

Planung und Regulierung von Energieversorgungs- netzen



Bericht von Robert Mieth, Richard Weinhold, Clemens Gerbaulet, Christian von Hirschhausen und Claudia Kemfert

**Stromnetze und Klimaschutz:
Neue Prämissen für die Netzplanung** 91

Interview mit Christian von Hirschhausen

**»Neuer Szenariorahmen mit CO₂-Emissionsreduktionszielen
und weniger Braunkohle«** 97

Bericht von Astrid Cullmann, Nicola Dehnen, Maria Nieswand und Ferdinand Pavel

**Keine Investitionshemmnisse in Elektrizitäts- und
Gasverteilnetze durch Anreizregulierung** 98

Am aktuellen Rand Kommentar von Alexander Kritikós

Griechenland – Troika: Spiel vorzeitig abgebrochen? 108



DIW Berlin – Deutsches Institut
für Wirtschaftsforschung e.V.
Mohrenstraße 58, 10117 Berlin
T +49 30 897 89 -0
F +49 30 897 89 -200
82. Jahrgang
4. Februar 2015

Herausgeber

Prof. Dr. Pio Baake
Prof. Dr. Tomaso Duso
Dr. Ferdinand Fichtner
Prof. Marcel Fratzscher, Ph.D.
Prof. Dr. Peter Haan
Prof. Dr. Claudia Kemfert
Dr. Kati Krähnert
Prof. Karsten Neuhoﬀ, Ph.D.
Prof. Dr. Jürgen Schupp
Prof. Dr. C. Katharina Spieß
Prof. Dr. Gert G. Wagner

Chefredaktion

Sabine Fiedler
Dr. Kurt Geppert

Redaktion

Renate Bogdanovic
Andreas Harasser
Sebastian Kollmann
Dr. Claudia Lambert
Marie Kristin Marten
Dr. Anika Rasner
Dr. Wolf-Peter Schill

Lektorat

Helene Naegele
Prof. Dr. Karsten Neuhoﬀ
Dr. Sophia Rüster

Pressestelle

Renate Bogdanovic
Tel. +49-30-89789-249
presse@diw.de

Vertrieb

DIW Berlin Leserservice
Postfach 74
77649 Offenburg
leserservice@diw.de
Tel. (01806) 14 00 50 25
20 Cent pro Anruf
ISSN 0012-1304

Gestaltung

Edenspiekermann

Satz

eScriptum GmbH & Co KG, Berlin

Druck

USE gGmbH, Berlin

Nachdruck und sonstige Verbreitung –
auch auszugsweise – nur mit Quellen-
angabe und unter Zusendung eines
Belegexemplars an die Serviceabteilung
Kommunikation des DIW Berlin
(kundenservice@diw.de) zulässig.

Gedruckt auf 100 % Recyclingpapier.



Der DIW Wochenbericht wirft einen unabhängigen Blick auf die Wirtschaftsentwicklung in Deutschland und der Welt. Er richtet sich an die Medien sowie an Führungskräfte in Politik, Wirtschaft und Gesellschaft. Wenn Sie sich für ein Abonnement interessieren, können Sie zwischen den folgenden Optionen wählen:

Standard-Abo: 179,90 Euro im Jahr (inkl. MwSt. und Versand).

Studenten-Abo: 49,90 Euro.

Probe-Abo: 14,90 Euro für sechs Hefte.

Bestellungen richten Sie bitte an leserservice@diw.de oder den DIW Berlin Leserservice, Postfach 74, 77649 Offenburg; Tel. (01806) 14 00 50 25, 20 Cent/Anruf aus dem dt. Festnetz, 60 Cent maximal/Anruf aus dem Mobilnetz. Abbestellungen von Abonnements spätestens sechs Wochen vor Laufzeitende

NEWSLETTER DES DIW BERLIN



Der DIW Newsletter liefert Ihnen wöchentlich auf Ihre Interessen zugeschnittene Informationen zu Forschungsergebnissen, Publikationen, Nachrichten und Veranstaltungen des Instituts: Wählen Sie bei der Anmeldung die Themen und Formate aus, die Sie interessieren. Ihre Auswahl können Sie jederzeit ändern, oder den Newsletter abbestellen. Nutzen Sie hierfür bitte den entsprechenden Link am Ende des Newsletters.

>> Hier Newsletter des DIW Berlin abonnieren: www.diw.de/newsletter

NACHRICHTEN AUS DEM DIW BERLIN

+++ Jule Specht, Juniorprofessorin an der Freien Universität Berlin und Research Fellow am Sozio-oekonomischen Panel des DIW Berlin, ist mit dem Berliner Wissenschaftspreis 2014 für Nachwuchswissenschaftler ausgezeichnet worden. Specht untersucht die Entwicklung der Persönlichkeit über die Lebensspanne, insbesondere im hohen Alter. Zu diesem Thema verfasste sie bereits ihre Promotion und leitet seit 2012 ein Netzwerk der Deutschen Forschungsgemeinschaft zur Persönlichkeitsentwicklung im Erwachsenenalter. Der Berliner Wissenschaftspreis für Nachwuchswissenschaftler wird seit 2008 vom Regierenden Bürgermeister für in Berlin entstandene hervorragende Leistungen in Wissenschaft und Forschung verliehen und ist mit 10.000 Euro dotiert. Weitere Informationen und ein Video-Interview mit Jule Specht gibt es online.



+++ Gerd Billen, Staatssekretär im Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, sprach am 22. Januar im Rahmen des Berlin Lunchtime Meetings über neue Instrumente in der Verbraucherpolitik am Beispiel des sogenannten Finanzmarktwächters. Einen Rückblick mit Fotos finden Sie online.



+++ Die jährlich im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur vom DIW Berlin erarbeitete verkehrsstatische Datengrundlage wird im Taschenbuch „Verkehr in Zahlen“ veröffentlicht. Die aktuelle Ausgabe 2014/2015 steht nun zum kostenlosen Download bereit.



Stromnetze und Klimaschutz: Neue Prämissen für die Netzplanung

Von Robert Mieth, Richard Weinhold, Clemens Gerbaulet, Christian von Hirschhausen und Claudia Kemfert

Netzoptimierung, -verstärkung und -ausbau spielen eine wichtige Rolle für die Entwicklung des Stromsystems. Aufgrund der vorausschauenden Planung der Übertragungsnetzbetreiber sowie großzügiger finanzieller Anreize beim Netzausbau hat sich das Stromnetz bis heute nicht als Engpass für die Energiewende entwickelt. Die bisherige Netzausbauplanung berücksichtigte bereits Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien, den Atomausstieg sowie den Europäischen Emissionshandel. Jetzt wurden erstmals Szenarien aufgenommen, in denen die deutschen Klimaschutzziele für den Stromsektor explizit enthalten sind. Demnach müssen die CO₂ Emissionen des Kraftwerksparks von 317 Millionen Tonnen im Jahr 2013 auf 187 Millionen Tonnen bis 2025 und 134 Millionen Tonnen bis 2035 zurückgeführt werden. Der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegte Entwurf des Szenariorahmens sah im Vergleich zur letztjährigen Fassung eine erhebliche Steigerung der Braunkohlekapazitäten vor. Im Gegensatz dazu enthält die nun von der Bundesnetzagentur genehmigte Fassung je nach Szenario eine gegenüber dem Entwurf um fünf bis sieben Gigawatt reduzierte Erzeugungsleistung von Braunkohlekraftwerken.

Die Entwicklung der deutschen Stromübertragungsnetze wird seit dem Jahr 2011 in einem neu strukturierten Verfahren geplant. Dieser iterative Prozess besteht aus einem Zusammenspiel zwischen Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur (BNetzA), unter der regelmäßigen Durchführung von öffentlichen Konsultationsverfahren.¹ Jährlich wird ein Netzentwicklungsplan (NEP) erstellt, der spätestens alle drei Jahre die Grundlage für das Bundesbedarfsplangesetz bildet. Grundlage dieses Prozesses ist der Entwurf eines Szenariorahmens durch die Netzbetreiber, der verschiedene Szenarien zur Entwicklung der Stromerzeugungsleistung unterschiedlicher Technologien und der Nachfrage für einen Zeitraum von zehn bis 20 Jahren enthält. Obwohl die Transparenz dieses Prozesses gegenüber früheren Netzplanungsverfahren gestärkt wurde, wird auch Kritik geübt.

Die Berücksichtigung von Klimaschutzzielen bei der Netzentwicklungsplanung wurde zuletzt kontrovers diskutiert. Die Autoren dieses Berichts haben sich dabei frühzeitig dafür ausgesprochen, dass der Netzausbau nicht nur der Systemsicherheit sondern auch dem Klimaschutz dienen sollte.²

Bereits bisher wurden Ausbauziele für erneuerbare Energien und ein – jedoch moderater – Zertifikatspreis aus dem Europäischen Emissionshandel (ETS) in der Netzentwicklungsplanung berücksichtigt.³ Im aktuellen

¹ Vgl. zur Darstellung des Verfahrens den Kasten „Neuer institutioneller Rahmen der Netzplanung“ in Gerbaulet, C. et al. (2013): Netzsituation in Deutschland bleibt stabil. DIW Wochenbericht Nr. 20+21/2013, 4.

² Vgl. die gemeinsame Stellungnahme von DIW Berlin und Lehrstuhl für Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik TU Berlin, Ihlenburg, R. et al. (2014): Stellungnahme zum Szenariorahmen 2025 des Netzentwicklungsplan Strom 2015. Vom 30. April 2014, Berlin; sowie Jarass, L. (2013): Stromnetzausbau für erneuerbare Energien erforderlich oder für unnötige Kohlestromeinspeisung? EWeRK, Zeitschrift für Energie- und Wettbewerbsrecht, Heft 6/2013. Für eine ähnliche Argumentation vgl. Flachsbarth, F. et al. (2014): Ein Netz für die heutige Welt oder für die Welt von morgen? Kommentierung des NEP Szenariorahmens 2015, Freiburg, Öko-Institut, 23. Juni 2014.

³ Aktuell wird eine Reform des Europäischen Emissionshandels im Europäischen Parlament diskutiert, aufbauend auf einem Vorschlag der EU-Kommission und nach Zustimmung des Rats vom Oktober 2014.

Szenariorahmen 2015, der am 19. Dezember 2014 von der BNetzA genehmigt wurde, sind nun zum ersten Mal Szenarien enthalten, die die CO₂-Emissionsreduktionsziele der Bundesregierung für den Stromsektor explizit enthalten. Zudem wird gegenüber früheren Planungen ein schnellerer Braunkohleausstieg angenommen. Die von der Bundesnetzagentur vorgenommenen Anpassungen sind im Kontext der aktuellen klimapolitischen Debatte zu sehen. Die Bundesregierung hat sich zuletzt erneut zur Erreichung des deutschen Minderungsziels für Treibhausgasemissionen von minus 40 Prozent gegenüber dem Basisjahr 1990 bekannt. Im Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 wurde dem Stromsektor ein konkretes Reduktionsziel vorgeschrieben, welches bis 2020 durch eine noch festzulegende Methode erreicht werden muss.⁴

Netzausbau bisher kein Engpass für die Energiewende

Im Rahmen der Netzentwicklungsplanung wird vielfach geäußert, dass das Tempo des Netzausbaus das Tempo der Energiewende bestimme.⁵ Aktuelle Studien sowie die von der BNetzA genannten Zahlen zeigen, dass dies bisher nicht der Fall ist.⁶ Erstens schreiten Netzoptimierung, -verstärkung und -ausbau kontinuierlich voran.⁷ Sowohl Netzerweiterungen (Neu- und Zusatzbeseilung) als auch Netzausbauten in bestehenden und neuen Trassen erfuhren in der Vergangenheit keine starken Verzögerungen. Viele weitere Leitungsabschnitte sind in einem fortgeschrittenen Stadium der Projektierung und werden in naher Zukunft fertig gestellt werden.⁸ Somit ist der Netzausbau dem Zeitplan zwar leicht hinterher, stellt aber auf absehbare Zeit keinen Engpass für die Energiewende dar.

Zweitens ist das deutsche Verbundnetz aufgrund seiner historischen Entwicklung in den letzten Jahrzehnten bereits stark ausgebaut worden; dadurch sind – trotz des Atomausstieges und einem zunehmenden Ausbau erneuerbarer Energien – die erforderlichen Leistungsanpassungen zur Vermeidung von Netzengpässen (Redispatch) in Deutschland bisher insgesamt gering

geblieben. Allerdings sind auch Nachbarländer über Ringflüsse betroffen.

Im Jahr 2013 summierten sich die Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber in den Kraftwerksbetrieb (Redispatch) auf 4,4 Terawattstunden;⁹ dies entspricht weniger als einem Prozent der insgesamt in diesem Jahr in Deutschland erzeugten Strommenge. Die Zahl beinhaltet sowohl strom- als auch spannungsbedingte Maßnahmen sowie die getätigten Gegengeschäfte. Die Maßnahmen verteilten sich auf 232 Tage des Jahres 2013 und hatten eine kumulierte Gesamtdauer von 7 965 Stunden. Die Kosten für den nationalen Redispatch betrugen rund 133 Millionen Euro. Von diesen Leistungsanpassungen entfällt der Großteil auf Maßnahmen innerhalb der Regelzone von TenneT und auf die Grenzregion zwischen TenneT und 50Hertz Transmission.¹⁰ Auch im Jahr 2014, für das noch keine detaillierten Daten vorliegen, konnten die Netzbetreiber die Situation mit den vorhandenen Instrumenten jederzeit beherrschen.

Bisherige Szenariorahmen und Netzplanung mit hoher Braunkohleverstromung

Die Methodik der Netzentwicklungsplanung sah bisher eine weitgehende Netzintegration von Braunkohlekraftwerken vor. Die Übertragungsnetzbetreiber haben die gesetzliche Aufgabe ein Netz bereitzustellen, welches den im Marktergebnis zustande gekommenen Kraftwerkseinsatz so oft wie möglich vollständig aufnehmen und zu den Verbrauchern transportieren kann. Der Wettbewerb zwischen den Kraftwerksbetreibern soll so möglich gemacht und gefördert werden.

Der Europäische Emissionshandel, ein europaweites Instrument zur Reduktion von CO₂-Emissionen, führte aufgrund des sehr niedrigen Zertifikatepreises in den letzten Jahren nicht zu einem Brennstoffwechsel von Braun- und Steinkohle hin zum weniger emissionsintensiven Erdgas im deutschen Stromsektor. Im gegenwärtigen Marktdesign sind Braunkohlekraftwerke aufgrund ihrer niedrigen Erzeugungskosten meist im Marktergebnis enthalten, außer in solchen Stunden, in denen sie durch sehr hohe Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien substituiert werden. Dies zeigen die Simulationen der Übertragungsnetzbetreiber mit Prognosen für das Jahr 2024.¹¹

⁴ Vgl. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (2014): Aktionsprogramm Klimaschutz 2020. Berlin, 28.

⁵ Vgl. 50Hertz et al. (2014): Netzentwicklungsplan Strom 2014. 2. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, 4. November 2014, 120.

⁶ Vgl. Monitoringberichte der BNetzA, sowie Kunz, F. et al. (2013): Mittelfristige Strombedarfsdeckung durch Kraftwerke und Netze nicht gefährdet. DIW Wochenbericht Nr. 48/2013.

⁷ So wurden von den 2009 mit dem Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG) verabschiedeten Maßnahmen bisher über 400 von 1 887 Trassenkilometern realisiert.

⁸ Vgl. Bundesnetzagentur (2014): EnLAG Monitoringbericht. Stand des Ausbaus nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) zum dritten Quartal 2014, Berlin.

⁹ Vgl. auch Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2014): Monitoringbericht 2014. Bonn, 14. Dezember 2014, www.netztransparenz.de/de/Redispatch.htm.

¹⁰ Die Regelzone des Netzbetreibers TenneT erstreckt sich von Schleswig-Holstein und Niedersachsen über Hessen nach Bayern. Der Netzbetreiber 50Hertz Transmission deckt das Gebiet Nordost-Deutschland ab.

¹¹ Vgl. 50Hertz et al. (2014), a. a. O., 53.

Entwurf des Szenariorahmens 2025 nahm höhere Braunkohlekapazitäten an

Der Entwurf des Szenariorahmens 2025¹² der Übertragungsnetzbetreiber vom 30. April 2014 sah in allen Szenarien eine im Vergleich zum NEP 2014 erheblich gestiegene Braunkohleleistung vor, im Szenario A 2025 sogar den Bau von zwei neuen Braunkohlekraftwerken in Nordrhein-Westfalen (Niederaußem) und Sachsen-Anhalt (Profen).¹³ Zudem wurde vorgeschlagen, für die Laufzeit der Braunkohlekraftwerke nicht wie bisher eine pauschale Lebensdauer von 50 Jahren anzunehmen, sondern stattdessen eine Kopplung an die Genehmigungszeiten der Tagebaue vorzunehmen. Dadurch ergaben sich in den einzelnen Szenarien Erhöhungen der Braunkohlekapazitäten von 2,0 (Szenario C) bis 4,3 Gigawatt (Szenario A) für 2025 und 2,6 Gigawatt für 2035 gegenüber den jeweiligen Werten aus dem genehmigten Szenariorahmen für den NEP 2014 (Abbildung 1). Eine konsistente Auswahl der Kraftwerksblöcke auf Basis der Kopplung an die Tagebaue war nicht erkennbar und die getroffenen Annahmen zur Laufzeitverlängerung waren nicht nachvollziehbar.

Genehmigter Szenariorahmen mit Emissionsreduktionszielen und weniger Braunkohle

Der von der Bundesnetzagentur am 19. Dezember 2014 genehmigte Szenariorahmen 2025 enthält neben den vier bereits bisher verwendeten Szenarien zwei zusätzliche Szenarien (Tabelle 1). In insgesamt drei der Szenarien sind die Beiträge der Stromwirtschaft zur Erreichung der deutschen Klimaschutzziele explizit zu berücksichtigen. Wie bisher gibt es für den Zeithorizont von 10 Jahren (das heißt 2025) grundsätzlich drei Szenarien A, B und C, von denen das mittlere Szenario B für 20 Jahre (2035) fortgeschrieben wird.¹⁴ Neu ist, dass der Entwicklungspfad B in jeweils zwei Szenario-Varianten B1 und B2 dargestellt wird. In den B1-Varianten werden die Klimaschutzziele der Bundesregierung wahrscheinlich nicht erreicht. Dagegen wird in den B2-Varianten eine Emissionsrestriktion vorgeschrieben, die mit den Emissionszielen der Bundesregierung für den Stromsektor übereinstimmt: In den drei Szenarien B2 2025, B2 2035 und C müssen die Übertragungsnetzbetreiber bei der Marktsimulation zur Ermittlung des Stromtransportbedarfs diese Restriktion

¹² Der Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber trägt den Titel „Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015“, die genehmigte Fassung der Bundesnetzagentur verwendet den Begriff „Szenariorahmen 2025“.

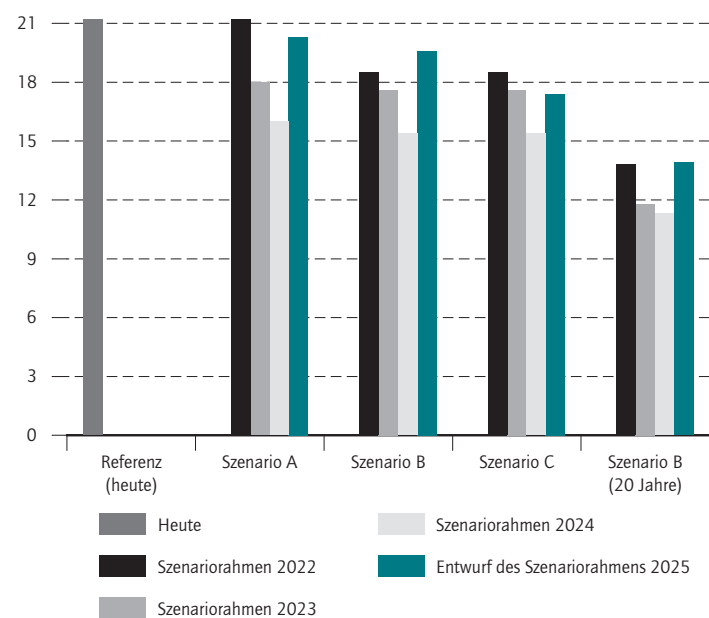
¹³ Das Kraftwerk Profen war bereits im NEP 2014 enthalten.

¹⁴ Nach § 12a, Art. 1, Satz 3 des EnWG beschreibt es die wahrscheinliche Entwicklung für die nächsten zwanzig Jahre.

Abbildung 1

Braunkohlekapazitäten in den bisherigen Szenariorahmen

In Gigawatt



Quelle: Bundesnetzagentur.

© DIW Berlin 2015

Der Entwurf des Szenariorahmens 2025 enthielt hohe Braunkohlekapazitäten.

Tabelle 1

Überblick über die neue Szenarienstruktur

	Szenario für Jahr:	
	2025	2035
Ohne Emissionsobergrenze	A, B1	B1
Mit Emissionsobergrenze	B2, C	B2

Quelle: Bundesnetzagentur.

© DIW Berlin 2015

Der Entwicklungspfad B wird aufgeteilt in je ein Szenario ohne und mit Emissionsobergrenze.

in einer Nebenbedingung berücksichtigen, nach der im Jahr 2025 maximal 187 Millionen Tonnen CO₂ und im Jahr 2035 maximal 134 Millionen Tonnen CO₂ emittiert werden dürfen.

Die von der BNetzA für die Erstellung des NEP 2015 genehmigten Braunkohlekapazitäten wurden gegenüber dem Entwurf der Netzbetreiber um knapp fünf (B 2035) bis sieben (C 2025) Gigawatt reduziert (Abbildung 2); letzteres entspricht einem Drittel der heute in Deutschland installierten Braunkohlekraftwerksleistung. Ein

Tabelle 2

Liste der Braunkohlekraftwerke im genehmigten Szenariorahmen 2025

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Bundesland	Inbetriebnahme	Nettoleistung in MW	Nettoleistung im genehmigten Szenariorahmen in MW			
						Szenario A 2025	Szenario B1/B2 2025	Szenario C 2035	Szenario B1/B2 2035
BNA0081	Klingenberg	Klingenberg	Berlin	1981	164	164	164	0	0
BNA0183	HKW Cottbus	I	Brandenburg	1999	74	74	74	74	74
BNA0785	KW Jänschwalde	A	Brandenburg	1981	465	465	465	0	0
BNA0786	KW Jänschwalde	B	Brandenburg	1982	465	465	465	0	0
BNA0787	KW Jänschwalde	C	Brandenburg	1984	465	465	465	0	0
BNA0788	KW Jänschwalde	D	Brandenburg	1985	465	465	465	0	0
BNA0789	KW Jänschwalde	E	Brandenburg	1987	465	465	465	465	0
BNA0790	KW Jänschwalde	F	Brandenburg	1989	465	465	465	465	0
BNA0914	Schwarze Pumpe	A	Brandenburg	1997	750	750	750	750	750
BNA0915	Schwarze Pumpe	B	Brandenburg	1998	750	750	750	750	750
BNA0439	Buschhaus	D	Niedersachsen	1985	352	352	352	0	0
BNA0292	Frechen / Wachtberg	Frechen / Wachtberg	Nordrhein-Westfalen	1959	118	0	0	0	0
BNA0313	Frimmersdorf	P	Nordrhein-Westfalen	1966	284	0	0	0	0
BNA0314	Frimmersdorf	Q	Nordrhein-Westfalen	1970	278	0	0	0	0
BNA0489	Goldenberg	E	Nordrhein-Westfalen	1992	66	0	0	0	0
BNA0490	Goldenberg	F	Nordrhein-Westfalen	1993	85	0	0	0	0
BNA0491	Ville / Berrenrath	Ville / Berrenrath	Nordrhein-Westfalen	1991	52	52	52	52	52
BNA0543	HKW Merkenich	Block 6	Nordrhein-Westfalen	2010	75	75	75	75	75
BNA0696	Neurath	A	Nordrhein-Westfalen	1972	277	0	0	0	0
BNA0697	Neurath	B	Nordrhein-Westfalen	1972	288	0	0	0	0
BNA0698	Neurath	C	Nordrhein-Westfalen	1973	292	0	0	0	0
BNA0699	Neurath	D	Nordrhein-Westfalen	1975	607	0	0	0	0
BNA0700	Neurath	E	Nordrhein-Westfalen	1976	604	604	0	0	0
BNA0705	Niederaußem	D	Nordrhein-Westfalen	1968	297	0	0	0	0
BNA0706	Niederaußem	F	Nordrhein-Westfalen	1971	299	0	0	0	0
BNA0707	Niederaußem	H	Nordrhein-Westfalen	1974	648	0	0	0	0
BNA0708	Niederaußem	G	Nordrhein-Westfalen	1974	653	0	0	0	0
BNA0709	Niederaußem	K	Nordrhein-Westfalen	2002	944	944	944	944	944
BNA0710	Niederaußem	B	Nordrhein-Westfalen	1963	125	0	0	0	0
BNA0711	Niederaußem	A	Nordrhein-Westfalen	1963	125	0	0	0	0
BNA0712	Niederaußem	C	Nordrhein-Westfalen	1965	294	0	0	0	0
BNA0713	Niederaußem	E	Nordrhein-Westfalen	1970	295	0	0	0	0
BNA1025	Weisweiler	E	Nordrhein-Westfalen	1965	312	0	0	0	0
BNA1026	Weisweiler	F	Nordrhein-Westfalen	1967	304	0	0	0	0
BNA1027	Weisweiler	G	Nordrhein-Westfalen	1974	592	0	0	0	0
BNA1028	Weisweiler	H	Nordrhein-Westfalen	1975	592	0	0	0	0
BNA1401a	BoA 2	Neurath F	Nordrhein-Westfalen	2012	1 050	1 050	1 050	1 050	1 050
BNA1401b	BoA 3	Neurath G	Nordrhein-Westfalen	2012	1 050	1 050	1 050	1 050	1 050
BNA0115	Lippendorf	R	Sachsen	2000	875	875	875	875	875
BNA0116	Braunkohlekraftwerk Lippendorf	LIP S	Sachsen	1999	875	875	875	875	875
BNA0122	Boxberg	N	Sachsen	1979	465	465	0	0	0
BNA0123	Boxberg	P	Sachsen	1980	465	465	0	0	0
BNA0124	Boxberg	Q	Sachsen	2000	857	857	857	857	857
BNA1404	Boxberg	R	Sachsen	2012	640	640	640	640	640
BNA0177	HKW Chemnitz Nord II	Block B	Sachsen	1988	57	57	57	57	0
BNA0179	HKW Chemnitz Nord II	Block C	Sachsen	1990	91	91	91	91	0
BNA0196	Deuben		Sachsen-Anhalt	1936	67	0	0	0	0
BNA0878	Schkopau	A	Sachsen-Anhalt	1996	450	450	450	450	450
BNA0879	Schkopau	B	Sachsen-Anhalt	1996	450	450	450	450	450
	Kraftwerke < 50 MW				428	351	302	278	244
	Insgesamt				21 206	14 231	12 648	10 248	9 136

Quelle: Bundesnetzagentur.

Viele heute betriebene Braunkohlekraftwerke werden im Szenariorahmen nicht mehr berücksichtigt.

Grund für die Reduktion besteht darin, dass die von den Netzbetreibern vorgeschlagene Kopplung der Laufzeit von Kraftwerksblöcken an die Genehmigungsdauer der Tagebaue von der BNetzA abgelehnt wurde.¹⁵ Entsprechend wurde die Kraftwerksliste um Braunkohlekraftwerke bereinigt: die Neubauprojekte in Profen und Niederaußem im Szenario A 2025 wurden gestrichen und die Laufzeiten bestehender Braunkohlekraftwerke stark reduziert (Tabelle 2).

Vor diesem Hintergrund kann auch der Neuerschluss von Braunkohletagebauen, welcher mit dem Bedarf an Braunkohleverstromung gerechtfertigt wurde, neu bewertet werden: Dies bezieht sich sowohl auf die Tagebauprojekte Jänschwalde-Nord, Welzow-Süd II und Nochten II (Lausitz), als auch auf Lützen und Pödelwitz (Mitteldeutschland), sowie auf eine Reduktion des Tagebaus Garzweiler II (Nordrhein-Westfalen).

Zudem soll der Bundesnetzagentur zufolge ab sofort bei der Bestimmung des Netzausbaubedarfs die Methodik der Spitzenkappung angewendet werden, nach der Einspeisespitzen von Windkraftanlagen an Land und von Photovoltaikanlagen in einer Höhe von ungefähr drei Prozent der Jahreserzeugung abgeregelt werden dürfen. Dies deckt sich mit den Forderungen des Grünbuchs, in dem hervorgehoben wird, dass es wirtschaftlich nicht sinnvoll ist, die Netze für die „letzte erzeugte Kilowattstunde auszubauen“.¹⁶

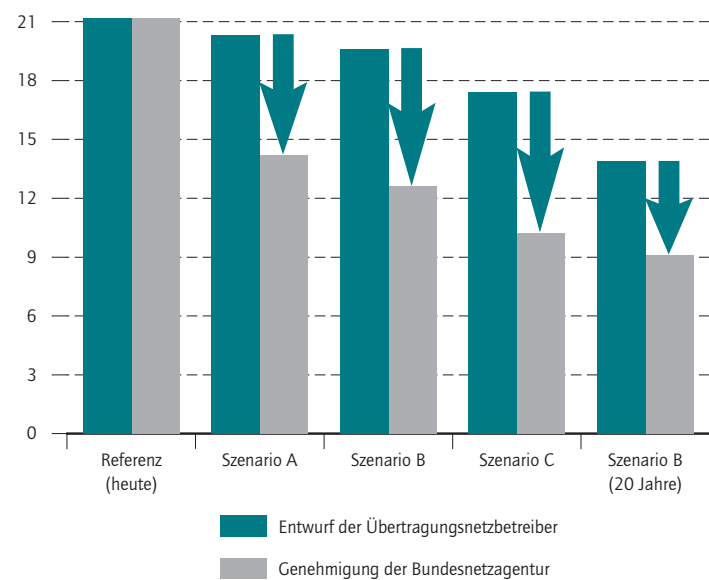
In dem von der BNetzA genehmigten Szenariorahmen 2025 hat die Regulierungsbehörde somit ihre Befugnisse genutzt, um die Netzentwicklung in Einklang mit gesetzlichen Regelungen und gesellschaftlichen Zielen der Energiewende zu bringen. Die Einsicht, dass für die Umsetzung der Energiewende die Netzplanung nicht losgelöst betrachtet werden kann, ist wegweisend für das künftige Stromsystem. Mittelfristig verbleiben weitere methodische Korrekturen am Prozess der Netzentwicklungsplanung. Dazu gehört insbesondere eine bessere Abstimmung mit analogen Planungsprozessen in europäischen Nachbarstaaten.

¹⁵ „Zudem ist die Wirtschaftlichkeit von Braunkohlekraftwerken im gegenwärtigen Marktdesign zumindest zu hinterfragen.“ Vgl. Bundesnetzagentur (2014): Genehmigung Szenariorahmen 2025, Az.:6.00.03.05/14-12-19/Szenariorahmen 2025, Berlin, 67.

¹⁶ Vgl. BMWi (2014): Ein Strommarkt für die Energiewende. Grünbuch. Berlin, November 2014, 27. Eine aktive Aufnahme dieser Option in die derzeitige Netzentwicklungsplanung ist aber noch nicht möglich, da aus den §§8, 11, und 12 des EEG hervorgeht, dass die Netzbetreiber ihre Netze so auszulegen haben, dass jederzeit der gesamte Strom aus regenerativer Erzeugung aufgenommen und transportiert werden kann. Vgl. Bundesnetzagentur (2014), a. a. O.

Abbildung 2

Braunkohlekapazitäten im genehmigten Szenariorahmen 2025
In Gigawatt



Quelle: Bundesnetzagentur.

© DIW Berlin 2015

Je nach Szenario wurden die Braunkohlekapazitäten um circa fünf bis sieben Gigawatt reduziert.

Fazit

Die Übertragungsnetzbetreiber sahen im Entwurf des Szenariorahmens 2025 aufgrund von Neuinvestitionen und der Bindung der lokalen Braunkohleverstromung an die Kohleverfügbarkeit in den Tagebauen gegenüber dem NEP 2014 erhöhte Braunkohlekapazitäten vor. Dies war inkonsistent mit dem von der Bundesregierung vorgesehenen Beitrag der Stromwirtschaft zu den deutschen CO₂-Emissionsminderungszielen von minus 40 Prozent bis 2020 gegenüber dem Basisjahr 1990.

Der von der Bundesnetzagentur am 19. Dezember 2014 genehmigte Szenariorahmen 2025 enthält gegenüber dem Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber deutlich geringere Braunkohlekapazitäten. Zudem schreibt er in drei Szenarien vor, bei der Ermittlung des Transportbedarfs der Marktsimulation Nebenbedingungen zu berücksichtigen, nach denen im Jahr 2025 maximal 187 Millionen Tonnen CO₂ und im Jahr 2035 maximal 134 Millionen Tonnen CO₂ emittiert werden. Somit berücksichtigt der Szenariorahmen nun explizit die Emissionsminderungsziele der Bundesregierung für den Stromsektor.

Die Verfahrensvorschriften der Netzentwicklungsplanung sehen auch in Zukunft schrittweise Weiterentwicklungen der Szenariorahmen und der darauf aufbauenden Netzentwicklungspläne vor, die mindestens alle drei Jahre in ein Bundesbedarfsplangesetz eingehen. Grundlage für Planungs- und Genehmigungs-

Robert Mieth ist Projektmitarbeiter an der TU Berlin | rom@wip.tu-berlin.de

Richard Weinhold ist Projektmitarbeiter an der TU Berlin | riw@wip.tu-berlin.de

Clemens Gerbaulet ist Wissenschaftlicher Mitarbeiter an der TU Berlin | clg@wip.tu-berlin.de

prozesse sollte dabei immer der aktuellste vorliegende Netzentwicklungsplan sein, dies ist derzeit der NEP 2014. Die aktuellen Änderungen im Szenariorahmen werden Eingang in den NEP 2015 finden, dessen Bestätigung für Ende 2015 erwartet wird. Im Jahr 2016 erfolgt planmäßig die Novelle des Bundesbedarfsplangesetzes.

Christian von Hirschhausen ist Forschungsdirektor für Internationale Infrastrukturpolitik und Industrieökonomie am DIW Berlin | chirschhausen@diw.de

Claudia Kemfert leitet die Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | ckemfert@diw.de

ELECTRICITY GRIDS AND CLIMATE TARGETS: NEW APPROACHES TO GRID PLANNING

Abstract: Grid optimization, capacity increases, and grid expansion all play a key role in the development of the German power generation system. Thanks to transmission system operators' foresightedness with regard to grid planning, as well as generous financial incentives related to grid expansion, Germany's energy transition has not been impeded by transmission congestion in the electricity grid to date. So far, grid expansion planning already accounted for German renewable energy targets, the nuclear phase-out, and the European Emissions Trading System. From now on, the planning framework also includes scenarios which explicitly

account for German emissions reduction targets. The level of CO₂ emissions from power stations is to be cut to 187 million tons and 134 million tons by 2025 and 2035, respectively, compared with 317 million tons in 2013. Unlike last year's version of the scenario framework, the latest draft put forward by transmission system operators included a significant increase in lignite-based power generating capacities. In contrast, the version that has now been approved by the German government contains specifications for lignite-based power generation which, depending on the scenario, are five to seven gigawatts lower than the values set down in the draft.

JEL: Q48, L51

Keywords: Network development, renewables, energy transformation



Prof. Dr. Christian von Hirschhausen,
Forschungsdirektor für Internationale
Infrastrukturpolitik und Industrieökonomie
am DIW Berlin

FÜNF FRAGEN AN CHRISTIAN VON HIRSCHHAUSEN

»Neuer Szenariorahmen mit CO₂-Emissionsreduktionszielen und weniger Braunkohle«

1. Herr von Hirschhausen, im Zuge der Energiewende wird über den Ausbau des Stromnetzes kontrovers diskutiert. Wie wird der Ausbau der deutschen Stromübertragungsnetze überhaupt geplant? Die Planung des deutschen Stromsystems erfolgt seit der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes in zwei wesentlichen Etappen. Das ist zum einen der sogenannte Szenariorahmen, in dem die wahrscheinliche Entwicklung des Kraftwerkmixes für die nächsten zehn beziehungsweise 20 Jahre diskutiert und von der Bundesnetzagentur festgestellt wird. Diese Szenarien gehen ein in die Modellierungen von Netzentwicklungsplänen, die wiederum mindestens alle drei Jahre in den sogenannten Bundesbedarfsplänen Gesetzescharakter bekommen. Der Bundestag hat das erste Bundesbedarfsplangesetz 2013 verabschiedet, und es ist davon auszugehen, dass der nächste Bundesbedarfsplan Ende 2016, Anfang 2017 verabschiedet wird.
2. Welche Szenarien legt der Szenariorahmen 2025 zugrunde? Es hat hier eine erhebliche Kehrtwendung gegeben, die mit den Klimaschutzzielen der Bundesregierung zu tun hat, die erstmals in den Szenariorahmen 2025, also in die Planung für 2025 beziehungsweise 2035 eingegangen sind. Die Bundesnetzagentur hat sowohl den Neubau von Braunkohlekraftwerken aus dem Entwurf des Szenariorahmens gestrichen als auch – erstmalig – sektorielle Klimaschutzziele für die Netzentwicklung vorgegeben. Gegenüber derzeit über 300 Millionen Tonnen CO₂ dürfen 2025 in der Stromerzeugung maximal 187 Millionen Tonnen CO₂ produziert werden. Das ist immer noch relativ viel im Verhältnis zu dem anspruchsvollen Ziel, bis 2020 insgesamt 40 Prozent CO₂ einsparen zu wollen. Der Stromsektor hat sehr geringe CO₂-Vermeidungskosten und könnte daher noch einen größeren Anteil an den Klimaschutzzielen tragen, im Verhältnis zum Beispiel zum Verkehrs- oder Wärmesektor, die wesentlich schwieriger CO₂ vermeiden können.
3. Erneuerbare Energien wie Windkraft und Photovoltaik sind volatil und bringen Einspeisespitzen mit sich. Wie sollen oder können die Übertragungsnetzbetreiber auf dieses Problem reagieren? Wir diskutieren zurzeit ja den Netzausbau für die nächsten 20 Jahre, und dabei gibt es bis heute keine ernsthaften Engpässe. Wie das Stromsystem für 2050 auszusehen hat, darüber gibt es unterschiedliche Meinungen. Jüngere Studien, zum Beispiel von der „Agora Energiewende“ durchgeführt, weisen darauf hin, dass die Architektur des zukünftigen Netzes relativ unabhängig von der Verteilung der Erneuerbaren ist; das heißt, es ändert sich für den Netzausbau eigentlich sehr wenig, je nachdem wie die Erneuerbaren in den Ländern verteilt sind.
4. Inwiefern kann der Netzausbau dazu beitragen, die Klimaschutzziele der Bundesregierung zu erreichen? Der Netzausbau ist natürlich per se kein Instrument, um Klimaschutz zu betreiben. Es geht hier umgekehrt darum, dass die Szenariorahmen, die bisher sehr kohleintensiv gewesen sind, die Klimaschutzziele der Bundesregierung berücksichtigen. Der Übertragungsnetzausbau ist in der nächsten Dekade kein Problem. Es gibt gewisse Herausforderungen der Verteilnetze, wie zum Beispiel Smartgrids und Flexibilität der Erneuerbarenintegration, aber insgesamt ist das Thema Stromnetze politisch überbewertet. Es ist ein schwieriges Thema, insbesondere in Bezug auf die Regulierung, aber es ist kein Thema, was das Tempo der Energiewende in irgendeiner Form einschränkt.
5. Der Netzausbau bestimmt also nicht das Tempo der Energiewende? Der Netzausbau ist ein technisches und politisches Thema. Zu Zeiten von Franz Josef Strauß wurde die Lücke beschworen, um die Gesellschaft auf die Atomkraft einzuschwören. Seit den ersten dena-Netzstudien stellte der Netzausbau noch nie eine Einschränkung für die Erneuerbaren dar (was später als „Energiewende“ bezeichnet wurde). Netzausbau ist wichtig, aber der Netzausbau ist keine Einschränkung und determiniert somit auch nicht das Tempo der Energiewende.

Das Gespräch führte Erich Wittenberg.



Das vollständige Interview zum Anhören finden
Sie auf www.diw.de/interview

Keine Investitionshemmnisse in Elektrizitäts- und Gasverteilnetze durch Anreizregulierung

Von Astrid Cullmann, Nicola Dehnen, Maria Nieswand und Ferdinand Pavel

Seit Anfang 2009 unterliegt die Energieversorgung in Deutschland der Anreizregulierung, durch die ein effizienter Betrieb von Strom- und Gasnetzen sichergestellt werden soll. Unklar ist allerdings, wie sich die veränderten regulatorischen Rahmenbedingungen auf das Investitionsverhalten der Netzbetreiber auswirken. Vor diesem Hintergrund wird in der vorliegenden Untersuchung die Investitionstätigkeit der Netzbetreiber für den Zeitraum von 2006 bis 2012 empirisch analysiert. Zentrale Fragestellungen sind, ob der Einführung der Anreizregulierung ab 2009 ein empirisch nachweisbarer Einfluss auf die Investitionstätigkeit zugeschrieben werden kann und ob dieser Einfluss auf die Einführung der Anreizregulierung per se oder auf ihre spezifische Ausgestaltung zurückgeht. Im Ergebnis kann mit Einführung der Anreizregulierung ein positiver Effekt auf die Investitionstätigkeit festgestellt werden, der insbesondere durch die spezifische Ausgestaltung der Regulierung bestimmt wird.

Seit Anfang 2009 unterliegen Elektrizitäts- und Gasverteilnetze der Anreizregulierung (Kasten 1). Die Änderung des Regulierungsregimes soll Netzbetreiber dazu anhalten, ihr Kostenniveau auf ein effizientes Maß zu reduzieren. Diskutiert wird allerdings, inwieweit die Anreizregulierung auch Investitionsentscheidungen beeinflusst. Vor diesem Hintergrund hat die Bundesnetzagentur als zuständige Regulierungsbehörde auf Basis einer repräsentativen Stichprobe Daten zum Investitionsverhalten der Verteilnetzbetreiber in Deutschland erhoben und DIW Econ und das DIW Berlin mit der statistischen Analyse des Investitionsverhaltens der Netzbetreiber beauftragt. Die wichtigsten Ergebnisse werden an dieser Stelle zusammengefasst und diskutiert.

Zentrales Ergebnis der Analyse ist, dass Investitionen durch die Einführung der Anreizregulierung nicht gehemmt worden sind. Vielmehr wird zeitgleich mit Einführung der Anreizregulierung sogar ein Anstieg der Investitionen identifiziert. Dieser Effekt beschränkt sich jedoch auf bestimmte Jahre und lässt sich nicht durch Faktoren wie die Verpflichtung zum Anschluss dezentraler Erzeugungsanlagen erklären. Vielmehr kann gezeigt werden, dass die signifikant höheren Investitionen genau in den Basisjahren zur Ermittlung der Kapitalkosten eintreffen.¹ Dies lässt den Schluss zu, dass die Wirkung der Anreizregulierung auf Investitionen in Verteilnetze durch ihre spezifische Ausgestaltung bestimmt wird. Derartige Investitionen umfassen Ersatzinvestitionen wie beispielsweise den Austausch von Stromkabeln, die im Rahmen der regulären Investitionszyklen vorgenommen werden müssen, sowie Erweiterungsinvestitionen zum Ausbau der Verteilnetze, die etwa beim Anschluss neuer Siedlungsgebiete oder dezentraler Erzeugungsanlagen erforderlich sein können.

¹ Dieser Effekt kann bei allen Verteilnetzen identifiziert werden, ist aber bei Stromnetzen deutlich stärker ausgeprägt als bei Gasnetzen.

Kasten 1

Anreizregulierung

Ein zentrales Merkmal der leitungsgebundenen Energieversorgung ist eine subadditive Kostenstruktur, die es einem einzelnen Anbieter erlaubt, die notwendige Infrastruktur zu geringeren Kosten zu betreiben als es mehreren Anbietern gemeinsam möglich wäre (natürliches Monopol). Dadurch sind Versorgungsnetzbetreiber grundsätzlich in der Lage, Monopolrenten zu erwirtschaften. Um Wohlfahrtsverluste zu verhindern, ist es somit sinnvoll, den Betrieb leitungsgebundener Energieversorgungsnetze zu regulieren. Grundsätzlich wird bei der Regulierung natürlicher Monopole zwischen rentabilitätsorientierter Regulierung (Rate-of-Return Regulierung) und anreizorientierter Regulierung (Price-Cap beziehungsweise Revenue-Cap Regulierung) unterschieden. Vor 2009 wurde in Deutschland ein rentabilitätsorientierter Ansatz verfolgt, bei dem die zuständigen Regulierungsbehörden, also die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden, die Netznutzungsentgelte auf Basis tatsächlicher Kosten und einer zulässigen Eigenkapitalrendite genehmigten. Mit Einführung der Anreizregulierung ab 2009 wird hingegen verstärkt auf Anreize für die Netzbetreiber zur Senkung ihrer Kosten und

somit zur Steigerung ihrer Effizienz gesetzt. Hierbei werden bereits im Vorfeld der Regulierungsperioden individuelle, effizienzbasierte Erlösbergrenzen durch die Regulierungsbehörde vorgegeben, die während der Regulierungsperioden (fünf Jahre) nur minimal veränderbar sind. Der Anreiz für die Netzbetreiber liegt darin, eigene Anstrengungen zur Effizienzsteigerung zu unternehmen, um zusätzliche Gewinne für sich verbuchen zu können. Der Grundsatz hierbei ist, dass diese Effizienzgewinne, zumindest zum Teil, den Netznutzern in der folgenden Regulierungsperiode zu Gute kommen.

Die Erlösbergrenze wird durch eine Kostenprüfung ermittelt. Dabei werden die Kosten der Netzbetreiber im vorletzten Jahr vor Beginn der Regulierungsperiode ermittelt. Die Kostenbasis ist das zu diesem Zeitpunkt letzte, abgeschlossene Geschäftsjahr. Dieses Jahr wird auch Basisjahr genannt. Die Kostensituation im Basisjahr ist daher entscheidend für die Festlegung der Erlösbergrenzen für die folgende Regulierungsperiode und die im Basisjahr getätigten Investitionen finden eine besondere Berücksichtigung.

Wirkung der Anreizregulierung auf das Investitionsverhalten bislang unklar

Im Vergleich zu einer primär auf die Rentabilität des Netzbetriebs abzielenden Regulierung wird bei der Anreizregulierung argumentiert, dass sie Investitionsanreize reduzieren kann, da die regulierten Unternehmen stärker an den Risiken der Investitionen beteiligt werden.² Darüber hinaus kann durch Fokussierung auf kurzfristige Effizienzpotentiale die langfristige Effizienz in den Hintergrund geraten. Die Erreichung kurzfristiger Effizienzziele kann auch zulasten von Ersatzinvestitionen und damit der Versorgungsqualität (wie beispielsweise Häufigkeit und Dauer von Versorgungsunterbrechungen) gehen.³ Auf einen ähnlichen Zusammenhang wird auch bei der Wirkung der Anreizregulierung auf Anreize für Erweiterungsinvestitionen verwiesen.

Andererseits stärkt die Fokussierung auf Kostensenkung aber auch Anreize für Investitionen in kostensenkende Technologien.⁴ Zudem können durch entsprechende Ausgestaltung auch unter der Anreizregulierung Investitionsanreize gezielt gestärkt werden. So werden beispielsweise (Ersatz-)Investitionen durch Anpassungen der Erlösbergrenze in Abhängigkeit von der Versorgungsqualität gefördert. Anreize für Erweiterungsinvestitionen können in ähnlicher Weise durch sogenannte Investitionsmaßnahmen, die in der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) festgesetzt werden, erhöht werden.⁵

Im Zusammenhang mit der spezifischen Ausgestaltung der Anreizregulierung werden in der ökonomischen Literatur Investitionshemmnisse aufgrund des Zeitverzugs der Investitionsrückflüsse diskutiert.⁶ So wird argumentiert, dass Investitionsanreize dadurch ge-

² Egert, B. (2009): Infrastructure investment in network industries: The role of incentive regulation and regulatory independence. William Davidson Institute Working Paper 956.

³ Vgl. hierzu Müller, C., Growitsch, C., Wissner, M. (2010): Regulierung und Investitionsanreize in der ökonomischen Theorie. Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH (WIK), IRIN Working Paper im Rahmen des Arbeitspaktes: Smart Grid-gerechte Weiterentwicklung der Anreizregulierung; und Burns, P., Riechmann, C. (2004): Regulatory instruments and investment behaviour. Utilities Policy 1, 211-219.

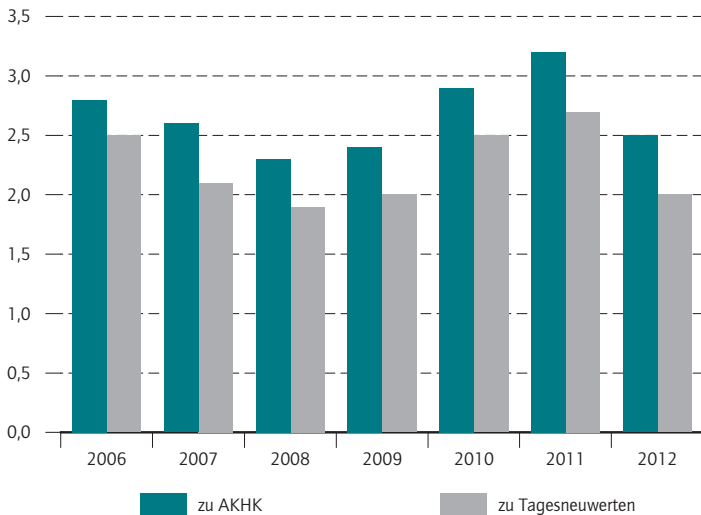
⁴ Egert, B. (2009), a. a. O.

⁵ Bestimmte Netzinvestitionen werden durch die Investitionsmaßnahme (vormals Investitionsbudget) nach § 23 ARegV gesondert reguliert (vornehmlich im Bereich der Transportnetze). Sie unterliegen nicht den Effizienzanforderungen und ergeben somit in der Regel höhere Erlöse, da sie die Erlösbergrenzen auch während laufender Regulierungsperioden erhöhen. Vgl. hierzu auch Müller, C., Growitsch, C., Wissner, M. (2010), a. a. O.

⁶ Brunekreeft, G., Meyer, R. (2011): Netzinvestitionen im Strommarkt: Anreiz- oder Hemmniswirkungen der deutschen Anreizregulierung? Energiewirtschaftliche Tagesfragen 61, 40-43.

Abbildung 1

Investitionsquote der Stromverteilnetzbetreiber
Durchschnitte in Prozent



Quellen: Bundesnetzagentur; Berechnungen der DIW Econ und des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2015

Es ist kein eindeutiger Rückgang der Investitionsquote bei Stromverteilnetzbetreibern nach 2009 zu erkennen.

Abbildung 2

Investitionsquote der Gasverteilnetzbetreiber
Durchschnitte in Prozent



Quellen: Bundesnetzagentur; Berechnungen der DIW Econ und des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2015

Auch bei Gasverteilnetzbetreibern ist kein eindeutiger Rückgang der Investitionsquote nach 2009 zu erkennen.

schwächt werden können, dass manche Investitionen erst in der folgenden Regulierungsperiode zu entsprechenden Anpassungen der Erlösobergrenze führen.

Verglichen mit der umfangreichen theoretischen Literatur zur Wirkung der Anreizregulierung auf Investitionsanreize ist die Zahl der empirischen Arbeiten zu diesem Thema überschaubar. Tendenziell verdeutlicht die verfügbare internationale Literatur, dass die Einführung der Anreizregulierung beziehungsweise die Abkehr von der traditionellen Rentabilitätsregulierung nicht grundsätzlich zu Unterinvestition in Netzindustrien führt. Cambini und Rondi (2010)⁷ zeigen beispielsweise für 23 der größten Energieversorger in Frankreich, Deutschland, Italien, Spanien und Großbritannien, dass die Einführung der Anreizregulierung einen signifikanten, positiven Einfluss auf die Investitionstätigkeit der Unternehmen hat.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Wirkung der Anreizregulierung auf das Investitionsverhalten auf Basis theoretischer Überlegungen oder technischer Zusammenhänge nicht eindeutig bestimmbar ist und zudem entscheidend durch ihre spezifische Ausgestaltung beeinflusst wird. Vielmehr erfordern die komplexen und vielfach gegensätzlichen Wirkungszusammenhänge eine umfassende ökonometrische Analyse zum Investitionsverhalten der Netzbetreiber auf Basis repräsentativer Daten, die bislang für Deutschland noch nicht existierte.⁸

Deskriptive Analyse der Investitionen in die leitungsgebundene Energieversorgung

Zentrale Investitionskennzahl in dieser Untersuchung ist die Investitionsquote der Netzbetreiber. Sie gibt die Höhe der Investitionen relativ zum bestehenden Sachanlagevermögen als Prozentsatz wieder:

$$\text{Investitionsquote} = \left(\frac{\text{Investitionen}}{\text{Sachanlagevermögen}} \right) \times 100$$

Investitionen werden kalkulatorisch auf Basis der von den Netzbetreibern angegebenen Saldi aus Zu- und Abgängen nach Anlagegruppen und Geschäftsjahr ermittelt. Die Bewertung der Zu- und Abgänge erfolgt sowohl zu historischen Anschaffungs- beziehungsweise Herstellungskosten (AKHK) als auch zu Tagesneuwerten. Dadurch werden technische Entwicklungen berücksich-

⁷ Cambini, C., Rondi, L. (2010): Incentive regulation and investment: evidence from European energy utilities. *Journal of Regulatory Economics* 38, 1-26.

⁸ Insbesondere mit Blick auf die komplexen Datenanforderungen ist ein solches Unterfangen nur unter Federführung der Bundesnetzagentur als zuständiger Regulierungsbehörde möglich.

tigt, die sich auf den Anschaffungswert beziehungsweise den Wiederbeschaffungswert des Sachanlagevermögens auswirken.

Die kalkulatorischen Investitionsquoten der Stromverteilsnetzbetreiber zu historischen AKHK und Tagesneuwerten verlaufen zunächst rückläufig und liegen im Jahr 2008 bei 2,3 beziehungsweise 1,9 Prozent, steigen bis 2011 jeweils um fast ein Prozent an und pendeln sich in 2012 bei 2 beziehungsweise 2,5 Prozent ein (Abbildung 1).

Die kalkulatorischen Investitionsquoten der Gasverteilsnetzbetreiber zu historischen AKHK und Tagesneuwerten sinken von 2,5 beziehungsweise 2 Prozent in 2006 bis 2009 deutlich ab, steigen in 2010 und 2011 leicht an, um dann in 2012 erneut zurückzugehen. Insgesamt beträgt der Rückgang über den gesamten Zeitraum etwa 0,7 Prozent (Abbildung 2).

Die Entwicklung der Investitionsquoten liefert einen ersten Eindruck zum Investitionsverhalten der Verteilsnetzbetreiber zwischen 2006 und 2012. Diesem ersten Eindruck zufolge sind die Investitionsquoten seit der Einführung der Anreizregulierung in 2009 nicht zurückgegangen. Weitergehende, differenzierte Aussagen zu den dahinter stehenden Einflussfaktoren sowie zur Wirkung der Anreizregulierung sind nur auf Basis einer umfangreichen ökonomischen Analyse (multivariate Regressionen) möglich.

Ökonometrisches Modell zeigt keinen negativen Effekt der Anreizregulierung auf das Investitionsverhalten

Zentrale Fragestellung der ökonomischen Analyse ist, ob sich das Investitionsverhalten der Strom- und Gasverteilsnetzbetreiber mit der Einführung der Anreizregulierungsverordnung 2009 im Zeitablauf signifikant geändert hat. Das Investitionsverhalten der Verteilsnetzbetreiber wird anhand eines geeigneten, aus der wissenschaftlichen Literatur hergeleiteten ökonomischen Modells untersucht (Kasten 2).

Hierbei wird geprüft, welche exogenen Einflussfaktoren (unabhängige Variablen wie bspw. die Einführung der Anreizregulierung) in welchem Maße auf die firmenspezifische Investitionsquote (abhängige Variable) wirken.⁹ Die Auswahl der unabhängigen Variablen zur Beschreibung des Investitionsverhaltens und der Heterogenität

⁹ Die Investitionsquote ist definiert als die kalkulatorische Investitionsquote auf Basis von Investitionen zu Tagesneuwerten. Das Investitionsvolumen in absoluter Höhe wird nicht gemessen, um die mögliche Wirkung exogener Faktoren besser von reinen Größeneffekten zu trennen.

Kasten 2

Methode

Ausgangspunkt der empirischen Analyse ist ein mikroökonomisches Investitionsmodell mit einer abhängigen Variable (der Investitionsquote) und mehreren unabhängigen Variablen (Variablen, die das Investitionsverhalten der aktuellen Periode bestimmen, sowie Kontrollvariablen, die strukturelle Unterschiede der Strom- und Gasverteilsnetzbetreiber beschreiben). In der mikroökonomischen Literatur zu Investitionsmodellen¹ nimmt man im Allgemeinen an, dass das aktuelle Investitionsverhalten vom Investitionsverhalten der vorangegangenen Periode abhängt. In der Schätzgleichung muss diese Dynamik berücksichtigt werden. Die Verwendung üblicher Schätzmethoden wie der Kleinstquadratmethode (Ordinary Least Squares, OLS) oder der Maximum-Likelihood-Methode (ML Methode) kann hierbei zu einem sogenannten Endogenitätsproblem und verzerrten Schätzergebnissen führen. In dynamischen Modellen wird daher üblicherweise das Investitionsverhalten der Vorperiode durch das Investitionsverhalten weiter zurückliegender Perioden ersetzt (instrumentiert). Die in dieser Studie angewandte Instrumentenvariablen-schätzung zur Erklärung des Investitionsverhaltens der Netzbetreiber basiert auf dem Prinzip der Generalisierten Momentenmethode (Generalized Method of Moments, GMM)².

¹ Hubbard, G.R. (1998): Capital market imperfections and investment. *Journal of Economic Literature* 36, 193-225; Lyon, T., Mayo, J. (2005): Regulatory opportunism and investment behavior: Evidence from the U.S. electric utility industry. *Rand Journal of Economics* 36, 623-644.

² Blundell, R., Bond, S. (1998): Initial conditions and moment restrictions in dynamic panel data models. *Journal of Econometrics* 87(1), 115-143.

von Unternehmen orientiert sich stark an der hier zitierten Literatur zum Investitionsverhalten (Cambini und Rondi, 2010)¹⁰ und der Literatur zu Effizienzvergleichen regulierter Energieversorgungsunternehmen (Farsi et al., 2004)¹¹. Da sich Strom- und Gasnetzbetreiber nicht nur technologisch, sondern auch hinsichtlich der Rahmenbedingungen in den jeweiligen Märkten deutlich voneinander unterscheiden, werden für Strom- und Gasnetzbetreiber unterschiedliche Investitionsmodelle entwickelt und separate Schätzungen durchgeführt. Die für unsere Stichprobe relevanten exogenen Faktoren sind in den Tabellen 1 und 2 dargestellt. Die Investitionsquo-

¹⁰ Cambini, C., Rondi, L. (2010), a. a. O.

¹¹ Farsi, M., Filippini, M. (2004): Regulation and measuring cost efficiency with panel data models application to electricity distribution utilities. *Review of Industrial Organization* 25(1), 1-19.

Tabelle 1

Regressionsergebnisse¹ zur Einführung der ARegV – Stromverteilnetzbetreiber

Zu erklärende Variable: Investitionsquote

Erklärende Variablen	Koeffizient	Standardfehler	p-Wert	Statistische Signifikanz
Investitionsquote der Vorperiode	0,846	0,070	0,000	***
Bruttoinlandsprodukt der Vorperiode	-5,112	1,179	0,000	***
Größe der Netzbetreiber	0,115	0,048	0,017	**
Versorgte Fläche auf NS	0,060	0,027	0,027	**
Anzahl der Anschlusspunkte auf NS	-0,053	0,022	0,015	**
Geographische Fläche auf MS	-0,043	0,023	0,065	*
Anzahl der Anschlusspunkte auf MS	0,030	0,018	0,089	*
Konstante	22,887	5,558	0,000	***
Dummy ARegV	0,104	0,062	0,091	*
Effizienzwert	0,939	0,380	0,014	**

¹ Zahl der Beobachtungen 483, Zahl der Verteilnetzbetreiber 99. Signifikanzen auf dem *** 1-, ** 5- und * 10-Prozent-Niveau.

Quellen: Bundesnetzagentur; Berechnungen der DIW Econ und des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2015

Die Investitionsquote der Stromverteilnetzbetreiber ist nach Einführung der Anreizregulierung signifikant höher.

Tabelle 2

Regressionsergebnisse¹ zur Einführung der ARegV – Gasverteilnetzbetreiber

Zu erklärende Variable: Investitionsquote

Erklärende Variablen	Koeffizient	Standardfehler	p-Wert	Statistische Signifikanz
Investitionsquote der Vorperiode	0,844	0,156	0,000	***
Bruttoinlandsprodukt der Vorperiode	-0,043	0,454	0,340	
Größe der Netzbetreiber	0,239	0,113	0,035	**
Neue Bundesländer	0,198	0,107	0,063	*
Versorgte Fläche	-0,069	0,267	0,010	**
Anzahl der Ausspeisepunkte	0,170	0,057	0,003	***
Konstante	0,326	0,590	0,580	
Dummy ARegV	0,083	0,088	0,350	
Effizienzwert	-0,740	0,740	0,318	

¹ Zahl der Beobachtungen 309, Zahl der Verteilnetzbetreiber 63. Signifikanzen auf dem *** 1-, ** 5- und * 10-Prozent-Niveau.

Quellen: Bundesnetzagentur; Berechnungen der DIW Econ und des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2015

Bei den Gasverteilnetzbetreibern ist kein signifikanter Einfluss der Anreizregulierung auf die Investitionsquote zu erkennen.

te der Vorperiode, das Bruttoinlandsprodukt der Vorperiode, die Größe der Netzbetreiber, die Fläche des Versorgungsgebietes und die Anzahl der Anschlusspunkte in den jeweiligen Spannungsebenen (Mittelspannung, MS, und Niederspannung, NS) haben sich als die entscheidenden Parameter zu Beschreibung des Investi-

tionsverhaltens herausgestellt.¹² Das jeweilige Investitionsmodell wird anschließend sukzessive erweitert, um relevante Hypothesen zum Investitionsverhalten der Verteilnetzbetreiber in Deutschland zu untersuchen.

Wird das Investitionsverhalten der Netzbetreiber durch die Einführung der Anreizregulierung im Jahr 2009 beeinflusst?

Der Effekt der Einführung der Anreizregulierung wird anhand einer Dummy-Variablen in der Schätzgleichung getestet, die für die Jahre 2009 bis 2012 den Wert 1 erhält (Dummy ARegV). Damit wird der Untersuchungszeitraum in zwei Phasen geteilt: i) die Periode vor Einführung der Anreizregulierung und ii) die Periode nach Einführung der Anreizregulierung.¹³ Das entsprechende Regressionsergebnis für die Elektrizitätsverteilunternehmen ist in Tabelle 1¹⁴ abgebildet. Der positive Koeffizient des ARegV-Dummys ist statistisch signifikant von Null verschieden (auf dem Zehn-Prozent-Niveau). Insofern kann zunächst davon ausgegangen werden, dass die Investitionsquote in den Jahren nach Einführung der Anreizregulierung im Vergleich zur Vorperiode im Durchschnitt signifikant höher ist.

Es wird außerdem der Einfluss eines firmenspezifischen Effizienzwertes getestet, der für jeden Netzbetreiber anhand von sogenannten Benchmarkingmethoden in der ersten Regulierungsperiode ermittelt wurde.¹⁵ Der firmenspezifische Effizienzwert weist einen positiven Zusammenhang mit der Investitionsquote auf. Aus dem Schätzergebnis folgt, dass Elektrizitätsnetzbetreiber, die vor Beginn der Anreizregulierung als relativ effizient bewertet wurden, eine im Durchschnitt höhere Investitionsquote haben.¹⁶

Anders als bei den Stromverteilnetzen zeigt sich kein signifikanter Einfluss des ARegV-Dummys bei den Gasverteilnetzbetreibern (Tabelle 2). Offenbar haben sie auf

¹² Bei den Gasverteilnetzbetreibern weist auch die geografische Lage (neue und alte Bundesländer) einen signifikanten Einfluss auf das Investitionsverhalten auf.

¹³ Aufgrund der Dynamik des Investitionsmodells ist jedoch hinzuzufügen, dass 2008 das einzige Jahr vor Einführung der Anreizregulierung ist, das in dieser Regression betrachtet werden kann.

¹⁴ Der Regressionskoeffizient gibt an, wie stark der Zusammenhang zwischen Investitionsverhalten und erklärender Variable ist. Ist er positiv, so wirkt sich die entsprechende Variable positiv auf die Investitionsquote aus. Zusätzlich sind Standardfehler und der p-Wert angegeben, um die statistische Signifikanz des Koeffizienten zu überprüfen.

¹⁵ Vgl. hierzu Seifert, S. (2014): Effizienzanalysemethoden in der Regulierung deutscher Elektrizitäts- und Gasversorgungsunternehmen. DIW Roundup Nr. 40.

¹⁶ Allerdings kann die Wirkungsrichtung der beiden Kenngrößen nicht eindeutig bestimmt werden. Schlussfolgerungen, dass beispielsweise ein niedriger Effizienzwert Investitionen verhindert und daher moderate Vorgaben zum Abbau der Ineffizienzen erforderlich seien, können auf Basis dieses Ergebnisses nicht getroffen werden.

die Änderung des Regulierungsregimes nicht mit einer Änderung des Investitionsverhaltens reagiert. Dieses Ergebnis hat auch Bestand, wenn zusätzlich der Effizienzwert aus der ersten Regulierungsperiode berücksichtigt wird. Auch dieser hat keinen signifikanten Einfluss auf die Investitionsquote. Demnach wird das Investitionsverhalten auch nicht signifikant negativ durch die Einführung der Anreizregulierung beeinflusst.

Werden Investitionsentscheidungen maßgeblich durch die Ausgestaltung der Anreizregulierung beeinflusst?

Des Weiteren wird untersucht, ob spezielle rechtliche Vorgaben und Normen das Investitionsverhalten im Betrachtungszeitraum beeinflussen. Eine besondere Rolle bei der Ausgestaltung der Anreizregulierung spielt die Bestimmung der Erlösbergrenze und das damit verbundene Ausgangsniveau der Kosten.

Für die Erlösbergrenzen der jeweiligen Regulierungsperioden werden Kosten aus dem Basisjahr zur Bestimmung des Ausgangsniveaus herangezogen. Im Basisjahr getätigte Investitionen finden infolgedessen eine besondere Berücksichtigung.¹⁷

Eine Dummy-Variable, die den Wert 1 im Basisjahr erhält, soll prüfen, ob es einen sogenannten Basisjahreffekt im Investitionsverhalten der Netzbetreiber gegeben hat, da die getätigten Investitionen in gesonderter Form für die Kostenprüfung behandelt wurden.

Die in Tabelle 3 dargestellten Schätzergebnisse für die Elektrizitätsverteilnetzbetreiber zeigen, dass unter Berücksichtigung des Basisjahreffektes der ARegV-Dummy an Relevanz verliert. Dagegen ist der Koeffizient des Basisjahreffektes positiv und statistisch signifikant. Dies lässt die Schlussfolgerung zu, dass der vorher beobachtete positive Effekt der Einführung der Anreizregulierung vor allem auf höhere Investitionen in den Basisjahren zurückzuführen ist. Somit ist es insbesondere die Ausgestaltung der Anreizregulierung, die das Investitionsverhalten der Netzbetreiber erklärt.

Insgesamt entspricht der im Regressionsmodell identifizierte Basisjahreffekt auch der zuvor beschriebenen Entwicklung des Investitionsverhaltens. Insofern überrascht das Ergebnis des Regressionsmodells nicht. Vielmehr legt der Verlauf von Investitionen und Investitionsquoten nahe, dass diese im Basisjahr nicht nur relativ

Tabelle 3

Regressionsergebnisse¹ zur Ausgestaltung der ARegV – Rechtliche Vorgaben und Normen für Stromverteilnetzbetreiber

Zu erklärende Variable: Investitionsquote

Erklärende Variablen	Koeffizient	Standardfehler	p-Wert	Statistische Signifikanz
Investitionsquote der Vorperiode	0,835	0,068	0,000	***
Bruttoinlandsprodukt der Vorperiode	0,018	0,024	0,453	
Größe der Netzbetreiber	0,096	0,048	0,045	**
Versorgte Fläche auf NS	0,060	0,029	0,039	**
Anzahl der Anschlusspunkte auf NS	-0,054	0,023	0,019	**
Geographische Fläche auf MS	-0,025	0,021	0,231	
Anzahl der Anschlusspunkte auf MS	0,024	0,019	0,192	
Konstante	-0,165	0,067	0,014	**
Dummy Basisjahr	0,205	0,065	0,002	***
Dummy ARegV	0,021	0,076	0,784	

¹ Zahl der Beobachtungen 483, Zahl der Verteilnetzbetreiber 99. Signifikanzen auf dem *** 1-, ** 5- und * 10-Prozent-Niveau.

Quellen: Bundesnetzagentur; Berechnungen der DIW Econ und des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2015

Investitionsentscheidungen werden durch die Ausgestaltung der Anreizregulierung beeinflusst.

zu 2008 (wie auf Basis der Regressionsanalyse belegt) sondern auch relativ zu den Vorjahren (mindestens seit 2006) höher waren. Es kann jedoch nicht ohne weiteres geklärt werden, was kausal den Anstieg der Investitionen in den beiden Jahren verursacht hat. Neben einem auf die Anreizregulierung zurückzuführenden Basisjahreffekt könnten auch andere Entwicklungen, insbesondere der Ausbau dezentraler Erzeugungsanlagen im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), den Anstieg der Investitionen verursacht haben. Allerdings ist die dezentrale Erzeugung sowohl nach Anlagenanzahl als auch nach installierter Leistung im hier betrachteten Zeitraum kontinuierlich gestiegen (nach installierter Leistung ab 2009 sogar um jährlich über zehn Prozent). Demgegenüber gehen Investitionen und Investitionsquote im Jahr 2012 wieder auf das Niveau der Jahre von 2009 und davor zurück. Auch die Berücksichtigung der Änderungen der dezentralen Erzeugungsleistung im Rahmen einer vertiefenden ökonometrischen Analyse bestätigt die Existenz eines Basisjahreffektes.

Für die Gasverteilnetzbetreiber wird ein signifikanter Basisjahreffekt identifiziert, wenn die Einführung der Anreizregulierung (ARegV-Dummy) nicht berücksichtigt wird. Basierend auf diesen Ergebnissen kann somit die Existenz eines schwachen Basisjahreffektes für die Gasverteilnetzbetreiber festgestellt werden, der

¹⁷ Als Basisjahr für die erste Regulierungsperiode (2009-2012 für Gasverteilnetzbetreiber, 2009-2013 für Stromverteilnetzbetreiber) gilt das Jahr 2006, für die zweite Regulierungsperiode gilt das Jahr 2011 (für Stromverteilnetzbetreiber) und das Jahr 2010 (für Gasverteilnetzbetreiber).

jedoch nicht so durchschlagend ist wie für die Stromverteilnetzbetreiber.

Fazit

Seit 2009 unterliegen Strom- und Gasverteilnetzbetreiber in Deutschland der Anreizregulierung. Diskutiert wird hierbei verstärkt, wie sich die Investitionen in Ersatz und Ausbau der Netze unter den neuen regulatorischen Rahmenbedingungen entwickeln. Im vorliegenden Wochenbericht wurde erstmals unter Verwendung ökonomischer Methoden das Investitionsverhalten, getrennt für Strom- und Gasverteilnetzbetreiber, für Deutschland analysiert. Die Hauptidee des Unter-

suchung ist, dass das Investitionsverhalten von der Einführung der Anreizregulierung nicht negativ beeinflusst wurde. Für Stromverteilnetzbetreiber ergibt die Analyse einen signifikant positiven Zusammenhang zwischen der Einführung der Anreizregulierung und der Investitionsquote der Netzbetreiber. Die weitere Analyse zeigt, dass dieser Effekt auf die Ausgestaltung der Regulierung zurückzuführen ist, da sich die signifikant höheren Investitionen im Basisjahr zur Ermittlung der Kapitalkosten einstellen. Zusammenfassend zeigt die Analyse, dass mit Einführung der Anreizregulierung auch die Investitionsanreize gestärkt wurden. Mit Blick auf die Herausforderungen im Zuge der Energiewende – wie etwa den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien – ist dies von besonderer Relevanz.

Astrid Cullmann ist Wissenschaftliche Mitarbeiterin der Abteilung Unternehmen und Märkte am DIW Berlin | acullmann@diw.de

Nicola Dehnen ist Junior Consultant der DIW Econ | ndehnen@diw-econ.de

Maria Nieswand ist Wissenschaftliche Mitarbeiterin der Abteilung Unternehmen und Märkte am DIW Berlin | mnieswand@diw.de

Ferdinand Pavel ist Manager der DIW Econ | FPavel@diw-econ.de

NO BARRIERS TO INVESTMENT IN ELECTRICITY AND GAS DISTRIBUTION GRIDS THROUGH INCENTIVE REGULATION

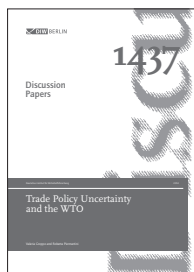
Abstract: Since early 2009, power supply in Germany has been subject to incentive regulation designed to ensure greater efficiency in electricity and gas grid operation. However, it remains to be seen how changes to the regulatory framework will affect the investment behavior of distribution system operators. Against this background, the present study empirically analyzes the investment activities of distribution system operators for the period from 2006

to 2012. The key questions are whether the introduction of incentive regulation from 2009 onwards can be attributed to an empirically demonstrable impact on investment and whether this effect is due to the introduction of incentive regulation per se, or to its specific design. The findings show a positive effect on investment since the introduction of incentive regulation which, in particular, is determined by the specific design of regulation.

JEL: D22, L51, L94, L95

Keywords: Investments, Regulation, Network Industries

Discussion Papers Nr. 1437
2014 | Valeria Groppo and Roberta Piermartini



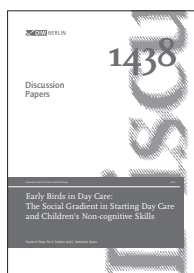
Trade Policy Uncertainty and the WTO

Do WTO commitments reduce the risk of trade policy reversals? To address this question, we rely on the theoretical model of varying cooperative tariffs by Bagwell and Staiger (1990) to specify our empirical model for the probability of a tariff increase. We then study how WTO tariff commitments affect this probability. We estimate our model using a database of WTO bound tariffs that we built for all WTO Members from 1996 to 2011 at the HS 6-digit level of disaggregation. Our results show that WTO commitments significantly reduce the probability of a tariff increase, even when the bound tariff is above the MFN applied rate. In addition, the WTO reduces trade policy uncertainty through its monitoring function. These results are robust to including political economy explanations of tariff changes and to addressing endogeneity concerns.

www.diw.de/publikationen/diskussionspapier



Discussion Papers Nr. 1438
2014 | Frauke H. Peter, Pia S. Schober and C. Katharina Spieß



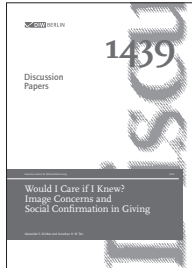
Early Birds in Day Care: The Social Gradient in Starting Day Care and Children's Non-cognitive Skills

In recent years, almost all children below school age in Western industrialized countries have some experience of attending day care institutions. However, the age at which children enter day care and therefore the overall time spent in day care varies substantially. We investigate the potential impact of later day care entry on the social and emotional behaviour of children, one important aspect of non-cognitive skills. Based on the English sample of the Millennium Cohort Study, we analyse the effects on children's development at the age of five and seven, using propensity score techniques. We find clear evidence of effects on children's development at the age of seven: Later day care entry increases children's peer-problems and reduces prosocial behaviour. We find that boys with low educated mothers and from families with a household income below the poverty line are most strongly affected.

www.diw.de/publikationen/diskussionspapiere



Discussion Papers Nr. 1439
2014 | Alexander S. Kritikos and Jonathan H. W. Tan



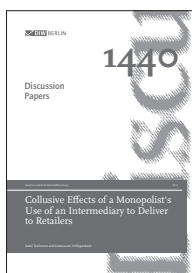
Would I Care if I Knew? Image Concerns and Social Confirmation in Giving

This paper experimentally investigates the nature of image concerns in gift giving. For this, we test variants of dictator and impunity games where the influences of social preferences on behavior are kept constant across all games. Givers maximize material payoffs by pretending to be fair when receivers do not know the actual surplus size, implying that portraying an outward appearance of norm compliance matters more than actual compliance. In impunity games, receivers can reject gifts with no payoff consequence to givers. In the face of receivers' feedback, some givers ensure positive feedback by donating more while some avoid negative feedback by not giving at all. Removing feedback reduces the incentive to give altogether. Differing behavior in the four games implies that social confirmation plays a crucial role in the transmission of image concerns in giving.

www.diw.de/publikationen/diskussionspapier



Discussion Papers Nr. 1440
2014 | Isabel Teichmann and Vanessa von Schlippenbach



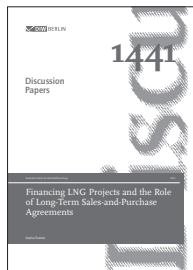
Collusive Effects of a Monopolist's Use of an Intermediary to Deliver to Retailers

A manufacturer contracting secretly with several downstream competitors faces an opportunism problem, preventing it from exerting its market power. In an infinitely repeated game, the opportunism problem can be relaxed. We show that the upstream firm's market power can be restored even further if the upstream firm chooses a mixed distribution system in which it makes use of an intermediary to distribute the good to a subset of the retailers and delivers directly only to the remaining downstream firms.

www.diw.de/publikationen/diskussionspapiere



Discussion Papers Nr. 1441
2015 | Sophia Ruster



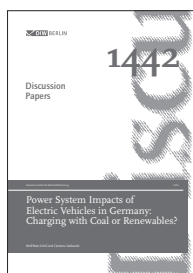
Financing LNG Projects and the Role of Long-Term Sales-and-Purchase Agreements

The financing of infrastructures is a major topic in recent energy policy debates. Project finance, as a specialized form of debt finance, thereby has become a well-established financing tool. This paper contributes a qualitative and quantitative analysis of the determinants of the debt ratio in project finance, using data on 26 liquefied natural gas (LNG) export and import projects. We argue that lenders will make their decision on how much to lend dependent on the risk profile of the project. In this vein, a project's off-take agreements serve as a security for financial contracts. We empirically show that the debt ratio of an LNG project decreases with increasing risks associated to future cash flows. Estimation results confirm that leverage increases with higher shares of a project's capacity sold under long-term sales-and-purchase agreements, with a lower capital outlay of the project, and with a lower risk index of the country where the project is located.

www.diw.de/publikationen/diskussionspapier



Discussion Papers Nr. 1442
2015 | Wolf-Peter Schill and Clemens Gerbaulet



Power System Impacts of Electric Vehicles in Germany: Charging with Coal or Renewables?

We analyze future scenarios of integrating electric vehicles (EV) into the German power system, drawing on different assumptions on the charging mode. We use a numerical dispatch model with a unit-commitment formulation which minimizes dispatch costs over a full year. While the overall energy demand of the EV fleets is rather low in all scenarios, the impact on the system's load duration curve differs strongly between charging modes. In a fully userdriven mode, charging largely occurs during daytime and in the evening, when power demand is already high. User-driven charging may thus have to be restricted in the future because of generation adequacy concerns. In contrast, cost-driven charging is carried out during night-time and at times of high PV availability. Using a novel model formulation that allows for intermediate charging modes, we show that even a slight relaxation of fully userdriven charging results in much smoother load profiles as well as lower charging costs. Different charging patterns go along with respective changes in power plant dispatch. By 2030, cost-driven EV charging strongly increases the utilization of lignite and hard coal plants, whereas additional power in the user-driven mode is predominantly generated from natural gas and hard coal. Specific CO₂ emissions of EV are substantially larger than those of the overall power system, and highest under cost-driven charging. Only in additional model runs, in which we link the introduction of EVs to a respective deployment of additional renewable generation capacity, electric vehicles become largely CO₂-neutral.

www.diw.de/publikationen/diskussionspapiere





Prof. Dr. Alexander Kritikos ist Forschungsdirektor am DIW Berlin. Der Beitrag gibt die Meinung des Autors wieder.

Griechenland – Troika: Spiel vorzeitig abgebrochen?

Die letzten Parlamentswahlen in Griechenland brachten eine Zäsur. Die beiden Altparteien, die das Land über 41 Jahre hinweg in den Ruin gewirtschaftet haben, sind abgewählt. Zeit für einen hoffnungsvollen Neuanfang? Nein, nach 24 Stunden ging es los – im Stakkato.

Montag: eine Regierungskoalition zwischen Syriza – im Europaparlament mit der Linken verbunden – und den Rechtspopulisten – in Europa in einer Fraktion mit der AfD. Eine Koalition, die ohne Verhandlungen, Regierungsprogramm oder ähnliches Geplänkel nach fünf Minuten per Handschlag zustande kommt. Aufschrei auf der linken Seite? Fehlanzeige! Offensichtlich sind die Wähler von Syriza gar keine Linksextremen sondern nur die Verlierer des Sparkurses der letzten fünf Jahre. Ihnen scheint es egal zu sein, wer mit wem eine Regierung bildet, Hauptsache nicht die beiden Altparteien.

Soweit so gut, und wer regiert nun? Das Land bekommt einen Ministerpräsident, der sich im Jahr des Mauerfalls den stalinistisch orientierten Kommunisten anschließt, einen angeblich unverbrauchten Außenminister, der bereits Papandreu als enger Vertrauter diente, einen Verteidigungsminister, der sich durch Nähe zu griechischen Oligarchen auszeichnet – also zu denen, die sein Koalitionspartner ja nun so stark besteuern will. Und dann noch einen Finanzminister, der vorher Spieltheoretiker war, und nun glaubt, besser zu verhandeln als die deutsche Bundeskanzlerin. Glück auf! Da kann man nur noch mit Adenauer sprechen, der zur ersten deutschen großen Koalition 1966 äußerte: „Na, die Zusammensetzung, wenn ich dat so sehe – ein bißchen gespenstisch.“

Dienstag: Es folgen die vollmundigen Ankündigungen, 10000 Staatsbeamte wieder einzustellen, die Privatisierung zu stoppen, den Leiter der Privatisierungsbehörde zu entlassen und die Löhne wieder zu erhöhen. Die Folge: Die griechischen Aktien brechen ein. Geldabflüsse bringen das griechische Bankensystem an den Rand des Zusammenbruchs.

War es das schon? Weit gefehlt. Während der griechische Außenminister nach Brüssel fährt, um sich den gerade eingeschlagenen Russlandkurs wieder ausreden zu lassen, wirft der neue Verteidigungsminister vom Helikopter Blumen über umstrittenem Gebiet ab, was sofort türkische Kampfjets auf den Plan ruft. Gleichzeitig verkündete der Spieltheoretiker den nächsten Eklat: das einseitige Ende der Verhandlungen mit der Troika. Eine Regierung, die scheinbar glaubt, sie könne durch Lärm die anstehenden Verhandlungen für sich entscheiden. Tatsächlich ist das Gegenteil der Fall: Mit jeder dieser unbedachten Äußerungen, die die Verunsicherung erhöht, die griechische Wirtschaft weiter in den Abgrund zieht und die Kapitalflucht stärkt, schränken sie ihren Verhandlungsspielraum ein.

Es mag ja sein, dass der Reformprozess unter Federführung der Troika gescheitert ist. Und richtig ist nach wie vor auch, dass durch Sparen allein Griechenland nicht aus dem Schlamassel kommt. Nur wird die neue griechische Regierung keinen Schritt zum Wohle ihres Landes vorankommen, wenn sie ihre Verhandlungspartner im Minutentakt vor den Kopf stößt. Nein, in Brüssel wird kein einmaliges „Chicken-Game“ gespielt, in dem der Verlierer, der zuerst nachgibt. Brüssel ist unendlich oft wiederholtes Verhandeln, und ein jeder Politiker wird dort mehr für sein Land rausholen, je weniger in der Öffentlichkeit über Bande gespielt wird. Denn dort wird es nicht nur um diesen vermaledeiten Schuldenschnitt gehen, sondern auch darum, ob man in Griechenland vertrauen und irgendwann wieder investieren wird können, um dieses geschundene Land endlich wieder auf einen Wachstumspfad zu führen. Man möchte der neuen griechischen Regierung in einem fort zurufen: „So haltet ein!“

Die erste Woche spielte die griechische Regierung also für die Galerie – ihre Wähler. Tore hat sie bisher nicht erzielt, höchstens Eigentore. Eine Vision, wohin die neue Regierung das Land führen will, haben wir dafür noch nicht gehört.