnachfrage senken und die Situation des Landes im internationalen Vergleich verschlechtern, gerade weil in Deutschland der Anteil des Verarbeitenden Gewerbes am Außenhandel sehr dominant ist.¹²³ Dadurch hätten Industrieunternehmen einen Nachteil, weil unmittelbar die gesamt-

¹¹⁹ Vgl. Ecofys (2015a), S. 3.

¹²⁰ Vgl. stellvertretend Bontrup, Marquardt (2015), S. 74-80

¹²¹ Vgl. Ebd.

¹²² Vgl. GWS, Prognos, EWI (2014b), S. 324-327.

¹²³ Vgl. Prognos AG (2016), S. 12.

wirtschaftliche Nachfrage leiden könnte. Besonders bei Zulieferern oder Herstellern von Vorprodukten ist dies wieder ein Problem.

4.3.3 Faktor Beschäftigungseffekte

Um festzustellen, ob hohe Stromkosten als Standortfaktoren einem Industriestandort wie Deutschland grundsätzlich schaden können, müssen die Beschäftigungseffekte von Umweltsteuern betrachtet werden. Die EEG-Umlage und alle anderen staatlichen Abgaben können grundsätzlich als solche Steuern verstanden werden, denn diese haben die Aufgabe, bestimmte ökologische Ziele – in diesem Fall Energieeffizienz und den Ausbau erneuerbarer Energien – zu fördern.¹²⁴ Damit sie Wirkung entfalten, muss die Erhebung der Steuern nach der „Hypothese der doppelten Dividende“ erfolgen.¹²⁵ Das bedeutet, dass die Umweltsteuer dann aufkommensneutral ist, wenn sie mit einer Senkung der Produktionsfaktoren Arbeit oder Kapital verbunden ist. Da die Kapitalkosten als exogen gegeben angenommen werden, kann nur die Senkung des Faktors Arbeit durch ein Unternehmen selbst kontrolliert werden. Werden daher die Löhne gesenkt, können die Steuern ausgeglichen werden. Damit die Einführung der Steuern jedoch ohne Beschäftigungsverluste geschieht, was grundsätzlich das Ziel eines Staates sein sollte, müssen die Arbeitgeber- und Arbeitnehmeranteile am Lohn, die an den Staat gezahlt werden, also die *Lohnnebenkosten* gleichzeitig gekürzt werden. Denn wird Arbeit durch Energie substituiert, hat dies nachweislich einen negativen Effekt auf das Produktionswachstum.¹²⁶ Werden Steuern auf Vorleistungen erhoben, die wie Strom relevant für die Umwelt sind, wird ein daher Unternehmen versuchen, deren Einsatz in der Produktion zu senken und dadurch Strom zu sparen, was auch im Sinne der Umweltsteuer ist. Zudem wird in der Literatur durch die schwache und starke Porter-Hypothese ein positiver Zusammenhang zwischen Umweltregulierungen und arbeitsschaffender Innovation vermutet.¹²⁷

Jede Form eines negativen Beschäftigungseffektes, also z.B. notgedrungene Senkung der Löhne, Abbau von Stellen, etc. hat dadurch Einfluss auf die Wettbewerbsfähigkeit eines Unternehmens, da eine zufriedene Belegschaft und ausreichend Arbeitskräftedeckung elementar für ein Industrieunternehmen sind, besonders wenn das Verhältnis Arbeit zu Kapital hoch ist und geringe Automatisierung vorhanden ist. Die BesAR ist dabei eine Regelung, die negative Beschäftigungseffekte laut Fraunhofer ISI gesamtwirtschaftlich reduzieren kann.¹²⁸

¹²⁴ Vgl. Löw (2016), S. 35.

¹²⁵ Vgl. VDI- Gesellschaft für Energietechnik (1997), S. 40-44.

¹²⁶ Vgl. Du, Huang, Yang (2015), S. 493.

¹²⁷ Vgl. Rubashkina, Galeotti, Verdolini (2015), S. 298.

¹²⁸ Vgl. Fraunhofer ISI (2015b), S. 76-77.

5 Gesamteffekt des EEG2017 auf die Wettbewerbsfähigkeit

Die Bewertung des Gesamteffekts des EEG2017 beruht auf den Beurteilungen der einzelnen Gesetzesbestandteile (siehe Anhang – Abbildung 4 A-E). Es wird deutlich, dass die EEG-Novelle 2017 bis auf die Einführung des Ausschreibungssystems eine Weiterentwicklung der Novelle 2014 ist und meist Regulierungen anpasst, die bereits 2014 im Vergleich zum EEG2012 verändert wurden. Die relevanten Regelungen konzentrieren sich auf die Bereiche Ausbauziele, Fördermechanismus, Vergütungssätze, Eigenstromerzeugung und BesAR. Zudem wird deutlich, dass es zahlreiche, von der Literatur bisher kaum untersuchte Effekte gibt, die zwar eine Regelung positiv für einen Faktor, jedoch negativ für einen anderen Faktor erscheinen lassen. Dies wird durch die Einteilung in Faktoren anhand des Modells nun sichtbar und kann als Denkanstoß für weitere, gesetzgeberische Optimierungsmaßnahmen dienen. Es zeigt sich außerdem, dass eine Regelung, die eigentlich einem Faktor direkt zugeordnet ist, in den meisten Fällen der Effizienz des Fördersystems, als Nebeneffekt indirekt Einflüsse auf andere Faktoren haben kann. Des Weiteren werden durch das EEG nicht alle Faktoren beeinflusst. Der Faktor Internationaler Wettbewerb ist weitestgehend exogen bzw. volkswirtschaftlich determiniert und abhängig von der strukturellen und wirtschaftlichen Situation Deutschlands. Der Faktor Beschäftigungseffekte kann nicht bestimmt werden, da hier zusätzliche volkswirtschaftliche und individuelle Einflüsse in Betracht gezogen werden müssten. Der Faktor Portfoliomix wird allein durch das Handeln des einzelnen Unternehmens bestimmt, hierauf hat die EEG-Gesetzgebung keine Wirkung. Damit zeigt sich, welche umfassende Wirkung das EEG direkt oder indirekt auf die Wettbewerbsfähigkeit haben kann.

Kein Effekt	Nicht bestimmbar	Direkter oder indirekter Einfluss
Portfoliomix	Beschäftigungseffekte	Effizienz des EEG-Fördersystem
Internationaler Wettbewerb		Staatliche Kosten
		Marktbasierte Kosten
		Versorgungssicherheit
		Eigenstromerzeugung
		Branchenspezifische Kostensituation

Tabelle 2 Durch das EEG beeinflusste Faktoren

Die Ausarbeitung des Gesamteffektes erfolgt nun auf Basis der Einteilung in Anhang – Abbildung 5 A-F, welche die vorige Bewertung nun je Faktor bündelt.

Die Effizienz des EEG-Fördersystems hat sich durch die EEG Novelle 2014 deutlich verbessert. Auch wenn sich einige Änderungen leicht negativ ausgewirkt haben, haben insbesondere die Einführung der Direktvermarktung und die Ausarbeitung der Ausbaukorridore das Gesetz weiterentwickelt und die EEG-Förderung marktbezogener und steuerbarer gemacht.

Bei der EEG-Novelle 2017 ist eine scheinbar paradoxe, bei näherer Betrachtung jedoch nachvollziehbare Entwicklung festzustellen. Denn obwohl das Auktionssystem eingeführt worden war, um das Fördersystem noch stärker in den Markt zu integrieren und dadurch Ineffizienzen zu vermeiden, zeigt sich ein leicht negatives Ergebnis der Analyse. Dies liegt jedoch in erster Linie an zwei Punkten: der neuen grenzüberschreitenden Förderung, die als Unsicherheitsfaktor die Förderung verkompliziert, sowie einige Einzelregelungen, die auf Druck Bayerns in das Gesetz aufgenommen wurden,¹²⁹ wie die Länderöffnungsklausel und das neue Referenzertragsmodell, jedoch eigentlich ineffizient sind.¹³⁰ Die Ausgestaltung des Fördersystems wird daher als insgesamt leicht ineffizient gewertet, obwohl die Einführung des Auktionssystems selbst positiv ist und die theoretischen Empfehlungen eines guten Auktionsdesigns fast vollständig berücksichtigt.¹³¹ Dadurch hat es auf die meisten anderen Faktoren einen positiven Effekt und wird somit nur mit einem halben Punkt negativ berechnet.

Auf den Anstieg der förderungsbedingten EEG-Umlage, die sich mit dem EEG2012 fast verdoppelt hat, reagierte das EEG2014 ebenfalls und weist einen positiven Effekt auf den Faktor staatliche Kosten aus – dadurch sank sogar die EEG-Umlage 2015 leicht. Insbesondere hat man festgestellt, dass die Vergütungssätze teilweise ineffizient hoch waren und hat durch einige direkte Maßnahmen deren Degression vorangetrieben.¹³² Für einige Teile der Industrie als wesentlich negativ zeichnet sich die BesAR verantwortlich, die mit dem EEG2014 neugefasst wurde. Dies liegt jedoch auch daran, dass die Regularien schlicht sehr viel genauer steuern können, wer ausnahmberechtigt ist. Dennoch sank die Anzahl der begünstigten Unternehmen erst 2016 minimal (vgl. Abbildung 10). Das EEG2017, das erstmals das Ziel Kosteneffizienz als Förderziel nennt, folgt dem zuvor eingeschlagenen Weg und hat weiteres Potential, durch das Auktionsverfahren Kosten zu senken, wie Pilotausschreibungen bei Photovoltaik-Anlagen bereits gezeigt haben.¹³³ Leicht negativ erweist sich die ungewisse Umlagenhöhe, da die Höhe der Gebote am Ende die Marktprämie bestimmen werden.¹³⁴ Dies dürfte einer der Gründe für den prognostizierten Anstieg der EEG-Umlage auf 6,88 ct/kWh 2017 sein. Die Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber sieht jedoch hauptsächlich Altlasten früherer Förderverträge als Problem und erwartet, dass die Auktionen effektiv ab 2021 die Umlage entlasten, wenn wirklich alle Technologien daran teilnehmen.¹³⁵

¹²⁹ Vgl. Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie (2016), S. 1-2.

¹³⁰ Vgl. Ecofys (2015b), S. 60.

¹³¹ Vgl. Kreiss, Erhart, Haufe (2017), S. 519.

¹³² Vgl. Weinhold (2016).

¹³³ Vgl. Löw (2016), S. 912.

¹³⁴ Vgl. Agora Energiewende (2015), S.28.

¹³⁵ Vgl. Netztransparenz.de (2016).

Auch der letzte Faktor des Aspekts „Versorgungssituation“, die Versorgungssicherheit, zeigt eine positive Entwicklung durch EEG2014 und EEG2017. Im EEG 2014 ist dies vor allem der Bremsung des ungeordneten Solarausbaus geschuldet und der Einführung des Anlagenregisters, das nun erstmals eine genaue Bestandaufnahme über die geförderten Anlagen ermöglicht. Im EEG2017 wirken theoretisch sowohl der Ausweis von Netzausbaugebieten, als auch die Förderung der grundlastfähigen Biomasse positiv. Kritisch ist hier insbesondere die grenzüberschreitende Förderung zu sehen, die ein Versorgungsrisiko durch zusätzliche Stromimporte und nötigen Netzausbau darstellen kann.

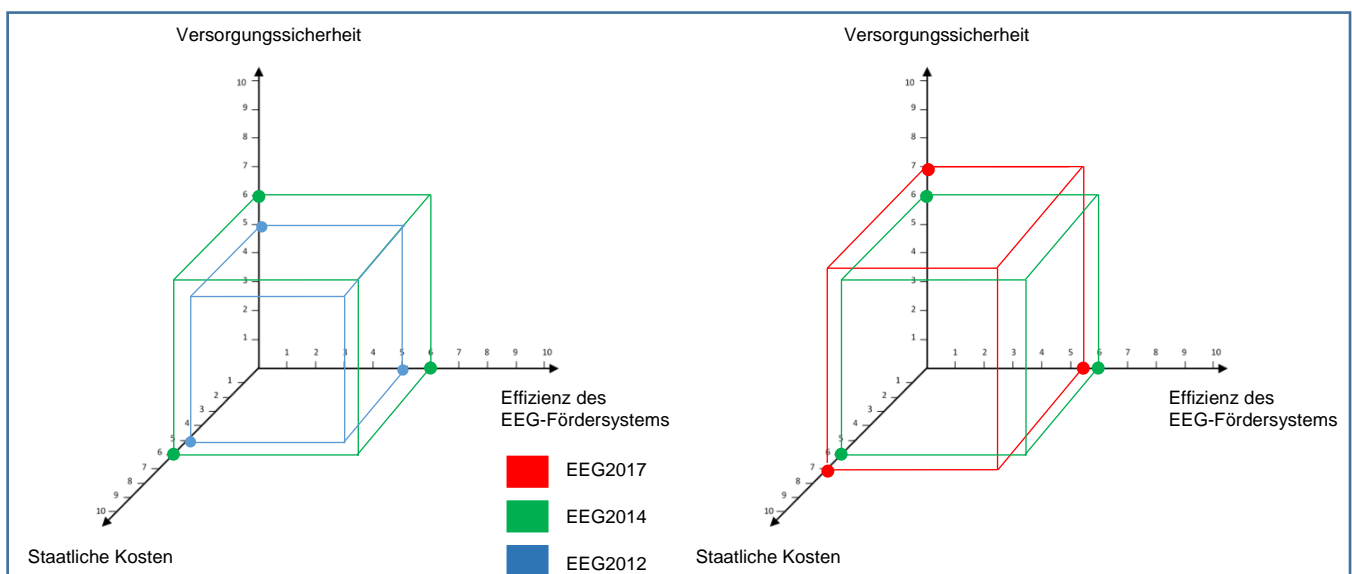


Abbildung 11 Effekt auf den Aspekt Versorgungssituation

Der Faktor Marktbasierter Strompreisanteil wird durch Anpassungen des EEG-Fördersystems leicht indirekt und positiv beeinflusst, sowohl im EEG2014 als auch im EEG2017. Dies erfolgt hauptsächlich über eine Entlastungsmöglichkeit für Netzentgelte und durch verbesserte Mengensteuerbarkeit, das EEG2017 hat durch das Auktionssystem sogar das Potential, in Maßen die langfristige Angebotsseite am (Termin-)Markt beeinflussen zu können.

Eine wirkliche Belastung war das EEG2014 für den Faktor Eigenstromerzeugung. Allen voran die erstmalige Belastung des Eigenstromverbrauchs mit einer verringerten EEG-Umlage führte zu wesentlich niedrigeren Anreizen, in diese Versorgungsoption zu investieren.¹³⁶ Dies wurde durch die starke Kürzung der Photovoltaik-Förderung noch verstärkt.¹³⁷ Hinzu kam, dass Unternehmen sich für mittelgroße bis große Anlagen, die keine Einspeisevergütung mehr in Anspruch nehmen konnten, ab dann selbst um die Vermarktung kümmern mussten und dadurch einen noch größeren Aufwand haben, gerade kleinere Firmen. Der Faktor wird aufgrund dieser direkten und nachweisbaren Verschlechterung der Situation durch das EEG2014 in der Skala

¹³⁶ Vgl. Ullrich (2016).

¹³⁷ Vgl. May, Neuhoff (2016), S. 1.

etwas stärker gewichtet und um 1,5 Punkte verschlechtert. Das EEG2017 setzte den Negativtrend für die Eigenversorgung fort, erhöhte die Umlagenpflicht weiter und griff darüber hinaus sogar in den Bestandsschutz im Falle eines Generatorwechsels ein, sodass danach auch die Umlage anteilig bezahlt werden muss.

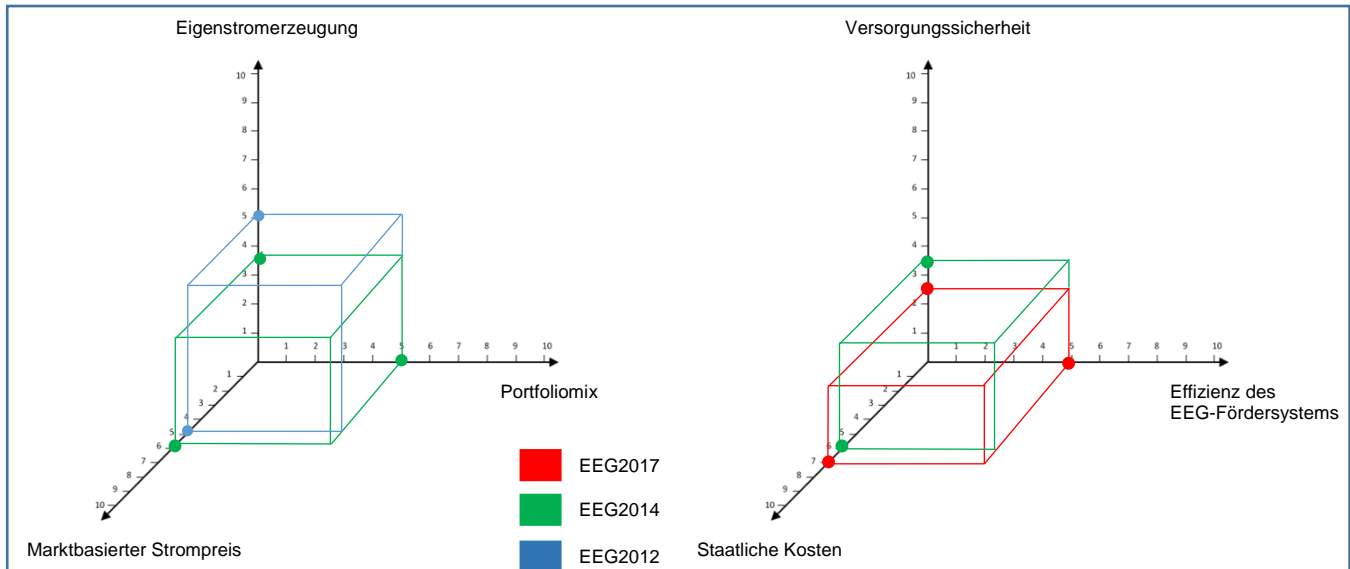


Abbildung 12 Effekt auf den Aspekt Agieren am Strommarkt

Was den Aspekt Internationale Konkurrenz betrifft, hatte die BesAR eine Auswirkung auf die branchenspezifische Kostensituation. Nachdem im EEG2012 noch alle Unternehmen, die im internationalen Wettbewerb standen, von der EEG-Umlage meist ausgenommen wurden, führte die Einführung der Branchenlisten 1 und 2 zu einer Vorab-Klassifizierung der Unternehmen, die sicherlich nicht zu viele, aber doch einige Branchen schlechter stellte. Daher wird dies für das EEG2014 als negative Entwicklung gewertet. Im EEG2017 gibt es eine leichte Anpassung durch die Einführung der Härtefallregelung von Branche 1. Dieser Effekt ist relativ gesehen zur Anpassung davor gering, sodass die Verbesserung nur um einen halben Punkt gewertet wird.

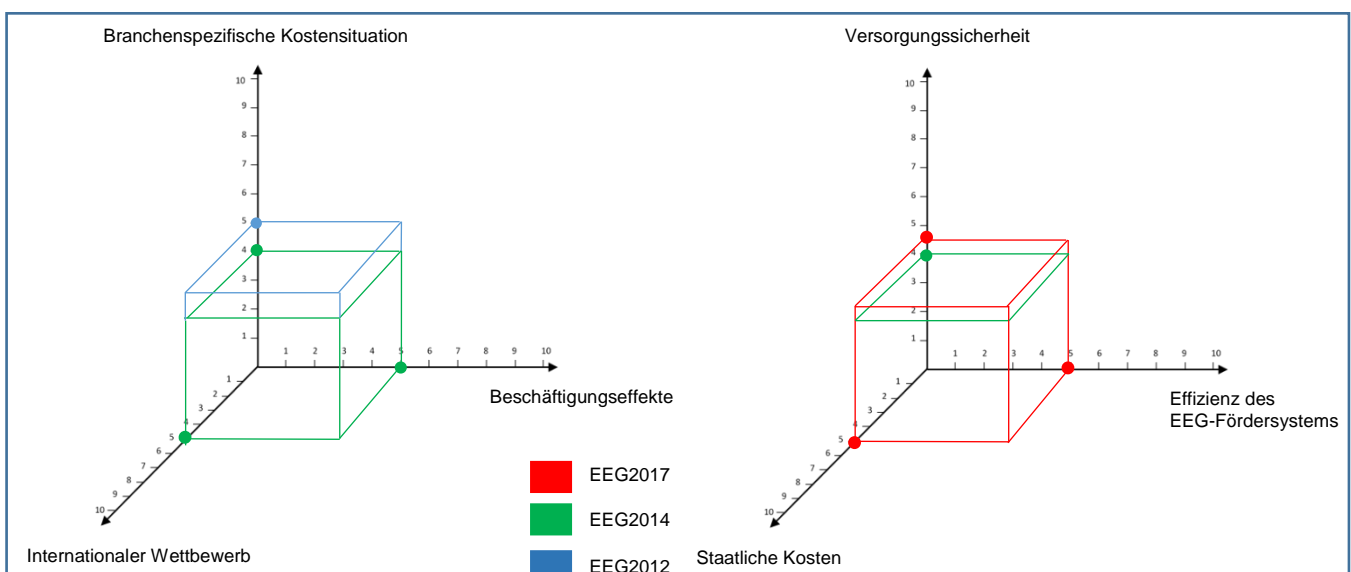


Abbildung 13 Effekt auf den Aspekt Internationale Konkurrenzsituation

Nachdem die Effekte der einzelnen Regelungen der beiden Novellen theoretisch bewertet wurden, ermöglicht dies nun die Berechnung einer möglichen Auswirkung auf die Wettbewerbsfähigkeit (siehe Anhang – Abbildung 6). Das Ergebnis lässt einige interessante Interpretationen zu. So zeigt sich, dass sowohl das EEG2014 als auch das EEG2017 einen leicht positiven Einfluss auf die Wettbewerbsfähigkeit hatten. Dies ist, wie man es auch für ein staatlich regulierendes Gesetz erwarten würde, einer Verbesserung des Faktors der staatlich geprägten Versorgungssituation geschuldet. Auf alle anderen Faktoren der Ebene 0 wirkte das EEG2014 leicht negativ, das EEG2017 konnte diesen Trend zumindest im Faktor Internationale Konkurrenz umkehren. Wohlgermerkt, hier werden die theoretischen Effekte zweier Gesetzesnovellen für die theoretische Wirkung auf die Wettbewerbsfähigkeit extrahiert. Die Situation in der Realität kann durch zahllose andere Entwicklungen beeinflusst werden. Im Beispiel: Die Annahme, dass eine stärkere Planbarkeit des Netzausbaus durch Netzausbaugebiete zu einer Reduktion bzw. einem nicht-Anstieg der Netzentgelte führen kann, kann allein schon dadurch konterkariert werden, dass Netzbetreiber diesen Effekt nicht an ihre Kunden weitergeben. Es werden jedoch durch die Analyse mehrere Ergebnisse verdeutlicht. So kann beiden Gesetzesnovellen bescheinigt werden, dass sie für Industrieunternehmen insgesamt gesehen eine Verbesserung der Regulierung gegenüber dem EEG2012 darstellen und beide das Potential hatten und haben, Belastungen aus der Energiewende zu reduzieren – eine Diskussion, ob das EEG überhaupt die richtige legislative Form der Energiegesetzgebung ist, ob bspw. das Quotenmodell mit Zertifikathandel dem Auktionsmodell überlegen ist¹³⁸ und ob eine Strompreisbremse bzw. Streckungsfonds eingeführt werden sollte, kann und soll an dieser Stelle nicht geführt werden, da selbst unter Policy-Verantwortlichen keine Einigkeit herrscht, wann Industriestrompreise zu hoch sind.¹³⁹ Die größte Belastung für die Wettbewerbsfähigkeit ist die kontinuierliche und im EEG2017 fortgesetzte Verschärfung der Eigenstromerzeugungsregelungen. Diese Möglichkeit der Versorgung für ein Industrieunternehmen hätte eigentlich ein großes Potential, Belastungen zu verringern, wurde aber legislativ kontinuierlich verschlechtert und durch das Ausschreibungssystem für große Anlagen zusätzlich erschwert. Des Weiteren wird der Branchenbezug der BesAR kritisch gesehen, da dadurch ganze Branchen vergleichsweise schlechter gestellt werden, ohne zunächst die Einzelsituation eines Unternehmens in die Bewertung miteinzubeziehen. Schafft man es zudem, einige Ineffizienzen im Auktionsverfahren zu verbessern, wird dies das Ergebnis weiter verbessern.

¹³⁸ Vgl. Frondel, Schmidt (2013), S. 27.

¹³⁹ Vgl. Joas, Pahle, Flachsland (2016), S. 49.

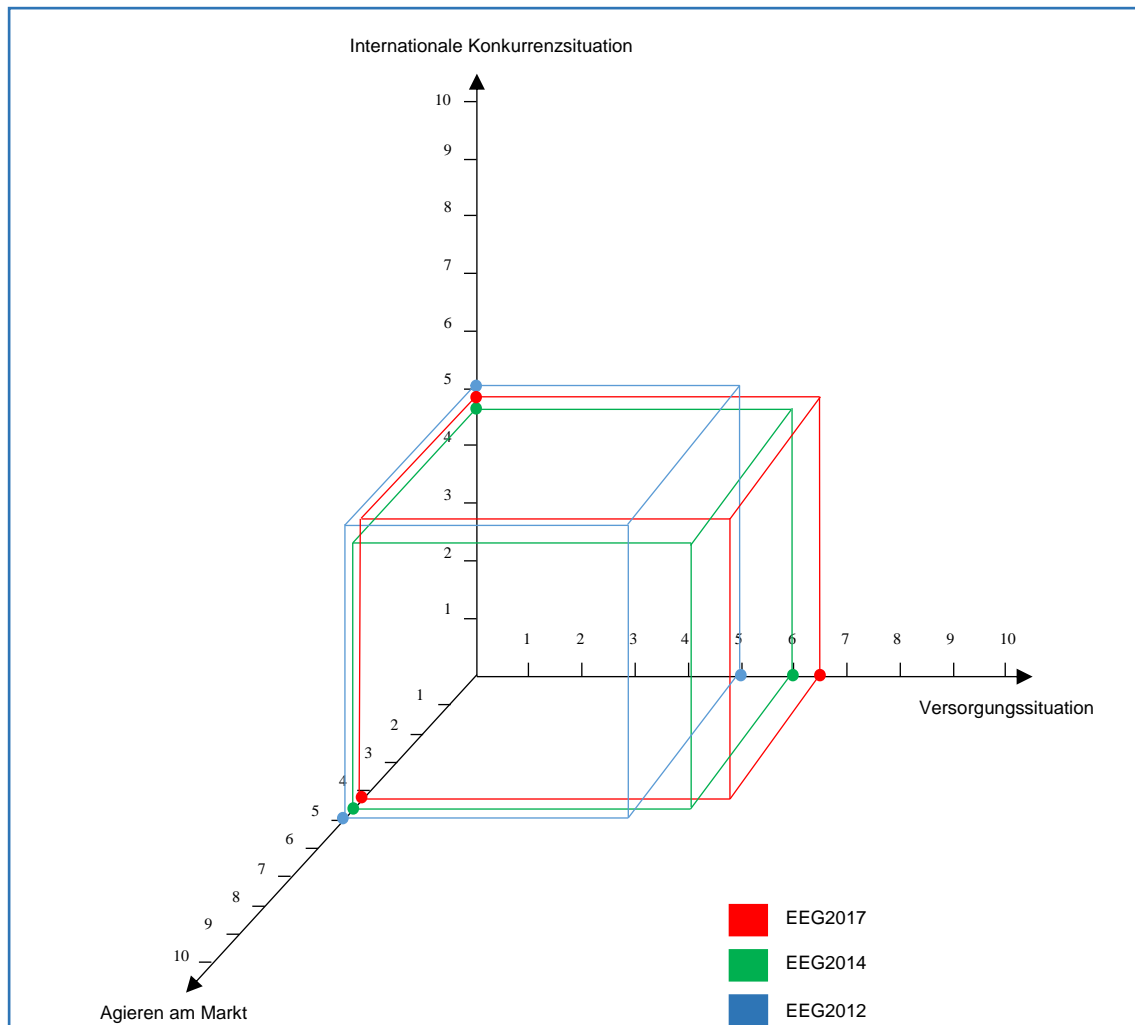


Abbildung 14 Gesamteffekt auf den Aspekt Wettbewerbsfähigkeit

Aus rein theoretischer Sicht stellen also beide Novellen, insbesondere jedoch das neue EEG2017, eine Verbesserung der Gesetzgebung für die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie dar und fördern die Energiewende. Dies wird auch vom Energiesektor selbst so gesehen. So unterstützt das Energiewende-Barometer des Verbands deutschen Maschinen- und Anlagenbaus e.V. (VDMA), eine Umfrage unter den Mitgliedsunternehmen mit über 300 Teilnehmern, die Ergebnisse.¹⁴⁰ Während mit dem EEG2012 die Auswirkungen der Energiewende auf den Standort Deutschland von 49% positiven Beurteilungen auf 45% sank, stieg dieser Wert in der Folge und lag mit Einführung des EEG2017 bei 61%. Auch die politische Umsetzung der Energiewende wird mit dem EEG2017 positiver beurteilt, wobei der Anstieg von 15% im Jahr 2014 auf 20% 2016 bei nun 80% unzufriedener Unternehmen immer noch großen Nachholbedarf signalisiert. Der Wechsel zum Ausschreibungssystem im EEG2017 wird dabei überdurchschnittlich gut bewertet mit 32% zufriedenen Unternehmen, wobei der hohe Anteil Unzufriedener die Ergebnisse der vorliegenden Analyse stützen könnte,

¹⁴⁰ Vgl. ausführlich VDMA (2016), S. 4-15.

die dem System weiterhin Ineffizienzen bescheinigen. Die Zusammenarbeit zwischen Bund und Ländern wird mit 11% positiven Beurteilungen als besonders ungenügend wahrgenommen, wie sich z.B. tatsächlich an den zahlreichen Systemkompromissen zeigt, welche durch Bayern eingebracht wurden. Das größte Risikopotential liegt laut der Unternehmen im Bereich des Netzausbaus. Mehr als zwei Drittel der Befragten sehen zudem den Stand gegenüber der internationalen Konkurrenz als nicht gefährdet; dass das EEG dafür gar nicht verantwortlich sein kann durch eine marginale Einwirkung auf den Aspekt Internationale Konkurrenz (lediglich eine Auswirkung für einige Branchen, die nicht durch die BesAR befreit sind - wobei der Maschinen- und Anlagenbau jedoch meist befreit ist), war ebenfalls ein Ergebnis dieser Analyse. Zudem hat die Ausarbeitung des Faktors direkte und indirekte staatliche Kosten gezeigt, wie intransparent und ungerecht verteilt die Kosten sind, ein Punkt, der in der Umfrage ebenfalls sehr negativ beurteilt wurde.

Zuletzt verändert sich durch das EEG2017 die regionale Verteilungswirkung für das Bundesland Bayern. So würde die Novelle eigentlich Ineffizienzen entgegenwirken, indem bspw. der Photovoltaik-Ausbau noch stärker gesteuert wird. Dies hätte jedoch für Bayern mit großem Photovoltaik-Anteil Nachteile und würde z.B. den Saldo der EEG-Umlage, der durch Fördermittelzufluss nach Bayern auf Basis des Photovoltaik-Ausbaus positiv ist und manchmal mit der

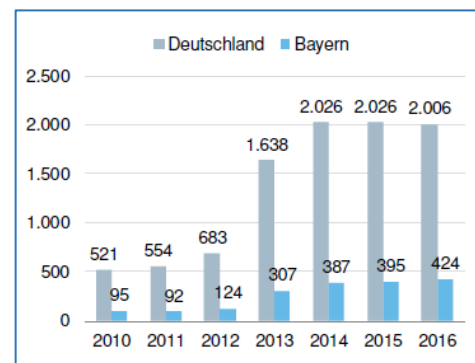


Abbildung 15 Anzahl privilegierter Unternehmen in Deutschland und Bayern

umgekehrten Form des Länderfinanzausgleichs verglichen wird, reduzieren.¹⁴¹ In der Folge gewährleisten die Länderöffnungsklausel, das neue Referenzertragsmodell für Windenergie und ein Entgegenkommen bei den Regelungen für Biomasse, dass Bayern indirekt einen gesetzlichen Ausgleich für die Nachteile erhält. Wie sehr sich eine zukünftige grenzübergreifende Förderung auf den Ausbau der Netze zwischen Bayern und seinen Nachbarstaaten auswirkt und dadurch möglicherweise die Netzentgelte erhöht, bleibt abzuwarten – sollte aber vermieden werden, da Bayern im Bereich des Übertragungsnetzbetreibers TenneT bereits die höchsten Netzentgelte für die Höchstspannungsebene aufweist.¹⁴² Zudem profitieren bayerische Unternehmen trotz Verschärfung der BesAR überdurchschnittlich von der Privilegierung, da deren Anteil wie in Abbildung 15¹⁴³ zu sehen an allen befreiten Unternehmen kontinuierlich gestiegen ist.

¹⁴¹ Vgl. Growitsch, Meier, Schleich (2015), S. 173-176.

¹⁴² Vgl. Bertsch, Kruse, Schweter (2016), S. 5.

¹⁴³ Vbw- Vereinigung der bayerischen Wirtschaft (2016b), S. 38.

6 Ausblick

Mit dieser Arbeit wurde die legislative Weiterentwicklung des EEG umfassend dargestellt und die theoretische Wirkungsweise anhand eines selbst entwickelten Modells sichtbar gemacht. Dieses ermöglicht eine Bestimmung der Faktoren, die durch den Stromverbrauch eines Unternehmens dessen Wettbewerbsfähigkeit beeinflussen. Es wurde deutlich, dass das EEG2017 und auch die Vorgängernovelle Verbesserungen gegenüber dem EEG2012 darstellen und als gesamtwirtschaftlich positiv aus Sicht der Industrie eingestuft werden können – auch wenn es sicherlich weiterhin Verbesserungsmöglichkeiten gibt und einzelne Unternehmen und Branchen durch die EEG-Gesetzgebung benachteiligt werden. Das neue Modell erweist sich insgesamt als Möglichkeit, Zusammenhänge darzustellen und auch indirekte Effekte einzelner Regulierungen sichtbar zu machen. Die Bewertung der einzelnen Faktoren bedarf dabei sicherlich der Weiterentwicklung, indem beispielsweise genaue Indikatoren für jeden einzelnen Faktor ausgearbeitet werden. Dies könnte auch Anlass für weitere Forschungsarbeit sein. Auf lange Sicht könnte das Modell dann auch die Grundlage für einen eigenen Index bilden, anhand dessen die Wirkung der Energiewende auf die Wettbewerbsfähigkeit deutscher Unternehmen überprüft werden kann. Zudem ist es auch für Unternehmen selbst ein hilfreiches Mittel, sich des Spannungsfeldes der eigenen Energieversorgung bewusst zu werden und die Auswirkungen einzelner Maßnahmen abschätzen zu können. Anhand des Modells zeigt sich auch, dass zwei Querschnittsthemen der Bundesregierung, nämlich der Ausbau der Energieeffizienz und die Digitalisierung der Energiewende, richtige Ansätze sind, da sie das Potential haben, auf mehrere Faktoren gleichzeitig positiv zu wirken. Hierdurch wird nämlich der Stromverbrauch gerade bei steigenden Strompreisen generell reduziert und die Flexibilität und Planbarkeit der Versorgung erhöht – all dies wird die individuellen Stromkosten senken.¹⁴⁴ Eine betriebswirtschaftliche Möglichkeit, diese beiden Themen zu kombinieren, besteht im Energiemanagement, z.B. dem Demand Side Management, das durch die Einführung entsprechender Kontroll- und Optimierungssysteme im Unternehmen erfolgt. Diese setzen im Gegensatz zur traditionellen Sichtweise der Optimierung von Kosten und Qualität an der intelligenten Verbrauchssteuerung an und erfordern eine Anpassung der Produktionsabläufe.¹⁴⁵ Unternehmenskultur und Organisationsstruktur müssen hierbei unterstützen und fördern.¹⁴⁶ Gibt es zudem eine politische Unterstützung für „Öko-Innovationen“ in Kooperation mit dem Zulieferernetzwerk, kann die Energieeffizienz der Produktion nachhaltig gesteigert werden.¹⁴⁷

¹⁴⁴ Vgl. Ecofys (2016), S. 5.

¹⁴⁵ Vgl. May et al. (2016), S. 12.

¹⁴⁶ Vgl. Schulze et al. (2016), S. 3696.

¹⁴⁷ Vgl. Pacheco et al. (2017), S. 2283-2284.

IV. Literaturverzeichnis

- Acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e.V. (2015): Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050. Stabilität im Zeitalter der erneuerbaren Energien. Stellungnahme, München 2015.
- Agora Energiewende (2014): Comparing electricity prices for industry. An elusive task – illustrated by the German Case, URL: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2014/Industriestrompreise-im-Vergleich/Agora_Comparing_Electricity_Prices_for_Industry_web.pdf, 02.01.2017, 21.09 Uhr.
- Agora Energiewende (2015): Understanding the Energiewende. FAQ on the ongoing transition of the German power system, URL: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2015/Understanding_the_EW/Agora_Understanding_the_Energiewende.pdf, 02.01.2017, 16.17 Uhr.
- Agora Energiewende (2016a): Energiewende: Was bedeuten die neuen Gesetze? Zehn Fragen und Antworten zu EEG 2017, Strommarkt- und Digitalisierungsgesetz, URL: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/EEG-FAQ/Agora_Hintergrund_FAQ-EEG_WEB.pdf, 02.01.2017, 16.10 Uhr.
- Agora Energiewende (2016b): Entwicklung der Strom- Netzentgelte 2017: Die regionalen Unterschiede nehmen zu, URL: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Netzentgelte_2017/Agora_Netzentgelte_2017_16112016.pdf, 02.01.2017, 16.09 Uhr.
- Auer, Benjamin R. (2016): How does Germany's green energy policy affect electricity market volatility? An application of conditional autoregressive range models, in: Energy Policy, Heft 98 2016, S. 621–628.
- Bardt, Hubertus / Chrischilles, Esther / Growitsch, Christian / Hagspiel, Simeon / Schaupp, Lisa (2014): Eigenerzeugung und Selbstverbrauch von Strom. Stand, Potentiale und Trends, Gutachten im Auftrag des BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., Köln 2014.
- Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie (2016): EEG Reform 2016. Ergebnisse der Verhandlungen der Regierungschefs der Länder vom 02.06.2016, URL: https://www.stmwi.bayern.de/fileadmin/user_upload/stmwivt/Themen/Energie_und_Rohstoffe/Dokumente_und_Cover/2016-06-03-EEG-Reform_2016_-_Ergebnisse_vom_1._Juni_2016.pdf, 17.03.2017, 08.13 Uhr.
- Bertsch, Dr. Joachim / Kruse, Dr. Jürgen / Schweter, Helena (2016): Kurzstudie: Bundesweite Vereinheitlichung von Netzentgelten auf Übertragungsnetzebene, im Auftrag der Amprion GmbH, URL: <http://www.ewi.research-scenarios.de/de/energy/strom-waerme/>, 03.01.2016, 16.30 Uhr.
- Bontrup, Heinz / Marquardt, Ralf (2015): Die Energiewende. Verteilungskonflikte, Kosten und Folgen, Köln 2015.
- Brossardt, Bertram (2016): Brief mit Betreff „Energie“ an den bayerischen Ministerpräsidenten, München 2016.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (o.J.): Preise, URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Energie/strompreise.html>, 13.05.2017, 06:50 Uhr.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2014): Häufig gestellte Fragen zur EEG-Reform, URL: http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/faq_zur_zur_eeg_reform.pdf?blob=publicationFile&v=13, 01.01.2017, 11:11 Uhr.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2016): Die nächste Phase der Energiewende kann beginnen, URL: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/I/informationen-zu-wichtigen-energiegesetzesvorhaben,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, 29.12.2016, 19.03 Uhr.

- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2017): Kernpunktepräsentation EEG-Novelle 2017, URL: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eeg-novelle-2017-eckpunkte-praesentation,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, 29.12.2016, 19.05 Uhr.
- Bundesnetzagentur / Bundeskartellamt (2016): Monitoringbericht 2016, Bonn 2016.
- Bundesnetzagentur (2016): Netzentgelt. Was ist ein Netzentgelt (auch als Netznutzungsentgelt bezeichnet)?, URL: <https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/FAQs/DE/Sachgebiete/Energie/Verbraucher/Energielexikon/Netzentgelt.html?nn=266668>, 13.05.2017, 06:57 Uhr.
- Bundesregierung (o.J.): Energie sparen durch Kraft-Wärme-Kopplung, URL: https://www.bundesregierung.de/Webs/Breg/DE/Themen/Energiewende/EnergieErzeugen/EnergieSparenKWK/_node.html, 12.05.2017, 22:24 Uhr.
- Chrischilles, Esther (2016): EEG 2017: Entwicklung der Förderkosten und politische Implikationen, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 12 (2016), S. 30-32.
- Dena (o.J.): Blickpunkt Spitzenausgleich, URL: <https://industrie-energieeffizienz.de/themen/spitzenausgleich/>, 09.04.2017, 22:30 Uhr.
- Diekmann, Andreas (2016): Empirische Sozialforschung. Grundlagen, Methoden, Anwendungen, 10. Auflage, Hamburg 2016.
- Diekmann, Jochen / Breitschopf, Barbara / Lehr, Ulrike (2015): Politische Optionen zur Verminderung von Verteilungswirkungen der EEG-Umlage, GWS Discussion Paper Nr. 18, Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung 2015.
- Diekmann, Jochen / Schill, Wolf Peter / Breitschopf, Barbara / Sievers, Luisa / Klobasa, Marian (2016): Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien – Zusammenfassung und Schlussfolgerungen, Untersuchung im Rahmen des Projekts „Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien (ImpRES)“, Berlin 2016.
- DIHK - Deutscher Industrie- und Handelskammertag (2017): Faktenpapier Strompreise in Deutschland 2017, Berlin 2017.
- Döring, Stefan: Energieerzeugung nach Novellierung des EEG Konsequenzen für regenerative und nicht regenerative Energieerzeugungsanlagen, Berlin und Heidelberg 2015.
- Du, Kerui / Huang, Lu / Yang, Zhiming (2015): Understanding industrial energy productivity growth in China: a production-theoretical approach, in: Energy Efficiency, Heft 8 2015, S. 493–508.
- Ecofys (2015a): Wettbewerbsfähigkeit und Energiekosten der Industrie im internationalen Vergleich, Berlin 2015.
- Ecofys (2015b): Ausschreibungen für erneuerbare Energien. Wissenschaftliche Empfehlungen, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Berlin 2015.
- Ecofys (2016): Flex-Efficiency. Ein Konzept zur Integration von Effizienz und Flexibilität bei industriellen Verbrauchern. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, URL: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2015/Flex-Efficiency/Agora_Flex-Efficiency_WEB.pdf, 02.01.2017, 21.11 Uhr.
- Elmer, Carl-Friedrich / Bradke, Harald / Faulstich, Martin / Nabitz, Lisa (2016): Klimaschutz und industrielle Wettbewerbsfähigkeit – Synergien nutzen, Konflikte entschärfen, in: Wirtschaftsdienst, Heft 9 2016, S. 667-673.
- Fiedler, Swantje / Wronski, Rupert (2015): Energiepreisbericht 2015. Besondere Ausgleichsregelung und Industriestrompreise, Studie im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, URL: <http://www.foes.de/pdf/2015-10-20-Energiepreisbericht-BesAR.pdf>, 03.01.2016, 17.40 Uhr.
- Fiorito, Giancarlo / van den Bergh, Jeroen C. J. M. (2016): Capital-energy substitution in manufacturing for seven OECD countries: learning about potential effects of climate policy and peak oil, in: Energy Efficiency, Heft 9 2016, S. 49–65.

- Fischer, W. / Hake, J.-Fr. / Kuckshinrichs, W. / Schröder, T. / Venghaus S. (2016): German energy policy and the way to sustainability: Five controversial issues in the debate on the “Energiewende”, in: Energy, Heft 115 2016, S. 1580-1591.
- Fraunhofer ISI (2015a): Politisch induzierte Strompreiskomponenten und Ausnahmeregelungen für die Industrie, URL: <http://www.ecofys.com/files/files/ecofys-fraunhoferisi-2015-politisch-induzierte-strompreiskomponenten.pdf>, 10.05.2017, 12:20 Uhr.
- Fraunhofer ISI (2015b): Stromkosten der energieintensiven Industrie. Ein internationaler Vergleich, im Auftrag des deutschen Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, http://www.isi.fraunhofer.de/isiwAssets/docs/x/de/projekte/Strompreiswirkung_330639/Industriestrompreise_Abschlussbericht.pdf, 03.01.2017, 18.31 Uhr.
- Fraunhofer IWES (2015): Wie hoch ist der Stromverbrauch in der Energiewende? Energiepolitische Zielszenarien 2050 – Rückwirkungen auf den Ausbaubedarf von Windenergie und Photovoltaik. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Berlin 2015.
- Frondel, Manuel / Schmidt, Christoph M. (2013): Marktwirtschaftliche Energiewende: Ein Wettbewerbsrahmen für die Stromversorgung mit alternativen Technologien, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 37 2013, S. 27–41.
- Gawel, Erik / Purkus, Alexandra (2015): Die Rolle von Energie- und Strombesteuerung im Kontext der Energiewende, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 39 2015, S. 77–103.
- Gawel, Erik / Lehmann, Paul / Purkus, Alexandra (2017): Rationales for technology-specific RES support and their relevance for German policy, in: Energy Policy, Heft 102 2017, S. 16–26.
- Growitsch, Christian / Meier, Helena / Schleich, Sebastian (2015): Regionale Verteilungswirkungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, in: Perspektiven der Wirtschaftspolitik, Heft 16(1) 2015, S. 72–87.
- GWS / Prognos / EWI (2014a): Gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiewende. Endbericht Projekt Nr. 31/13, Osnabrück/Köln/Basel 2014.
- GWS / Prognos / EWI (2014b): Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose. Endbericht Projekt Nr. 57/12, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Osnabrück/Köln/Basel 2014.
- Harder, Stefan (2016): Was sich 2016 ändert, in: BWK- Das Energie-Fachmagazin, Heft 4 2016, URL: <http://www.ingenieur.de/BWK/2016/Ausgabe-4/Energie-Forum/Was-sich-2016-aendert>, 12.05.2017, 21:58 Uhr.
- Haucap, Justus (2013): Braucht Deutschland einen Kapazitätsmarkt für eine sichere Stromversorgung?, in: Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, Heft 3 (62) 2013, S. 257 – 269.
- Hofmann, René (2016): Flexibilisierungspotenzial für Energieanlagen in der Industrie, in: BWK- Das Energie-Fachmagazin, Heft 9 2016, URL: <http://www.ingenieur.de/BWK/2016/Ausgabe-9/Special-Strom-Waermeerzeugung/Flexibilisierungspotenzial-fuer-Energieanlagen-in-der-Industrie>, 12.05.2017, 22:09 Uhr.
- Hörz, Herbert (2010): Philosophischer Reduktionismus oder wissenschaftlich berechtigte Reduktionen? Zu den erkenntnistheoretischen Grundlagen des Prinzips Einfachheit, in: Sitzungsberichte der Leibniz-Sozietät, Heft 108 2010, S. 11–36.
- Joas, Fabian / Pahle, Michael / Flachsland, Christian (2016): Which goals are driving the Energiewende? Making sense of the German Energy Transformation, in: Energy Policy, Heft 95 2016, S. 42–51.
- Kästner, Thomas / Kießling, Andreas (2016): Energiewende in 60 Minuten. Ein Reiseführer durch die Stromwirtschaft, Wiesbaden 2016.

- Kemfert, Claudia / Kunz, Friedrich / Rosellón, Juan (2016): A welfare analysis of electricity transmission planning in Germany, in: *Energy Policy*, Heft 94 2016, S. 446–452.
- Kim, Jaegwon (1984): Concepts of Supervenience, in: *Philosophy and Phenomenological Research*, Heft XLV (2) 1984, S. 153-176.
- Kreiss, Jan / Ehrhart, Karl-Martin / Haufe, Marie-Christin (2017): Appropriate design of auctions for renewable energy support – Prequalifications and penalties, in: *Energy Policy*, Heft 101 2017, S. 512–520.
- Kreutzfeldt, Malte (2014): *Das Strompreiskomplott. Warum die Energiekosten wirklich steigen und wer dafür bezahlt*, München 2014.
- Kyritsis, Evangelos / Andersson, Jonas (2017): Electricity prices, large-scale renewable integration, and policy implications, in: *Energy Policy*, Heft 101 2017, S. 550–560.
- Lehmann, Paul / Gawel, Erik / Korte, Klaas / Reeg, Matthias / Schober, Dominik (2016): Sichere Stromversorgung bei hohen Anteilen volatiler erneuerbarer Energien. Was kann ein Strommarkt 2.0 leisten?, in: *Wirtschaftsdienst*, Heft 5, S. 344-350.
- Linn, Joshua (2009): Why Do Energy Prices Matter? The Role of interindustry linkages in U.S. Manufacturing, in: *Economic Inquiry*, Heft 3 (47) 2009, S. 549–567.
- Löschel, Andreas / Kaltenecker, Oliver / Baikowski, Martin (2015): Die Rolle der indirekten Energiekosten im deutschen Produzierenden Gewerbe, in: *Wirtschaftsdienst*, Heft 12 2015, S. 837-844.
- Löw, Franziska (2016): Bedeutung der Energieeffizienz für die Energiewende, in: *Wirtschaftsdienst*, Heft 1 2016, S. 34-39.
- Lüdtke, Tim (2016): EEG Länderöffnungsklausel. Umstrittene Ernte auf dem Solaracker, URL: http://bizzenergytoday.com/umstrittene_ernte_auf_dem_solaracker, 12.04.2017, 17:15 Uhr.
- Machnig, Matthias (2016): Industriepolitik im Strukturwandel, in: *Den Arbeitsmarkt verstehen, um ihn zu gestalten*, hrsg. v. G. Bäcker et al., Wiesbaden 2016, S. 303-314.
- Markewitz, Peter (2016): Energietransport und -verteilung, in: *BWK- Das Energie-Fachmagazin*, Heft 5 2016, URL: <http://www.ingenieur.de/BWK/2016/Ausgabe-5/Jahresuebersichten-I/Energietransport-und-verteilung>, 12.05.2017, 22:15 Uhr.
- May, Nils / Neuhoff, Karsten (2016): »Eigenversorgung mit Solarstrom« – ein Treiber der Energiewende?, Reihe: *DIW Roundup Politik*, Bd. 89, URL: https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.523542.de/diw_roundup_89_de.pdf, 02.01.2017, 21.56 Uhr.
- May, Gokan / Stahl, Bojan / Taisch, Marco / Kiritsis, Dimitris (2016): Energy management in manufacturing: From literature review to a conceptual framework, in: *Journal of Cleaner Production xxx* 2016, S. 1-26.
- Monstadt, Jochen / Scheiner, Stefan (2016): Die Bundesländer in der nationalen Energie- und Klimapolitik: Räumliche Verteilungswirkungen und föderale Politikgestaltung der Energiewende, in: *Raumforschung Raumordnung*, Heft 74 2016, S. 179–197.
- Müller, Thorsten / Kahl, Hartmut (Hrsg.) (2015): *Energiewende im Föderalismus*, Reihe: *Schriften zum Umweltenergierecht*, Bd. 18, Baden-Baden 2015.
- Napp, T. A. / Gambhir, A. / Hills, T. P. / Florin, N. (2014): A review of the technologies, economics and policy instruments for decarbonizing energy-intensive manufacturing industries, in: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Heft 30 2014, S. 616–640.
- Netztransparenz.de (2016): Zusammenfassung Mittelfristprognose 2017 bis 2021, URL: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Jahres-Mittelfristprognosen>, 10.05.2017, 11:23 Uhr.
- Neuhoff, Karsten / Ritter, Nolan (2016): Kurzfristige Auktionen erhöhen Handelsvolumen und Marktliquidität an der Strombörse, Reihe: *DIW Wochenbericht*, Bd. 41, URL: https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.544528.de/16-41-3.pdf, 02.01.2017, 21.38 Uhr.

- Niederhausen, Herbert / Burkert, Andreas (2014): Elektrischer Strom. Gesteuerung, Übertragung, Verteilung, Speicherung und Nutzung elektrischer Energie im Kontext der Energiewende, Wiesbaden 2014.
- Osman, Mohamed / Gachino, Geoffrey / Hoque, Ariful (2016): Electricity consumption and economic growth in the GCC countries: Panel data analysis, in: Energy Policy, Heft 98 2016, S. 318–327.
- Pacheco, Diego Augusto de Jesus / ten Caten, Carla S. / Jung, Carlos F. / Ribeiro, Jose Luis D. (2017): Eco-innovation determinants in manufacturing SMEs: Systematic review and research directions, in: Journal of Cleaner Production, Heft 142 2017, S. 2277-2287.
- Prognos AG (2016): Lage und Zukunft der deutschen Industrie (Perspektive 2030). Endbericht Projekt Nr. 19/15, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Basel 2016.
- Redaktion Energiewirtschaftliche Tagesfragen (2015): Versorgungssicherheit – eine weitgehend nationale Aufgabe!, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 12 2016, S. 33.
- Rehner, Robert / McCauley, Darren (2016): Security, justice and the energy crossroads: Assessing the implications of the nuclear phase-out in Germany, in: Energy Policy, Heft 88 2016, S. 289–298.
- Rolle, Carsten / Rendschmidt, Dennis (2013): Transition to Renewables as a Challenge for the Industry – the German Energiewende from an Industry Perspective, in: Transition to Renewable Energy Systems, hrsg. v. Detlef Stolten and Viktor Scherer o.O. 2013, S. 67-74.
- Rubashkina, Yana / Galeotti, Marzio / Verdolini, Elena (2015): Environmental regulation and competitiveness: Empirical evidence on the Porter Hypothesis from European manufacturing sectors, in: Energy Policy, Heft 83 2015, S. 288–300.
- Sauer, Dirk Uwe (Hrsg.) (2016): Stromnetze. Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“, in: Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft, Akademieprojekt der Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina / acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften / Union der deutschen Akademien der Wissenschaften, Karlsruhe und Berlin 2016.
- Schubert, Daniel Kurt Josef / Meyer, Thomas / Möst, Dominik (2015): Die Transformation des deutschen Energiesystems aus der Perspektive der Bevölkerung, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 15 2015, S. 49–61.
- Schulze, Mike / Nehler, Henrik / Ottosson, Mikael / Thollander, Patrik (2016): Energy management in industry - a systematic review of previous findings and an integrative conceptual framework, in: Journal of Cleaner Production, Heft 112 2016, S. 3692-3708.
- Statista (2016): Strommarkt in Deutschland - Statista-Dossier, URL: <https://de.statista.com/statistik/studie/id/6724/dokument/stromwirtschaft-in-deutschland-statista-dossier/>, 13.05.2015, 07:16 Uhr.
- Statistisches Bundesamt (2008): Klassifikation der Wirtschaftszweige. Mit Erläuterungen, Wiesbaden 2008.
- Statistisches Bundesamt (2015): Erzeugerpreise gewerblicher Produkte (Inlandsabsatz) 2014, Wiesbaden 2015.
- Sun, Xiaoqi / An, Haizhong / Gao, Xiangyun u.a. (2016): Indirect energy flow between industrial sectors in China: A complex network approach, in: Energy, Heft 94 2016, S. 195-205.
- Ullrich, Sven (2016): Sigmar Gabriel murkst weiter. Warum die EEG-Novelle ihr Ziel verfehlt – ein Kommentar, URL: <http://www.erneuerbareenergien.de/warumdieeeagnovelleihrzielverfehltcommentar/150/436/96520/>, 12.02.2017, 23:15 Uhr.

- Vbw – Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft (2016a): Die Position der vbw zur aktuellen Energiepolitik, URL: <https://www.vbw-bayern.de/vbw/Aktionsfelder/Europa/Umwelt-Energie-und-Klima/Die-Position-der-vbw-zur-aktuellen-Energiepolitik.jsp>, 17.03.2017, 11.13 Uhr.
- Vbw – Vereinigung der bayerischen Wirtschaft (2016b): 5. Monitoring der Energiewende, URL: <https://www.vbw-bayern.de/vbw/Aktionsfelder/Standort/Energie/5.-Monitoring-der-Energiewende-5.jsp>, 02.01.2016, 14:20 Uhr.
- VDI – Gesellschaft Energietechnik (1997): Industriestandort Deutschland - Arbeitsplätze und Energie, Reihe: VDI Berichte, Bd. 1311, Heilbronn 1997.
- VDMA- Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau (2016): Verlässlichkeit in der Energiepolitik erhöhen. Energiewende-Barometer Maschinenbau 2016, URL: https://www.vdma.org/documents/4659543/15991275/1487067836009_VDMA%20Bro-sch%C3%BCre%20EBM%202016.pdf/981f0461-7ddd-4bf3-a2ae-c5e52c09c1a4, 30.02.2017, 12:30 Uhr.
- VIK-Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (2016): Industrielle Energieversorgung, Reihe: VIK Mitteilungen, Bd. 3/16, o.O. 2016.
- Weinhold, Nicole (2016): Kostendebatte. Reformierung der EEG-Umlage - aber wie? URL: <http://www.erneuerbareenergien.de/reformierungdereegumlageaberwie/150/437/98486/>, 23.04.2017, 11:11 Uhr.
- Zimmermann, Fabian / Köse, Ekrem / Reichart, Markus / Weckmann, Sebastian / Sauer, Alexander (2016): Industrie, Kapitel 5, in: Energieeffizienz in Deutschland – eine Metastudie, hrsg. v. A. Sauer und T. Bauernhansl, Wiesbaden 2016, S. 77-172.
- Zipp, Alexander (2016): Markt- und Systemintegration von erneuerbaren Energien im Rahmen der Systemtransformation – Ein Beitrag zur definitorischen Abgrenzung, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 40 2016, S. 233–243.
- Zypries, Brigitte (2017): Rede beim Energy Transition Dialogue im Auswärtigen Amt 2017, URL: <https://www.youtube.com/watch?v=cqjg7yNFmZ0>, 12.05.2017, 21:37 Uhr.

V. Anhang



Anhang - Abbildung 1 10-Punkte-Plan des BMWi, Stand Dezember 2016, abgerufen unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/10-punkte-agenda-energiewende.html>

Jahr	EEG-Umlage	KWK-Umlage		AbLaV-Umlage	Offshore-Umlage		§19-Umlage		KAV-Abgabe	Stromsteuer
		(A) • bis 1 GWh (2016) • bis 100 MWh (bis 2015)	(B) • über 1 GWh (2016) • über 100 MWh (bis 2015)		(A) bis 1 GWh	(B) über 1 GWh	(A) bis 1 GWh	(B) über 1 GWh		
2017	6,88	0,438 ct/kWh		0,006	-0,028	0,038	0,388	0,05	0,11	1,537
2016	6,354	0,445	0,04	-	0,040	0,027	0,378	0,05	0,11	1,537
2015	6,17	0,332	0,051	0,006	-0,051	0,05	0,227	0,05	0,11	1,537
2014	6,24	0,232	0,05	0,009	0,25	0,05	0,187	0,05	0,11	1,537
2013	5,277	0,148	0,051	-	0,25	0,05	0,266	0,05	0,11	1,537
2012	3,592	0,062	0,055	-	-	-	0,129	0,05	0,11	1,537
2011	3,53	0,056	0,04	-	-	-	-	-	0,11	1,537
2010	2,047	0,128	0,05	-	-	-	-	-	0,11	1,23

Anhang - Abbildung 4.32 Umlagenpreise ohne Privilegierung, abgerufen unter <http://www.amprion.net/kunden>

Erzeugungsart	Erzeugungsleistung bis	EEG-2012 in ct/kWh	EEG-2014 ct/kWh	Einspeisevergütung EEG2017	Höchstwert EEG2017 in ct/kWh Ausschreibung	
Biomasse	150 kW	14,3	13,66	13,3	14,9	
	500 kW	12,3	11,78	11,5		
	5 MW	11	10,55	10,3		
	20 MW	6	5,85	5,71		
Windenergie (Land)	Grundwert	4,87	4,95	4,66		
	Anfangswert	8,94	8,9	8,38		
	Beispiele für Referenz-erträge:	Durchschnitt 70%:	8,94	8,94		8,38
		Durchschnitt 100%:	8,14	7,3		6,87
Durchschnitt 130%:		6,79	5,937	5,59		
Windenergie (See): Basismodell	Grundwert	3,5	3,9	3,9	12 (bestehende Anlagen) niedrigsten Gebotswert zum Gebotstermin 1. April 2018 für voruntersuchte	
	Anfangswert (mind. 12 Jahre)	15	15,4	15,4		
Windenergie (See): Stauchungsmodell bis Ende 2019	Grundwert		3,9	3,9	12 (bestehende Anlagen) niedrigsten Gebotswert zum Gebotstermin 1. April 2018 für voruntersuchte	
	Anfangswert (mind. 8 Jahre)		19,4	19,4		
PV Auf Freiflächen, Konversionsflächen, Gebäuden die nicht vorrangig zur Stromerzeugung genutzt werden	bis 10 MW	13,5	9,23	8,91 (bis 750 kW)	8,91	
PV Anlage auf Gebäuden oder Lärmschutzwänden	bis 10 kW	19,5	13,15	12,7	8,91	
	bis 40 kW	18,5	12,8	12,4		
	bis 1 MW	16,5	11,49	11,1		
	bis 10 MW	13,5	9,23			

Anhang - Abbildung 3 Vergütungssätze EEG2012-2017

Teilbereich	Regulierung	EEG2012- Ausgangssituation	EEG2014	Auswirkung auf Faktor	Bewertung	EEG2017	Auswirkung auf Faktor	Bewertung	Verteilungseffekt	
Ausbauziele	Ausbaukorridor Photovoltaik	Zubaukorridor 2.500 MW bis 3.500 MW	Reduzierung auf brutto 2.500 MW/Jahr	EEG- Fördersystem	leicht positiv, fördert die Genauigkeit des Ausbaus der EE und Netze und damit einen effizienteren Einsatz von Fördergeldern, Abbau von Überförderung, Abbau von Überförderung, atmender Deckel verhindert jedoch Verlust von Ausbaupotentialen	unverändert	EEG- Fördersystem	leicht positiv, steuernde Wirkung des Ausschreibungssystems leicht negativ, Länderöffnungsklausel fördert an ineffizienten Standorten		
				staatliche Kosten	leicht positiv, hilft, als direkten Aspekt die EEG- Umlage besser kalkulieren zu können und als indirekten Aspekt die Redispatch-Kosten zu senken		staatliche Kosten	neutral, keine Änderung zu EEG2014		I: negativ, da sich EEG- Umlagenfluss nach Bayern reduziert und EEG- Gesamtsaldo dadurch zurückgeht, schadet dem bayerischen Energiesektor
				Kostenanteil marktbasierend	leicht positiv, durch bessere Anpassung des Ausbaus an vorhandene Stromnetze Reduktion der Netzentgelte		Kostenanteil marktbasierend	leicht negativ, durch Länderöffnungsklausel Förderung unzuverlässigerer Sonnenenergie		
				Versorgungs- sicherheit	leicht positiv, kalkuliert Photovoltaik Ausbau genauer und senkt dadurch Redispatch-Vorgänge		Versorgungs- sicherheit	neutral, keine Änderung zu EEG2014		I: negativ, da Bayern bisher stets von PV- Förderung profitiert hat und PV dort wichtigster Bestandteil des dezentralen Ausbaus ist, der nun womöglich sinkt
				Eigenstrom- erzeugung	leicht negativ, senkt Fördermenge für Anlagen zur Eigenversorgung		Eigenstrom- erzeugung	neutral, da sich Anlagen bis 750 kW nicht an Ausschreibungen beteiligen müssen		II: negativ für große Industriekonzerne, die sich große Freiflächenanlagen leisten könnten und dafür nun im Wettbewerb um Fördermengen sind
	Ausbaukorridor Windkraft an Land	keine Steuerung	netto 2.500 MW/Jahr	EEG- Fördersystem	positiv, fördert die Genauigkeit des Ausbaus der EE und Netze und damit einen effizienteren Einsatz von Fördergeldern, atmender Deckel verhindert Verlust von Ausbaupotentialen	brutto 2.800 MW jährlich	EEG- Fördersystem	leicht positiv, steuernde Wirkung des Ausschreibungssystems; höhere Menge und Wechsel auf brutto heben sich auf		
				staatliche Kosten	leicht positiv, hilft, als direkten Aspekt die EEG- Umlage besser kalkulieren zu können und als indirekten Aspekt die Redispatch-Kosten zu senken		staatliche Kosten	neutral, da höhere Menge und Wechsel auf brutto sich evtl. aufheben		
				Kostenanteil marktbasierend	leicht positiv, durch bessere Anpassung des Ausbaus an vorhandene Stromnetze Reduktion der Netzentgelte		Kostenanteil marktbasierend	neutral, da höhere Menge und Wechsel auf brutto sich evtl. aufheben		
				Versorgungs- sicherheit	leicht positiv, kalkuliert Windkraft-Ausbau genauer und senkt dadurch Redispatch-Vorgänge		Versorgungs- sicherheit	neutral, da höhere Menge und Wechsel auf brutto sich evtl. aufheben		
				Eigenstrom- erzeugung	neutral, da kaum Windkraftanlagen für Eigenstromerzeugung		Eigenstrom- erzeugung	neutral, da kaum Windkraftanlagen für Eigenstromerzeugung		II: negativ für große Industriekonzerne, die sich große Windkraftanlagen leisten könnten und dafür nun im Wettbewerb um Fördermengen sind
	Ausbaukorridor Windkraft auf See	keine Steuerung	gestaffelter Anstieg der Gesamtleistung auf 6.500 MW bis 2020 und 15.000 MW bis 2030	EEG- Fördersystem	neutral, da keine jährliche Ausbaumenge angestrebt wird	unverändert	EEG- Fördersystem	leicht positiv, da über Ausschreibungen Mengen gesteuert werden können		
				staatliche Kosten	neutral, da Effekt auf Ausbau abzuwarten bleibt		staatliche Kosten	neutral, keine Änderung zu EEG2014		
				Kostenanteil marktbasierend	neutral, da Effekt auf Ausbau abzuwarten bleibt		Kostenanteil marktbasierend	neutral, keine Änderung zu EEG2014		
				Versorgungs- sicherheit	neutral, da Effekt auf Ausbau abzuwarten bleibt		Versorgungs- sicherheit	neutral, keine Änderung zu EEG2014		
				Eigenstrom- erzeugung	neutral, keine Seeanlagen für Eigenstrom		Eigenstrom- erzeugung	neutral, keine Änderung zu EEG2014		

Anhang - Abbildung 4-A Bewertung der EEG-Regulierung je Regulierung

Ausbaukorridor Biomasse	keine Steuerung	brutto 100 MW/Jahr	EEG-Fördersystem	leicht positiv, fördert die Genauigkeit des Ausbaus der EE und Netze und damit einen effizienteren Einsatz von Fördergeldern, atmender Deckel verhindert Verlust von Ausbaupotentialen	auf brutto 150 MW jährlich erhöht, ab 2020 auf 200 MW	EEG-Fördersystem	neutral, da Effekt auf Ausbau abzuwarten bleibt und keine Mengensteuerungswirkung, da nur eine Auktion pro Jahr	I: Bayern profitiert, da Haupterzeugungsgebiet für Biomasse, gut für Energiesektor
			staatliche Kosten	leicht positiv, hilft, als direkten Aspekt die EEG-Umlage besser kalkulieren zu können und als indirekten Aspekt die Redispatch-Kosten zu senken		staatliche Kosten	neutral, da Effekt auf Ausbau abzuwarten bleibt	
			Kostenanteil marktbasierend	leicht positiv, durch bessere Anpassung des Ausbaus an vorhandene Stromnetze Reduktion der Netzentgelte		Kostenanteil marktbasierend	neutral, da Effekt auf Ausbau abzuwarten bleibt	
			Versorgungssicherheit	negativ, da Biomasse grundlastfähig, bringt stabile Erzeugung		Versorgungssicherheit	positiv, da Biomasse grundlastfähig, bringt stabile Erzeugung	I: Bayern profitiert, da Haupterzeugungsgebiet für Biomasse
			Eigenstromerzeugung	leicht negativ, senkt Menge vergebener Fördermittel für Anlagen zur Eigenversorgung		Eigenstromerzeugung	leicht positiv, erhöht Menge vergebener Fördermittel für Anlagen zur Eigenversorgung	I: Bayern profitiert, da Haupterzeugungsgebiet für Biomasse und daher v.a. Mittel zur Eigenversorgung für bayerische Gebiete
Übersicht über Erzeugungsmengen und Anzahl der Anlagen	keine Steuerung	Anlagenregister für Erneuerbare Energien	EEG-Fördersystem	positiv, da Überblick über EE-Ausbau	Überführung in Marktstammdatenregister	EEG-Fördersystem	neutral, kein wirklicher Gewinn	
			Versorgungssicherheit	positiv, da BNetzA Überblick über Anlagen für Netzausbau hat		Versorgungssicherheit	leicht positiv, da kombinierter Überblick über EE und konventionelle Erzeuger und Standorte, Effizienzgewinn	
			Eigenstromerzeugung	leicht negativ, da administrativer Aufwand für Industriebetriebe		Eigenstromerzeugung	leicht negativ, da erneut administrativer Aufwand für Industriebetriebe	
grenzübergreifender Ausbau	keine Steuerung	nur Pilotprojekte	EEG-Fördersystem	neutral	bis zu 5% der gesamten Ausschreibungsmenge	EEG-Fördersystem	negativ, verkompliziert die Förderung und führt zu administrativem Mehraufwand, zumal Prinzip der Gegenseitigkeit womöglich nicht zu Effizienzgewinnen führt; dass dadurch EE-Förderung in anderen Ländern angestoßen wird bleibt spekulativ	
			Kostenanteil marktbasierend	neutral		Kostenanteil marktbasierend	leicht negativ, führt evt. zu stärkerem Netzausbau, der womöglich sonst nicht nötig wäre	I: Bayern verliert, da angrenzend an Österreich und Tschechien womöglich starker grenzüberschreitender Netzausbau; dadurch höhere Netzentgelte
			Versorgungssicherheit	neutral		Versorgungssicherheit	negativ, führt zu Verkomplizierung der Versorgung und Importabhängigkeit, da der geförderte Strom danach nach DEU importiert werden muss	I: Bayern verliert, da angrenzend an Österreich und Tschechien womöglich starker grenzüberschreitender Ausbau; dadurch verstärkt Importe
			Eigenstromerzeugung	neutral		Eigenstromerzeugung	negativ, verlagert potentielle Fördermengen ins Ausland	

Anhang - Abbildung 4-B Bewertung der EEG-Regulierung je Regulierung

Fördermechanismus	Förderprinzip	Einspeisevergütung	Direktvermarktung	EEG-Fördersystem	positiv, erster Schritt von politisch festgesetzten Preisen zu Marktprinzip, das theoretisch eine effizientere Allokation der Fördermittel ermöglicht	Auktionsverfahren	EEG-Fördersystem	positiv: <ul style="list-style-type: none"> ermöglicht effizienteren Ausbau durch genauere Mengensteuerung zudem gleichmäßiger Ausbau durch Technologietrennung Sicherheiten verhindern "Scherzgebote" (negativ: <ul style="list-style-type: none"> lange Übergangsfristen für Wind und Biomasse Ponälen können Sicherheiten überschreiten 	I: leicht negativ für Bayern, da bei Biomasse nur ein Ausschreibungstermin pro Jahr; bleibt abzuwarten, ob mehr Termine sinnvoll wären; zudem relativ hohe Sicherheit für Biomasse; sofortiger Ausschreibungsbeginn für PV könnte Ausbau verzögern, da Marktteilnehmer Ergebnisse der Bieterverfahren abwarten; niedrigsten Sicherheiten könnten jedoch Vorteil
				staatliche Kosten	negativ, da zwar Vergütungssätze festgesetzt sind, Börsenpreise jedoch nicht; bei sinkenden Börsenpreisen steigt durch erhöhte Marktprämien entsprechend die EEG-Umlage		staatliche Kosten	positiv, durch das pay-as-bid System unterbieten sich Bewerber für Förderung und senken dadurch die Kosten; zugleich führt der dreigeteilte Fördermechanismus nach Anlagengröße zu Ineffizienz und großzügige Übergangsregelungen für Windenergie-an-Land, Biomasse und Windenergie-auf-See führen erst auf lange Sicht zu niedrigeren Kosten	I: leicht negativ, PV Anlagen beginnen sofort mit Ausschreibungen, daher in Bayern erwartbar weniger EEG-Mittelzufluss und komparativer Nachteil zu nördlichen Bundesländern
				Kostenanteil marktbasierend	positiv, da Netzbetreiber die erwarteten Erzeugungsmengen und Einspeisemengen nicht mehr ausgleichen müssen und weniger administrative Kosten haben, dadurch sinken Netzentgelte		Kostenanteil marktbasierend	leicht positiv, da durch Mengensteuerung Angebotsseite besser beeinflusst werden kann und dadurch Börsenstrompreise sinken können; Voruntersuchungen nach WindSeeG können zudem die Netzentgelte senken	
				Versorgungssicherheit	neutral, keine direkten Auswirkungen		Versorgungssicherheit	leicht positiv, da durch Mengensteuerung durch Auktionen bei Unterversorgung einfach mehr Auktionsmengen ausgeschrieben werden können	
				Eigenstromerzeugung	negativ, Erzeuger müssen sich jetzt selbst um Absatz kümmern		Eigenstromerzeugung	leicht negativ, verkompliziert Verfahren für Förderbeantragung;	II: Vorteil für kleinere Industriebetriebe, die bei festen Einspeisevergütungen bleiben können
Vergütungssätze	Grundprinzip	Einspeisevergütung	Marktprämie	EEG-Fördersystem	leicht negativ, kompliziertere Berechnungsweise	Marktprämie	EEG-Fördersystem	leicht negativ, sinkende Vergütungssätze führen mit der Zeit zu weniger Geboten (belegt durch Pilotausschreibungen) und verschlechtern dadurch die Akteursvielfalt	
				staatliche Kosten	positiv, Degression der Fördersätze bei Überschreiten des atmenden Deckels und technologieintern		staatliche Kosten	leicht negativ, individuell hohe Fördersätze machen EEG-Umlage kaum kalkulierbar	
				Eigenstromerzeugung	leicht negativ, Vergütungssätze sind bei PV für kleine Anlagen im Verhältnis zu größeren Anlagen stärker reduziert worden, was der Dezentralität und damit Eigenversorgung schaden könnte		Eigenstromerzeugung	neutral	II: leicht negativ für kleinere Industriebetriebe mit weniger leistungsstarken Eigenstromerzeugungsanlagen

Anhang - Abbildung 4-C Bewertung der EEG-Regulierung je Regulierung

Windenergie an Land	Grundwert/Anfangswertmodell	Grundwert/Anfangswertmodell mit Referenzertrag	EEG-Fördersystem	leicht negativ, führt durch Referenzertrag zu Ineffizienzen durch stärkerer Förderung windschwächerer Gebiete	Grundwert/Anfangswertmodell mit neuem Referenzertragsmodell	EEG-Fördersystem	leicht negativ, Ineffizienzen erhöhen sich, Genehmigung nach Bundesimmissionsschutzgesetz noch vor Auktion könnte Investoren abschrecken	I: Bayern profitiert als windschwache Region	
			staatliche Kosten	leicht negativ, Referenzertrag führt zu höheren Fördersummen bei niedrigerem Referenzertrag		staatliche Kosten	leicht positiv, außerordentliche Degression 2017 verhindert Vorzieheffekte der Förderung		
			Kostenanteil marktbasierend	neutral		Kostenanteil marktbasierend	leicht positiv, Ausweisung von Netzausbaugeländen verhindert unkoordinierte Förderung an Standorten ohne Netze und senkt dadurch Netzentgelte		
			Versorgungssicherheit	neutral		Versorgungssicherheit	positiv, Ausweisung von Netzausbaugeländen verhindert Netzprobleme		
			Eigenstromerzeugung	neutral		Eigenstromerzeugung	neutral		
Windenergie auf See	Basismodell	Basismodell oder Stauchungsmodell	EEG-Fördersystem	positiv, Stauchungsmodell erhöht Investitionsanreize durch höhere Anfangsförderung		EEG-Fördersystem	neutral		
Photovoltaik	Unterscheidung von Freiflächen und Gebäude-PV	Unterscheidung von Freiflächen und Gebäude-PV	EEG-Fördersystem	neutral	Unterscheidung von Freiflächen und Gebäude-PV	EEG-Fördersystem	leicht negativ, Länderöffnungsklausel führt zu Ineffizienz	I: Länderöffnungsklausel ermöglicht Bau auf Ackerland und benachteiligten Grünflächen, davon profitiert Bayern	
			staatliche Kosten	positiv, 30%-ige Kostenreduktion baut Überförderung ab		staatliche Kosten	leicht negativ, Länderöffnungsklausel macht Förderung teurer durch ineffiziente Anlagen		
			Versorgungssicherheit	leicht positiv, Absenken der Vergütungssätze wirkt Überförderung der Netze durch Dezentralität entgegen		Versorgungssicherheit	neutral		
			Eigenstromerzeugung	negativ, wichtige Form der Eigenstromerzeugung wird durch Reduktion der Vergütungssätze teurer		Eigenstromerzeugung	neutral		
Biomasse	keine Besonderheit	keine Besonderheit	EEG-Fördersystem	neutral	keine Besonderheit	EEG-Fördersystem	leicht negativ, da Bestandsanlagen mit einer Restlaufzeit von unter 8 Jahren erneut an Ausschreibungen teilnehmen können und dadurch erneute Förderung erhalten	I: positiv für Bayern, da dadurch bayerische Standorte gestärkt werden	
			staatliche Kosten	neutral		staatliche Kosten	leicht negativ, da Restlaufzeitverlängerung Kosten erhöht		
negative Strompreise	volle Vergütungssätze	Sonderregelung	staatliche Kosten	positiv, Anlagen muss bei einer Zeit ab 6 Stunden in Folge keine Vergütung gezahlt werden, wenn die Börsenstrompreise negativ sind	Sonderregelung	staatliche Kosten	neutral, keine Änderung zu EEG2014		
			Eigenstromerzeugung	leicht negativ, Eigenerzeugungsanlagen erhalten keine Förderung bei einer Zeit ab 6 Stunden in Folge, wenn die Börsenstrompreise negativ sind		Eigenstromerzeugung	neutral, keine Änderung zu EEG2014		
Eigenstromerzeugung	Umlagenbefreiung	Alle Strommengen des Eigenverbrauchs umlagenbefreit	Staffelungsprinzip	staatliche Kosten	positiv, da Umlagenbefreiung für Eigenverbrauch reduziert wurde; auf 30% der EEG-Umlage erhöht; dadurch sinkt EEG-Umlage	Staffelungsprinzip	staatliche Kosten	leicht positiv, da Umlagenbefreiung für Eigenverbrauch weiter reduziert wurde; auf 40% der EEG-Umlage erhöht; dadurch sinkt EEG-Umlage	
				Eigenstromerzeugung	negativ, da nun auch auf eigenverbrauchten Strom Umlage gezahlt werden muss und dadurch Anreize zur Eigenstromerzeugung sinken		Eigenstromerzeugung	negativ, da Umlagenbefreiung für Eigenverbrauch weiter reduziert wurde; zudem Aufweichung des Bestandsschutzes; zudem kann aus Ausschreibungen geförderter Strom nicht zur Eigenversorgung genutzt werden.	

Anhang - Abbildung 4-D Bewertung der EEG-Regulierung je Regulierung

besondere Ausgleichsregelung	Umlagenbefreiung	jährliche Abnahme von unter 1 GWh und Mindestkostenanteil von unter 14% der Bruttowertschöpfung nicht reduziert	Neuregelung und Verkomplizierung	staatliche Kosten	<p>negativ:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Neufassung der Ausnahmeregelung nach Stromkostenintensität statt Bruttowertschöpfung führte zu abruptem Ende der Befreiung zusätzlicher Abnahmestellen • Zudem leichte Erhöhung der durchschnittlichen, reduzierten Umlage • Streichung des Grünstromprivilegs • Kosten für zertifiziertes Umweltsystem bei Verbrauch über 5 GWh <p>leicht positiv:</p> <ul style="list-style-type: none"> • EEG-Umlage bis 1 GWh steigt durch geringere Befreiungen weniger stark an 	Leichte Modifizierung	staatliche Kosten	leicht positiv, durch die Härtefallregelung für Branche 1 werden wieder höhere Strommengen umlagebefreit	II: kleine Industrieunternehmen mit relativ niedrigem Stromverbrauch aufgrund der Größe aber hoher Stromkostenintensität sind benachteiligt und müssen Befreiungen großer Unternehmen mittragen
				branchenspezifische Kostensituation	negativ, nur noch bestimmte Branchen befreibar; bei besonderen Belastungen von Unternehmen anderer Branchen nur noch Härtefallregelungen möglich; für Branchen der Liste 1 keine Härtefallregelung festgeschrieben, daher bei manchen trotz Übergangsregelungen schnelles Ende der Befreiung, selbst wenn Effizienzmaßnahmen geschuldet		branchenspezifische Kostensituation	leicht positiv, für Unternehmen der Branchenliste 1 wurde ebenfalls Härtefallregelung eingeführt, sodass diese Branchen nicht mehr benachteiligt sind	
				Eigenstromerzeugung	positiv, Unternehmen haben durch die Reduzierung der Umlagenbefreiungsmöglichkeiten einen höheren Anreiz, in Eigenstrom zu investieren		Eigenstromerzeugung	leicht negativ, Unternehmen der Branchenliste 1 erhalten wieder eine stärkere Umlagenbefreiung	

Anhang - Abbildung 4-E Bewertung der EEG-Regulierung je Regulierung

Effizienz des EEG-Fördersystem				
Novelle	Positiv	Leicht positiv	Leicht negativ	negativ
EEG2014	<ul style="list-style-type: none"> • Einführung der Direktvermarktung • Einführung des Ausbaurkorridors für Windenergie an Land • Einführung des Anlagenregisters • Stauchungsmodell für Windenergie auf See 	<ul style="list-style-type: none"> • Reduzierung des Ausbaurkorridors für Photovoltaik • Einführung des Ausbaurkorridors für Biomasse 	<ul style="list-style-type: none"> • Staffelsystem Ausbaurkorridor Windenergie auf See • Unstetige Berechnungsweise der Marktprämie • Ineffizienzen durch Referenzertrag bei Windenergie an Land 	
Ergebnis	4x „++“	2x „+“	3x „-“	
Gesamt	„+“			
EEG2017	<ul style="list-style-type: none"> • Einführung des Auktionsverfahrens 	<p>Ausschreibungsmengen wirken steuernd für</p> <ul style="list-style-type: none"> • Windenergie an Land • Windenergie auf See • Photovoltaik 	<ul style="list-style-type: none"> • Verschlechterung der Akteursvielfalt durch sinkende Vergütungssätze bei Auktionen • Ineffizienzen durch neues Referenzertragsmodell für Windenergie an Land • Erneute Förderung für Biomasseanlagen • Länderöffnungsklausel 	<ul style="list-style-type: none"> • Grenzübergreifender Ausbau
Ergebnis	1x „++“	3x „+“	4x „-“	1x „--“
Gesamt	„+“			

Anhang - Abbildung 5-A Bewertung der EEG-Regulierung je Faktor

Staatliche Kosten				
Novelle	Positiv	Leicht positiv	Leicht negativ	negativ
EEG2014	<ul style="list-style-type: none"> Degression der Fördersätze Abbau Überförderung PV Keine Vergütung für negative Börsenpreise Reduktion Umlagenbefreiung für Eigenstrom 	<ul style="list-style-type: none"> Reduzierung Zubaukorridor Photovoltaik Ausbaukorridor Windenergie an Land Ausbaukorridor Biomasse Aufweichung Bestandsschutz für Eigenstromerzeugung 	<ul style="list-style-type: none"> Einführung Referenzertrag Windenergie an Land Restlaufzeitverlängerung Biomasse 	<ul style="list-style-type: none"> Einführung der Direktvermarktung Neufassung der besonderen Ausgleichsregelung
Ergebnis	4x „++“	3x „+“	2x „-“	2x „--“
Gesamt	„+“			
EEG2017	<ul style="list-style-type: none"> Kostensenkung durch Auktionsverfahren 	<ul style="list-style-type: none"> Außerordentliche Degression Vergütungssätze Windenergie an Land Reduktion Umlagenbefreiung für Eigenstrom 	<ul style="list-style-type: none"> Auktionsabhängige Marktprämie Länderöffnungsklausel Härtefallregelung für Branche 1 der BesAR 	
Ergebnis	1x „++“	2x „+“	2x „-“	
Gesamt	„+“			

Anhang - Abbildung 5-B Bewertung der EEG-Regulierung je Faktor

Kostenanteil marktbasierend				
Novelle	Positiv	Leicht positiv	Leicht negativ	negativ
EEG2014	<ul style="list-style-type: none"> Direktvermarktung 	<ul style="list-style-type: none"> Ausbaukorridor PV Ausbaukorridor Windenergie an Land Ausbaukorridor Biomasse 		
Ergebnis	1x „++“	3x „+“		
Gesamt	„+“			
EEG2017		<ul style="list-style-type: none"> Einfluss Auktionsverfahren auf Angebotsseite Netzausbauggebiete 	<ul style="list-style-type: none"> Grenzübergreifender Ausbau 	
Ergebnis		2x „+“	1x „-“	
Gesamt	„+“			

Anhang - Abbildung 5-C Bewertung der EEG-Regulierung je Faktor

Versorgungssicherheit				
Novelle	Positiv	Leicht positiv	Leicht negativ	negativ
EEG2014	<ul style="list-style-type: none"> Anlagenregister 	<ul style="list-style-type: none"> Ausbaukorridor PV Ausbaukorridor Wind Senkung Vergütungssätze PV 		<ul style="list-style-type: none"> Ausbau-Einschränkung Biomasse
Ergebnis	1x „++“	3x „+“		1x „--“
Gesamt	„+“			
EEG2017	<ul style="list-style-type: none"> Ausbaukorridor Biomasse Netzausbauggebiete 	<ul style="list-style-type: none"> Marktstammdatenregister Mengensteuerung Auktionsverfahren 	<ul style="list-style-type: none"> Länderöffnungsklausel 	<ul style="list-style-type: none"> Grenzübergreifender Ausbau
Ergebnis	2x „++“	2x „+“	1x „-“	1x „--“
Gesamt	„+“			

Anhang - Abbildung 5-D Bewertung der EEG-Regulierung je Faktor

Eigenstromerzeugung				
Novelle	Positiv	Leicht positiv	Leicht negativ	negativ
EEG2014	<ul style="list-style-type: none"> • Änderung der BesAR erhöht Anreiz zur Eigenerzeugung 		<ul style="list-style-type: none"> • Reduzierung Ausbau PV • Ausbaukorridor Biomasse • Anlagenregister • Vergütungsverhältnis große/kleine PV-Anlagen • Keine Vergütung für negative Börsenpreise 	<ul style="list-style-type: none"> • Direktvermarktung • Kostenreduktion PV • Umlagepflicht Eigenverbrauch
Ergebnis	1x „++“		5x „-“	3x „--“
Gesamt	„-“			
EEG2017		<ul style="list-style-type: none"> • Höhere Ausbaumengen Biomasse 	<ul style="list-style-type: none"> • Marktstammdatenregister • Auktionsverfahren • Härtefallregelung BesAR für Branche 1 	<ul style="list-style-type: none"> • Grenzübergreifender Ausbau • Reduktion Umlagenbefreiung und Bestandsschutz
Ergebnis		1x „+“	3x „-“	2x „--“
Gesamt	„-“			

Anhang - Abbildung 5-E Bewertung der EEG-Regulierung je Faktor

Branchenspezifische Kostensituation				
Novelle	Positiv	Leicht positiv	Leicht negativ	negativ
EEG2014				<ul style="list-style-type: none"> • Branchenbezug der BesAR
Ergebnis				1x „--“
Gesamt	„-“			
EEG2017		<ul style="list-style-type: none"> • Härtefallregelung Branche 1 		
Ergebnis		1x „+“		
Gesamt	„+“			

Anhang - Abbildung 5-F Bewertung der EEG-Regulierung je Faktor

Novelle	Faktor Ebene 1	Faktorwert Ebene 1	Raumwerte Aspekte 1-3	Faktor Ebene 0	Faktorwert Ebene 0	Raumwert Aspekt 0
EEG2014	Marktbasierter Strompreisanteil	6	4,72	Agieren am Strommarkt	4,72	5,08
	Portfoliomix	5				
	Eigenstromerzeugung	3,5				
	Staatliche Kosten	6	6	Versorgungssituation	6	
	EEG-Fördersystem	6				
	Versorgungssicherheit	6	4,64	Internationale Konkurrenz	4,64	
	Branchenspezifische Kostensituation	4				
	Internationaler Wettbewerb	5				
Beschäftigungseffekte	5					
EEG2017	Marktbasierter Strompreisanteil	7	4,44	Agieren am Strommarkt	4,44	5,17
	Portfoliomix	5				
	Eigenstromerzeugung	2,5				
	Staatliche Kosten	7	6,46	Versorgungssituation	6,46	
	EEG-Fördersystem	5,5				
	Versorgungssicherheit	7	4,83	Internationale Konkurrenz	4,83	
	Branchenspezifische Kostensituation	4,5				
	Internationaler Wettbewerb	5				
Beschäftigungseffekte	5					

Anhang - Abbildung 6 Rechnerische Gesamtbewertung

Laufende Nummer	WZ 2008 ¹ Code	WZ 2008 - Bezeichnung (a. n. g. = anderweitig nicht genannt)	Liste 1	Liste 2
1.	510	Steinkohlenbergbau	X	
2.	610	Gewinnung von Erdöl		X
3.	620	Gewinnung von Erdgas		X
4.	710	Eisenerzbergbau		X
5.	729	Sonstiger NE-Metallerzbergbau	X	
6.	811	Gewinnung von Naturwerksteinen und Natursteinen, Kalk- und Gipsstein, Kreide und Schiefer	X	
7.	812	Gewinnung von Kies, Sand, Ton und Kaolin		X
8.	891	Bergbau auf chemische und Düngemittelminerale	X	
9.	893	Gewinnung von Salz	X	
10.	899	Gewinnung von Steinen und Erden a. n. g.	X	
11.	1011	Schlachten (ohne Schlachten von Geflügel)		X
12.	1012	Schlachten von Geflügel		X
13.	1013	Fleischverarbeitung		X
14.	1020	Fischverarbeitung		X
15.	1031	Kartoffelverarbeitung		X
16.	1032	Herstellung von Frucht- und Gemüse-säften	X	
17.	1039	Sonstige Verarbeitung von Obst und Gemüse	X	
18.	1041	Herstellung von Ölen und Fetten (ohne Margarine u. ä. Nahrungsfette)	X	
19.	1042	Herstellung von Margarine u. ä. Nahrungsfetten		X
20.	1051	Milchverarbeitung (ohne Herstellung von Speiseeis)		X
21.	1061	Mahl- und Schälmaschinen		X
22.	1062	Herstellung von Stärke und Stärkeerzeugnissen	X	
23.	1072	Herstellung von Dauerbackwaren		X
24.	1073	Herstellung von Teigwaren		X
25.	1081	Herstellung von Zucker		X
26.	1082	Herstellung von Süßwaren (ohne Dauerbackwaren)		X
27.	1083	Verarbeitung von Kaffee und Tee, Herstellung von Kaffee-Ersatz		X
28.	1084	Herstellung von Würzmitteln und Soßen		X
29.	1085	Herstellung von Fertiggerichten		X
30.	1086	Herstellung von homogenisierten und diätetischen Nahrungsmitteln		X
31.	1089	Herstellung von sonstigen Nahrungsmitteln a. n. g.		X
32.	1091	Herstellung von Futtermitteln für Nutztiere		X
33.	1092	Herstellung von Futtermitteln für sonstige Tiere		X
34.	1101	Herstellung von Spirituosen		X
35.	1102	Herstellung von Traubenwein		X
36.	1103	Herstellung von Apfelwein und anderen Fruchtweinen		X
37.	1104	Herstellung von Wermutwein und sonstigen aromatisierten Weinen	X	
38.	1105	Herstellung von Bier		X
39.	1106	Herstellung von Malz	X	
40.	1107	Herstellung von Erfrischungsgetränken; Gewinnung natürlicher Mineralwässer		X
41.	1200	Tabakverarbeitung		X
42.	1310	Spinnstoffaufbereitung und Spinnerei	X	
43.	1320	Weberei	X	

Anhang - Abbildung 7-A Branchenliste der BesAR

Laufende Nummer	WZ 2008 ¹ Code	WZ 2008 - Bezeichnung (a. n. g. = anderweitig nicht genannt)	Liste 1	Liste 2
44.	1391	Herstellung von gewirktem und gestricktem Stoff		X
45.	1392	Herstellung von konfektionierten Textilwaren (ohne Bekleidung)		X
46.	1393	Herstellung von Teppichen		X
47.	1394	Herstellung von Seilerwaren	X	
48.	1395	Herstellung von Vliesstoff und Erzeugnissen daraus (ohne Bekleidung)	X	
49.	1396	Herstellung von technischen Textilien		X
50.	1399	Herstellung von sonstigen Textilwaren a. n. g.		X
51.	1411	Herstellung von Lederbekleidung	X	
52.	1412	Herstellung von Arbeits- und Berufsbekleidung		X
53.	1413	Herstellung von sonstiger Oberbekleidung		X
54.	1414	Herstellung von Wäsche		X
55.	1419	Herstellung von sonstiger Bekleidung und Bekleidungszubehör a. n. g.		X
56.	1420	Herstellung von Pelzwaren		X
57.	1431	Herstellung von Strumpfwaren		X
58.	1439	Herstellung von sonstiger Bekleidung aus gewirktem und gestricktem Stoff		X
59.	1511	Herstellung von Leder und Lederfaserstoff; Zurichtung und Färben von Fellen		X
60.	1512	Lederverarbeitung (ohne Herstellung von Lederbekleidung)		X
61.	1520	Herstellung von Schuhen		X
62.	1610	Säge-, Hobel- und Holzimprägnierwerke	X	
63.	1621	Herstellung von Furnier-, Sperrholz-, Holzfaser- und Holzspanplatten	X	
64.	1622	Herstellung von Parketttafeln		X
65.	1623	Herstellung von sonstigen Konstruktionsteilen, Fertigbauteilen, Ausbauelementen und Fertigteilbauten aus Holz		X
66.	1624	Herstellung von Verpackungsmitteln, Lagerbehältern und Ladungsträgern aus Holz		X
67.	1629	Herstellung von Holzwaren a. n. g., Kork-, Flecht- und Korbwaren (ohne Möbel)		X
68.	1711	Herstellung von Holz- und Zellstoff	X	
69.	1712	Herstellung von Papier, Karton und Pappe	X	
70.	1721	Herstellung von Wellpapier und -pappe sowie von Verpackungsmitteln aus Papier, Karton und Pappe		X
71.	1722	Herstellung von Haushalts-, Hygiene- und Toilettenartikeln aus Zellstoff, Papier und Pappe	X	
72.	1723	Herstellung von Schreibwaren und Bürobedarf aus Papier, Karton und Pappe		X
73.	1724	Herstellung von Tapeten		X
74.	1729	Herstellung von sonstigen Waren aus Papier, Karton und Pappe		X
75.	1813	Druck- und Mediovorstufe		X
76.	1910	Kokerei		X
77.	1920	Mineralölverarbeitung	X	
78.	2011	Herstellung von Industriegasen	X	
79.	2012	Herstellung von Farbstoffen und Pigmenten	X	
80.	2013	Herstellung von sonstigen anorganischen Grundstoffen und Chemikalien	X	

Anhang - Abbildung 7-B Branchenliste der BesAR

Laufende Nummer	WZ 2008 ¹ Code	WZ 2008 - Bezeichnung (a. n. g. = anderweitig nicht genannt)	Liste 1	Liste 2
81.	2014	Herstellung von sonstigen organischen Grundstoffen und Chemikalien	X	
82.	2015	Herstellung von Düngemitteln und Stickstoffverbindungen	X	
83.	2016	Herstellung von Kunststoffen in Primärformen	X	
84.	2017	Herstellung von synthetischem Kautschuk in Primärformen	X	
85.	2020	Herstellung von Schädlingsbekämpfungsmitteln, Pflanzenschutz- und Desinfektionsmitteln		X
86.	2030	Herstellung von Anstrichmitteln, Druckfarben und Kittungen		X
87.	2041	Herstellung von Seifen, Wasch-, Reinigungs- und Poliermitteln		X
88.	2042	Herstellung von Körperpflegemitteln und Duftstoffen		X
89.	2051	Herstellung von pyrotechnischen Erzeugnissen		X
90.	2052	Herstellung von Klebstoffen		X
91.	2053	Herstellung von ätherischen Ölen		X
92.	2059	Herstellung von sonstigen chemischen Erzeugnissen a. n. g.		X
93.	2060	Herstellung von Chemiefasern	X	
94.	2110	Herstellung von pharmazeutischen Grundstoffen	X	
95.	2120	Herstellung von pharmazeutischen Spezialitäten und sonstigen pharmazeutischen Erzeugnissen		X
96.	2211	Herstellung und Runderneuerung von Bereifungen		X
97.	2219	Herstellung von sonstigen Gummiwaren		X
98.	2221	Herstellung von Platten, Folien, Schläuchen und Profilen aus Kunststoffen	X	
99.	2222	Herstellung von Verpackungsmitteln aus Kunststoffen	X	
100.	2223	Herstellung von Baubedarfsartikeln aus Kunststoffen		X
101.	2229	Herstellung von sonstigen Kunststoffwaren		X
102.	2311	Herstellung von Flachglas	X	
103.	2312	Veredlung und Bearbeitung von Flachglas	X	
104.	2313	Herstellung von Hohlglas	X	
105.	2314	Herstellung von Glasfasern und Waren daraus	X	
106.	2319	Herstellung, Veredlung und Bearbeitung von sonstigem Glas einschließlich technischen Glaswaren	X	
107.	2320	Herstellung von feuerfesten keramischen Werkstoffen und Waren	X	
108.	2331	Herstellung von keramischen Wand- und Bodenfliesen und -platten	X	
109.	2332	Herstellung von Ziegeln und sonstiger Baukeramik	X	
110.	2341	Herstellung von keramischen Haushaltswaren und Ziergegenständen		X
111.	2342	Herstellung von Sanitärkeramik	X	
112.	2343	Herstellung von Isolatoren und Isolierteilen aus Keramik	X	
113.	2344	Herstellung von keramischen Erzeugnissen für sonstige technische Zwecke		X
114.	2349	Herstellung von sonstigen keramischen Erzeugnissen	X	
115.	2351	Herstellung von Zement	X	
116.	2352	Herstellung von Kalk und gebranntem Gips	X	
117.	2362	Herstellung von Gipszeugnissen für den Bau		X
118.	2365	Herstellung von Faserzementwaren		X

Anhang - Abbildung 7-C Branchenliste der BesAR

Laufende Nummer	WZ 2008 ¹ Code	WZ 2008 - Bezeichnung (a. n. g. = anderweitig nicht genannt)	Liste 1	Liste 2
119.	2369	Herstellung von sonstigen Erzeugnissen aus Beton, Zement und Gips a. n. g.		X
120.	2370	Be- und Verarbeitung von Naturwerksteinen und Natursteinen a. n. g.		X
121.	2391	Herstellung von Schleifkörpern und Schleifmitteln auf Unterlage		X
122.	2399	Herstellung von sonstigen Erzeugnissen aus nichtmetallischen Mineralien a. n. g.	X	
123.	2410	Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen	X	
124.	2420	Herstellung von Stahlrohren, Rohrform-, Rohrverschluss- und Rohrverbindungsstücken aus Stahl	X	
125.	2431	Herstellung von Blankstahl	X	
126.	2432	Herstellung von Kaltband mit einer Breite von weniger als 600 mm	X	
127.	2433	Herstellung von Kaltprofilen		X
128.	2434	Herstellung von kaltgezogenem Draht	X	
129.	2441	Erzeugung und erste Bearbeitung von Edelmetallen	X	
130.	2442	Erzeugung und erste Bearbeitung von Aluminium	X	
131.	2443	Erzeugung und erste Bearbeitung von Blei, Zink und Zinn	X	
132.	2444	Erzeugung und erste Bearbeitung von Kupfer	X	
133.	2445	Erzeugung und erste Bearbeitung von sonstigen NE-Metallen	X	
134.	2446	Aufbereitung von Kernbrennstoffen	X	
135.	2451	Eisengießereien	X	
136.	2452	Stahlgießereien	X	
137.	2453	Leichtmetallgießereien	X	
138.	2454	Buntmetallgießereien	X	
139.	2511	Herstellung von Metallkonstruktionen		X
140.	2512	Herstellung von Ausbauelementen aus Metall		X
141.	2521	Herstellung von Heizkörpern und -kesseln für Zentralheizungen		X
142.	2529	Herstellung von Sammelbehältern, Tanks u. ä. Behältern aus Metall		X
143.	2530	Herstellung von Dampfkesseln (ohne Zentralheizungskessel)		X
144.	2540	Herstellung von Waffen und Munition		X
145.	2550	Herstellung von Schmiede-, Press-, Zieh- und Stanzteilen, gewalzten Ringen und pulvermetallurgischen Erzeugnissen		X
146.	2561	Oberflächenveredlung und Wärmebehandlung		X
147.	2571	Herstellung von Schneidwaren und Bestecken aus unedlen Metallen		X
148.	2572	Herstellung von Schlössern und Beschlägen aus unedlen Metallen		X
149.	2573	Herstellung von Werkzeugen		X
150.	2591	Herstellung von Fässern, Trommeln, Dosen, Eimern u. ä. Behältern aus Metall		X
151.	2592	Herstellung von Verpackungen und Verschlüssen aus Eisen, Stahl und NE-Metall		X
152.	2593	Herstellung von Drahtwaren, Ketten und Federn		X
153.	2594	Herstellung von Schrauben und Nieten		X
154.	2599	Herstellung von sonstigen Metallwaren a. n. g.		X
155.	2611	Herstellung von elektronischen Bauelementen	X	
156.	2612	Herstellung von bestückten Leiterplatten		X

Laufende Nummer	WZ 2008 ¹ Code	WZ 2008 - Bezeichnung (a. n. g. = anderweitig nicht genannt)	Liste 1	Liste 2
157.	2620	Herstellung von Datenverarbeitungsgeräten und peripheren Geräten		X
158.	2630	Herstellung von Geräten und Einrichtungen der Telekommunikationstechnik		X
159.	2640	Herstellung von Geräten der Unterhaltungselektronik		X
160.	2651	Herstellung von Mess-, Kontroll-, Navigations- u. ä. Instrumenten und Vorrichtungen		X
161.	2652	Herstellung von Uhren		X
162.	2660	Herstellung von Bestrahlungs- und Elektrotherapiegeräten und elektromedizinischen Geräten		X
163.	2670	Herstellung von optischen und fotografischen Instrumenten und Geräten		X
164.	2680	Herstellung von magnetischen und optischen Datenträgern	X	
165.	2711	Herstellung von Elektromotoren, Generatoren und Transformatoren		X
166.	2712	Herstellung von Elektrizitätsverteilungs- und -schalteinrichtungen		X
167.	2720	Herstellung von Batterien und Akkumulatoren	X	
168.	2731	Herstellung von Glasfaserkabeln		X
169.	2732	Herstellung von sonstigen elektronischen und elektrischen Drähten und Kabeln		X
170.	2733	Herstellung von elektrischem Installationsmaterial		X
171.	2740	Herstellung von elektrischen Lampen und Leuchten		X
172.	2751	Herstellung von elektrischen Haushaltsgeräten		X
173.	2752	Herstellung von nicht elektrischen Haushaltsgeräten		X
174.	2790	Herstellung von sonstigen elektrischen Ausrüstungen und Geräten a. n. g.		X
175.	2811	Herstellung von Verbrennungsmotoren und Turbinen (ohne Motoren für Luft- und Straßenfahrzeuge)		X
176.	2812	Herstellung von hydraulischen und pneumatischen Komponenten und Systemen		X
177.	2813	Herstellung von Pumpen und Kompressoren a. n. g.		X
178.	2814	Herstellung von Armaturen a. n. g.		X
179.	2815	Herstellung von Lagern, Getrieben, Zahnrädern und Antriebselementen		X
180.	2821	Herstellung von Öfen und Brennern		X
181.	2822	Herstellung von Hebezeugen und Fördermitteln		X
182.	2823	Herstellung von Büromaschinen (ohne Datenverarbeitungsgeräte und periphere Geräte)		X
183.	2824	Herstellung von handgeführten Werkzeugen mit Motorantrieb		X
184.	2825	Herstellung von kälte- und lufttechnischen Erzeugnissen, nicht für den Haushalt		X
185.	2829	Herstellung von sonstigen nicht wirtschaftszweigspezifischen Maschinen a. n. g.		X
186.	2830	Herstellung von land- und forstwirtschaftlichen Maschinen		X
187.	2841	Herstellung von Werkzeugmaschinen für die Metallbearbeitung		X
188.	2849	Herstellung von sonstigen Werkzeugmaschinen		X
189.	2891	Herstellung von Maschinen für die Metallerzeugung, von Walzwerkseinrichtungen und Gießmaschinen		X

Laufende Nummer	WZ 2008 ¹ Code	WZ 2008 - Bezeichnung (a. n. g. = anderweitig nicht genannt)	Liste 1	Liste 2
190.	2892	Herstellung von Bergwerks-, Bau- und Baustoffmaschinen		X
191.	2893	Herstellung von Maschinen für die Nahrungs- und Genussmittelerzeugung und die Tabakverarbeitung		X
192.	2894	Herstellung von Maschinen für die Textil- und Bekleidungsherstellung und die Lederverarbeitung		X
193.	2895	Herstellung von Maschinen für die Papiererzeugung und -verarbeitung		X
194.	2896	Herstellung von Maschinen für die Verarbeitung von Kunststoffen und Kautschuk		X
195.	2899	Herstellung von Maschinen für sonstige bestimmte Wirtschaftszweige a. n. g.		X
196.	2910	Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenmotoren		X
197.	2920	Herstellung von Karosserien, Aufbauten und Anhängern		X
198.	2931	Herstellung elektrischer und elektronischer Ausrüstungsgegenstände für Kraftwagen		X
199.	2932	Herstellung von sonstigen Teilen und sonstigem Zubehör für Kraftwagen		X
200.	3011	Schiffbau (ohne Boots- und Yachtbau)		X
201.	3012	Boots- und Yachtbau		X
202.	3020	Schienenfahrzeugbau		X
203.	3030	Luft- und Raumfahrzeugbau		X
204.	3040	Herstellung von militärischen Kampffahrzeugen		X
205.	3091	Herstellung von Krafträdern		X
206.	3092	Herstellung von Fahrrädern sowie von Behindertenfahrzeugen		X
207.	3099	Herstellung von sonstigen Fahrzeugen a. n. g.		X
208.	3101	Herstellung von Büro- und Ladenmöbeln		X
209.	3102	Herstellung von Küchenmöbeln		X
210.	3103	Herstellung von Matratzen		X
211.	3109	Herstellung von sonstigen Möbeln		X
212.	3211	Herstellung von Münzen		X
213.	3212	Herstellung von Schmuck, Gold- und Silberschmiedewaren (ohne Fantasieschmuck)		X
214.	3213	Herstellung von Fantasieschmuck		X
215.	3220	Herstellung von Musikinstrumenten		X
216.	3230	Herstellung von Sportgeräten		X
217.	3240	Herstellung von Spielwaren		X
218.	3250	Herstellung von medizinischen und zahnmedizinischen Apparaten und Materialien		X
219.	3291	Herstellung von Besen und Bürsten		X
220.	3299	Herstellung von sonstigen Erzeugnissen a. n. g.	X	
221.	3832	Rückgewinnung sortierter Werkstoffe	X	

Anhang - Abbildung 7-F Branchenliste der BesAR

VI. Anhangverzeichnis

Anhang - Abbildung 1 10-Punkte-Plan des BMWi, Stand Dezember 2016.....	VIII
Anhang - Abbildung 2 Umlagenpreise ohne Privilegierung.....	VIII
Anhang - Abbildung 3 Vergütungssätze EEG2012-2017.....	IX
Anhang - Abbildung 4-A Bewertung der EEG-Regulierung je Regulierung.....	X
Anhang - Abbildung 4-B Bewertung der EEG-Regulierung je Regulierung.....	XI
Anhang - Abbildung 4-C Bewertung der EEG-Regulierung je Regulierung.....	XII
Anhang - Abbildung 4-D Bewertung der EEG-Regulierung je Regulierung.....	XXIII
Anhang - Abbildung 4-E Bewertung der EEG-Regulierung je Regulierung.....	XIV
Anhang - Abbildung 5-A Bewertung der EEG-Regulierung je Faktor.....	XIV
Anhang - Abbildung 5-B Bewertung der EEG-Regulierung je Faktor.....	XV
Anhang - Abbildung 5-C Bewertung der EEG-Regulierung je Faktor.....	XV
Anhang - Abbildung 5-D Bewertung der EEG-Regulierung je Faktor.....	XV
Anhang - Abbildung 5-E Bewertung der EEG-Regulierung je Faktor.....	XVI
Anhang - Abbildung 5-F Bewertung der EEG-Regulierung je Faktor.....	XVI
Anhang - Abbildung 6 Rechnerische Gesamtbewertung.....	XVI
Anhang - Abbildung 7-A Branchenliste der BesAR.....	XVII
Anhang - Abbildung 7-B Branchenliste der BesAR.....	XXVIII
Anhang - Abbildung 7-C Branchenliste der BesAR.....	XIX
Anhang - Abbildung 7-D Branchenliste der BesAR.....	XX
Anhang - Abbildung 7-E Branchenliste der BesAR.....	XXI
Anhang - Abbildung 7-F Branchenliste der BesAR.....	XXII