



GREENPEACE

Machbarkeitsstudie: Eigenversorgung des Schienenverkehrs der Deutschen Bahn mit Strom aus Erneuerbaren Energien

**Studie vom arrhenius Institut
für Energie- und Klimapolitik**

Die Studie wurde im Auftrag von Greenpeace durchgeführt vom arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik
Projektleitung: Helmuth-M. Groscurth

Machbarkeitsstudie: Eigenversorgung des Schienenverkehrs der Deutschen Bahn mit Strom aus erneuerbaren Energien

GREENPEACE

Im Auftrag von Greenpeace Deutschland e.V.

Oktober 2011

Helmuth-M. Groscurth und Sven Bode
unter Mitarbeit von Franziska Teichmann

arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik

Am Waldpark 18, 22589 Hamburg
info@arrhenius.de, www.arrhenius.de

Version 2.8 v. April 2011 mit Aktualisierungen vom Oktober 2011 (Stand 4.11.2011).



Inhalt

Zusammenfassung	3
1 Aufgabenstellung	5
2 Die Stromversorgung der Deutschen Bahn.....	5
2.1 Das Bahnstromnetz.....	6
2.2 Die Kraftwerke der Bahn	7
2.3 Stromnachfrage der Bahn für den Schienenverkehr in Deutschland.....	10
3 Stromversorgung in Deutschland	12
3.1 Status-quo und Ziel	12
3.2 Netzausbau	16
3.3 Marktdesign	18
3.4 Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien	21
4 Optionen für die Stromversorgung der Deutschen Bahn aus erneuerbaren Energien	23
4.1 Vorüberlegungen	23
4.2 Ableitung einer möglichen Konfiguration und eines Ausbaupfades	26
4.3 Die Kosten der Versorgung der Deutschen Bahn mit Strom aus erneuerbaren Energien	30
5 Beispielhafte ökonomische Effekte der Investition in Windenergie	34
5.1 Investitionen in Windparks (onshore).....	35
5.2 Arbeitsplatzeffekte	36
5.3 Gewerbesteuer	40
6 Empfehlungen	42
ANHÄNGE.....	45
Abkürzungen und Glossar	45
Daten	46
Referenzen	48
Verzeichnis der Tabellen	51
Verzeichnis der Abbildungen	51

Zusammenfassung

In dieser Studie wird im Auftrag von Greenpeace Deutschland untersucht, wie die Deutsche Bahn bis zu 100% ihres Strombedarfs für den Schienenverkehr in Deutschland aus erneuerbaren Energiequellen erzeugen könnte und welche Kosten dabei entstehen würden. An Hand der Errichtung von Windparks wird dargestellt, welche Nebeneffekte sich auf regionalen Arbeitsmärkten ergeben können.

Es handelt sich dabei um eine Machbarkeitsanalyse, die eine grobe Orientierung dafür liefern soll, welche Kapazitäten erforderlich sind, um eine vollständige Versorgung des Schienenverkehrs der Deutschen Bahn mit Strom aus erneuerbaren Energien zu ermöglichen. Um daraus eine detaillierte und belastbare Investitionsstrategie abzuleiten, sind weitere Untersuchungen erforderlich.

Eine vollständige Versorgung des Schienenverkehrs der Bahn aus erneuerbaren Energien kann durch

- eine installierte Kapazität an Windkraft von 10 GW,
- eine Methansynthese-Kapazität von 2,5 GW_{th} und
- eine Speicherkapazität von 2.000 GWh_{th} für Methan

erreicht werden.

Aufgrund des langen Zeithorizonts und der damit verbundenen Unsicherheiten über technische Entwicklungen und wirtschaftliche Rahmenbindungen sollte der Umbau der Energieversorgung in Phasen gegliedert werden.

In einer ersten Phase von 10 Jahren könnte die Bahn jedes Jahr 500 MW Kapazität zur Stromerzeugung aus Windkraft aufbauen. **Auf diese Weise würde sie bis zum Jahr 2020 60% ihres Strombedarfs aus Windkraft decken.** Die so erzeugte Strommenge würde ausreichen, bis zum Jahr 2020 (möglicherweise) abgängige Erzeugungskapazitäten zu ersetzen.

In einer zweiten 10-Jahres-Phase könnte die Investition in Windkraft in gleichem Umfang fortgesetzt werden. Dabei ließe sich allerdings nur ein immer kleiner werdender Teil des aus Windkraft erzeugten Stroms direkt nutzen. Immer öfter würde dann in einzelnen Stunden mehr Strom erzeugt als die Bahn gerade selbst braucht.

Eine Verdopplung der Windkraft-Kapazität würde den Anteil erneuerbarer Energien lediglich um weitere 20 Prozentpunkte auf gut 80% erhöhen. Die Kosten für den Strom aus Windkraft liegen in derselben Größenordnung wie die Gestehungskosten neuer konventioneller Kraftwerke.

Wenn der Anteil erneuerbarer Energien weiter erhöht werden soll, muss – beginnend in zehn Jahren – die Windkraft durch ein Backup-System ergänzt werden. Die Synthese und Speicherung von Methan sowie dessen Rückverstromung in Gaskraftwerken stellt dabei eine sinnvolle Option dar, mit der eine vollständige und autarke Versorgung der Bahn mit Strom aus erneuerbaren Energien zu erreichen wäre.



Die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien auf 90% führt dabei im Jahr 2030 zu 30% höheren Kosten für die Stromversorgung. Eine Vollversorgung würde die Kosten um 60% erhöhen.

Die Bahn sollte neben der Investition in Windkraft andere Optionen, insbesondere im Bereich der dargebots-unabhängigen Techniken, im Auge behalten und nutzen, sofern sich interessante Investitionsmöglichkeiten bieten. Dies gilt insbesondere für (nachhaltig gewonnene) Bioenergie, Wasserkraft und den Import von Strom aus solarthermischen Kraftwerken (CSP).

Diese Strategie ist nicht kompatibel mit großen Erzeugungskapazitäten in Kraftwerken mit geringer Flexibilität wie Kernkraftwerken und Kohlekraftwerken. Die Deutsche Bahn müsste ihr Engagement in diesem Bereichen überdenken, wenn sie Anteile erneuerbarer Energien jenseits von 50% anstrebt.

Wenn die Bahn sich für den Bezug der Reststrommenge nicht auf das öffentliche Netz stützen, sondern jederzeit disponible eigene Erzeugungskapazitäten vorhalten möchte, kann sie die Investition in die Gaskraftwerke vorziehen. Diese könnten dann – bis zum Aufbau der Methan-Synthese – mit Erdgas betrieben werden.

Die Bahn würde durch die hier beschriebene Strategie in wachsendem Maße Planungssicherheit für die Kosten ihrer Energieversorgung gewinnen. Sie würde sich unabhängig machen von den in den nächsten Jahren zu erwartenden Preissteigerungen bei fossilen Brennstoffen. Sie würde zudem das Risiko steigender Preise bei CO₂-Emissionsrechten verringern, die zu erwarten sind, wenn die Deutschland und die EU ihre bestehenden Klimaschutzziele stringent verfolgt. Mit diesem Handeln wären zudem Vorteile für die Wirtschaft in vielen Regionen Deutschlands verbunden.

Die beschriebene Strategie sollte kontinuierlich, z.B. alle fünf Jahre, evaluiert und den aktuellen Erkenntnissen und Erfordernissen angepasst werden.

1 Aufgabenstellung

Die Deutsche Bahn AG hat das Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien am Bahnstrom bis 2020 auf 35% zu erhöhen und bis 2050 ihren Strom für den Schienenverkehr zu 100% CO₂-frei zu erzeugen oder zu beziehen.¹ Ein Ziel für den Anteil erneuerbarer Energien in 2050 existiert bislang nicht. Derzeit beträgt deren Anteil rund 18%, etwa so viel wie im Durchschnitt der Stromversorgung in Deutschland.

In dieser Studie untersucht das arrhenius Institut im Auftrag von Greenpeace Deutschland, wie die Deutsche Bahn schon bis zum Jahr 2030 ihren Strombedarf für den Schienenverkehr in Deutschland weitgehend aus erneuerbaren Energiequellen erzeugen könnte und welche Kosten dabei entstehen würden. Anhand der Errichtung von Windparks wird dargestellt, welche Nebeneffekte sich auf regionalen Arbeitsmärkten ergeben können.

2 Die Stromversorgung der Deutschen Bahn

Als international tätiger Logistikkonzern nutzt die Deutsche Bahn verschiedenste Energieträger von konventionellen Treibstoffen wie Benzin und Diesel über Flugkraftstoff (Kerosin) bis hin zu elektrischer Energie.

Diese Studie beschäftigt sich ausschließlich mit der Stromversorgung für den Schienenverkehr in Deutschland. Dessen Primärenergieverbrauch lag im Jahr 2008 bei 121 TJ (= 33,6 TWh; vgl. Abbildung 1). Das waren rund 20% weniger als im Jahr 1990 und weniger als 1% des gesamten Primärenergieverbrauchs in Deutschland. 88% der Gesamtmenge wurden für den elektrischen Schienenverkehr, die sogenannte „Elektro-Traktion“, aufgewendet.

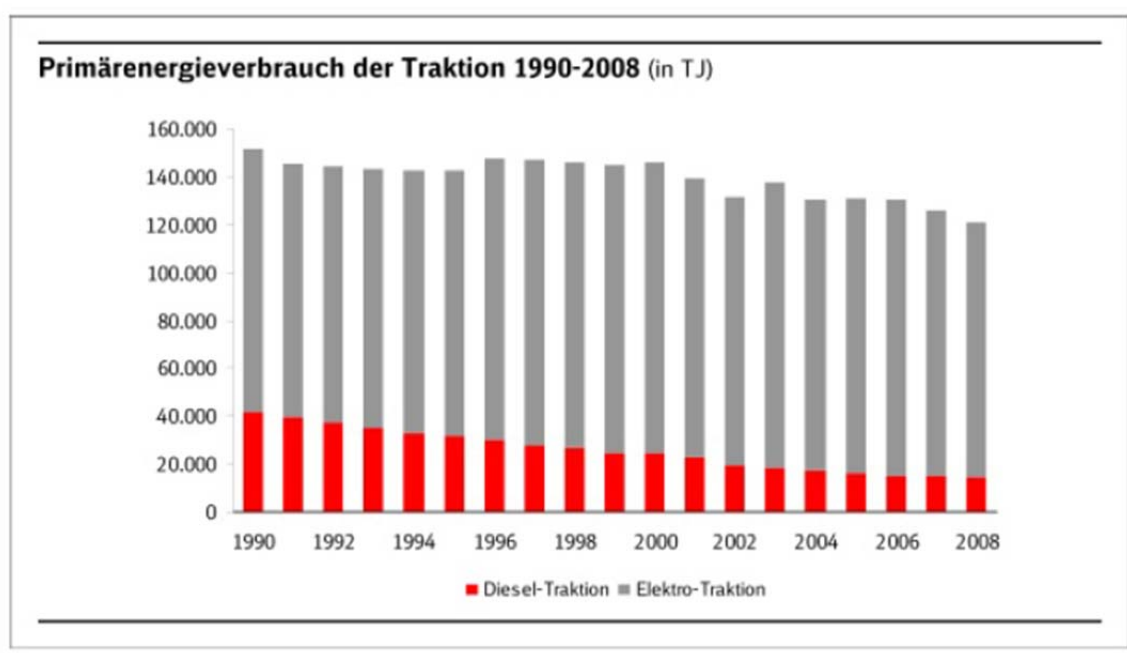


Abbildung 1: Primärenergieverbrauch der Bahn im Schienenverkehr von 1990-2008 [DB 2009, S. 153].

¹ www.deutschebahn.com/site/bahn/de/nachhaltigkeit/umwelt/klimaschutz/erneuerbare_energien/maerkisch_linden.html



Die Bahn hat in der Vergangenheit bereits umfangreiche Maßnahmen ergriffen, um den spezifischen Strombedarf für ihre Transportleistungen zu reduzieren [DB 2009]. Dazu gehören

- die Modernisierung der Fahrzeugflotte,
- Training der Lokführer in energiesparender Fahrweise,
- höhere Auslastung der Personen- und der Güterzüge, sowie die
- Rückspeisung von Bremsenergie.

Die Bahn plant, diese Maßnahmen konsequent fortzuführen. Sie sind ein wichtiger Baustein, um das Konzernziel zu erreichen, die CO₂-Emissionen bis 2020 um 20% gegenüber dem Stand von 2006 zu verringern [DB 2009, vgl. Abbildung 2]. Dazu gehört auch, den Anteil erneuerbarer Energien an der Bahnstromerzeugung auszubauen.

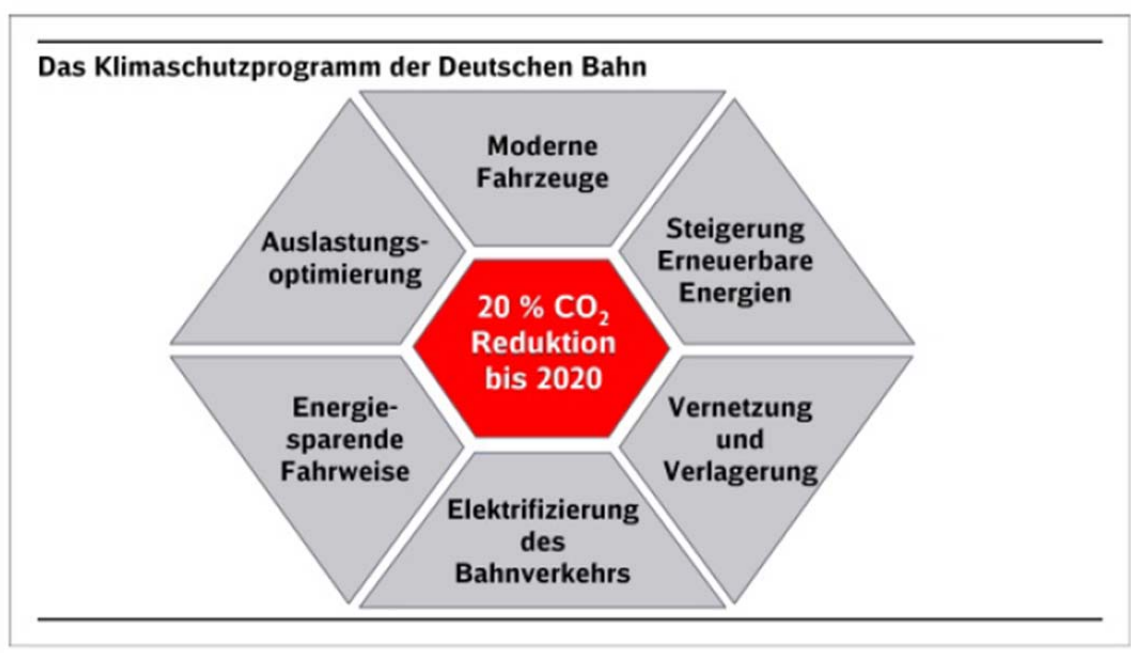


Abbildung 2: Maßnahmen im Klimaschutzprogramm der Deutschen Bahn [DB 2009, S. 148].

2.1 Das Bahnstromnetz

Die Anforderungen an die Stromversorgung des Schienenverkehrs, im Folgenden kurz als „Bahnstrom“ bezeichnet, unterscheiden sich grundlegend von denen der sonstigen öffentlichen Stromversorgung. Während letztere auf einer Frequenz von 50 Hertz (Hz) basiert, ist der Bahnstrom aus historischen Gründen auf eine Frequenz von 16,7 Hz ausgelegt [DB Energie 2010]. Die Versorgung der Züge erfolgt über die Fahrleitungen mit einer Spannung von 15 Kilovolt (kV). Das entsprechende Stromnetz der Bahn ist darauf ausgelegt, die elektrische Energie zu den Zügen zu bringen. Es ist nicht in der Lage, größere Energiemengen hin und her zu transportieren.

Diesem Fahrleitungsnetz ist in den westlichen Bundesländern ein bahneigenes, 7.700 km langes 110 kV/16,7 Hz-Netz überlagert, das Lastschwankungen ausgleichen soll [DB Energie 2009]. In den neuen Bundesländern fehlt diese Netzebene. Dort wird über lokale Umformer

und Umrichter direkt in das Fahrstromnetz eingespeist. Ein Teil des regionalen Zugverkehrs wie etwa die S-Bahnen in Hamburg und Berlin wird mit Gleichstrom versorgt.

Um den Fahrstrom für die Züge bereitzustellen, greift die Bahn zum Teil auf eigene oder ausschließlich für die Bahn produzierende Kraftwerke zurück (vgl. Kap. 2.2), die Bahnstrom direkt in speziellen Generatoren erzeugen. Sie ist aber auch vielfältig über Umformer und Umrichter mit dem öffentlichen Netz sowie den Bahnstromnetzen Österreichs und der Schweiz verbunden. Abbildung 3 gibt einen Überblick über die Topographie der Bahnstromversorgung.

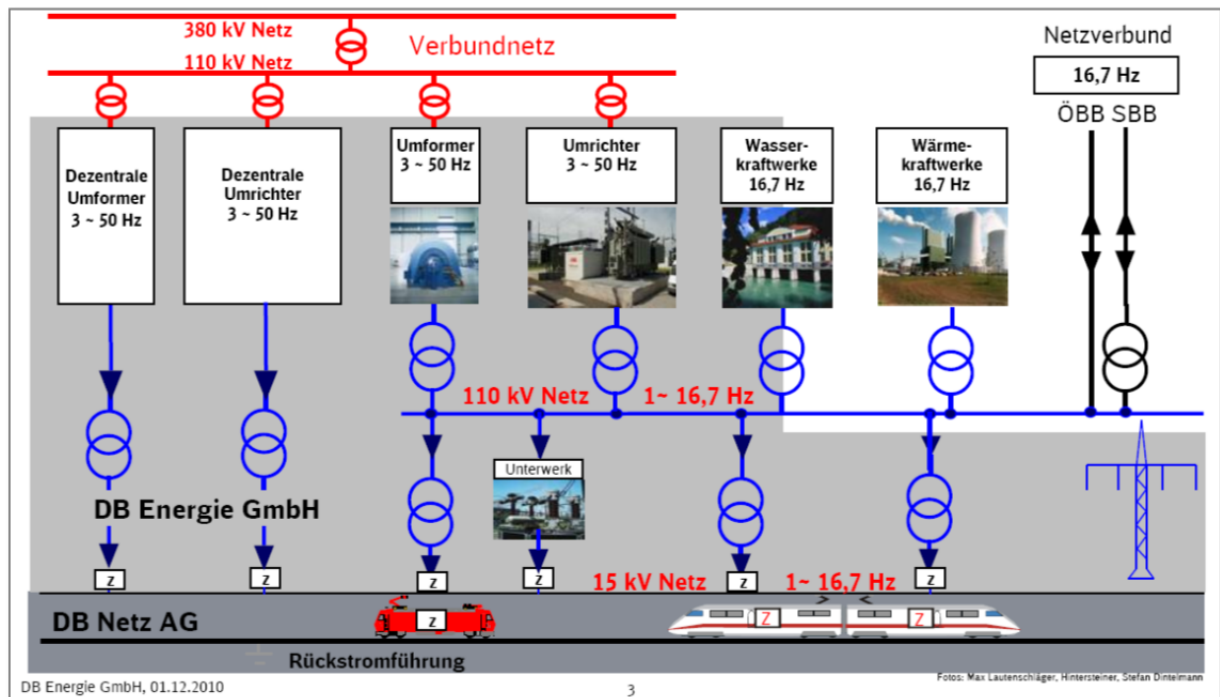


Abbildung 3: Topographie des Bahnstromnetzes [DB Energie 2010].

2.2 Die Kraftwerke der Bahn

Die Deutsche Bahn AG hat mit der DB Energie GmbH eine Tochtergesellschaft, die für die Energieversorgung aller Anlagen der Bahn und insbesondere auch für die Bereitstellung des Bahnstroms zuständig ist.

Am Bahnstromnetz sind Kraftwerke sowie Umformer und Umrichter mit einer Leistung von rund 3.000 MW installiert [Holler 2010]. Sie gehören nur zum kleinen Teil der Bahn selbst und sind mehrheitlich im Besitz großer Energieversorgungsunternehmen, die die Anlagen auch für die Bahn betreiben. Tabelle 1 gibt eine Übersicht über die Kraftwerke, die Bahnstrom erzeugen.



Tabelle 1: Kraftwerke für die Bahnstromversorgung
[Holler 2010, <http://de.wikipedia.org/wiki/Bahnstrom>].

Kraftwerk	Kapazität [MW]	davon Bahnstrom [MW]	Betreiber
Wasserkraft			
Walchensee	124	?	E.ON
Pumpspeicherwerk Langenprozelten	160	160	E.ON
Bertoldsheim	19	19	E.ON
Bittenbrunn	20	20	E.ON
Bergheim	24	?	E.ON
Ingolstadt	20	7	E.ON
Vohburg	23	23	E.ON
Pfrombach	22	11	E.ON
Eitting	26	?	E.ON
Aufkirchen	27	?	E.ON
Reichenhall	6	6	DB Energie
Kammerl	0,4	0,4	DB Energie
<i>Summe Wasserkraft</i>	<i>471</i>	<i>> 250</i>	
Kernkraft			
Neckarwestheim 1 ²	840	152	EnBW et al.
Neckarwestheim 2	1.370	bis 140 MW über Umformer	EnBW et al.
<i>Summe Kernkraft</i>	<i>2.210</i>	<i>ca. 300</i>	
Fossile Kraftwerke			
Mannheim (Steinkohle)	1.680	190	RWE et al.
Datteln (Steinkohle)	300	300	E.ON
Lünen (Steinkohle)	500	110	Evonik
Schkopau (Braunkohle)	900	110	E.ON
Kirchmöser (Erdgas)	160		E.ON
Bremen-Mittelsbüren (Gichtgas)	260	110	swb
Düsseldorf –Lausward (Erdgas/ Heizöl)	520		SW Düsseldorf
<i>Summe fossile Kraftwerke</i>	<i>4.320</i>	<i>> 820</i>	
Erneuerbare Energien			
Windpark Märkisch Linden	30	30	swb

² Stillgelegt im Zuge des sogenannten „Kernenergie-Moratoriums“ und der Rücknahme der Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke in Deutschland.

In 2008 wurden 56% des Bahnstroms aus fossilen Kraftwerken, 26% aus Kernkraftwerken und 16% aus erneuerbaren Energien gewonnen (Abbildung 4).³ Damit ergibt sich für die Bahnstromerzeugung in etwa das gleiche Profil wie für den Durchschnitt der allgemeinen Stromerzeugung in Deutschland. Dies ist nicht zufällig, denn es ist Unternehmenspolitik der Bahn, ihre direkte Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien in Höhe von 10% durch Zertifikate aus dem „Renewable Energy Certificate System (RECS)“ auf den bundesweiten Durchschnittswert zu erhöhen [DB 2009, S. 156]. Die Nutzung solcher Zertifikate im Zusammenhang mit Nachhaltigkeitsbewertungen wird kontrovers diskutiert. Sie kann jedoch nur dann wirklich beurteilt werden, wenn bekannt ist, aus welchen Anlagen die betreffenden Zertifikate stammen.

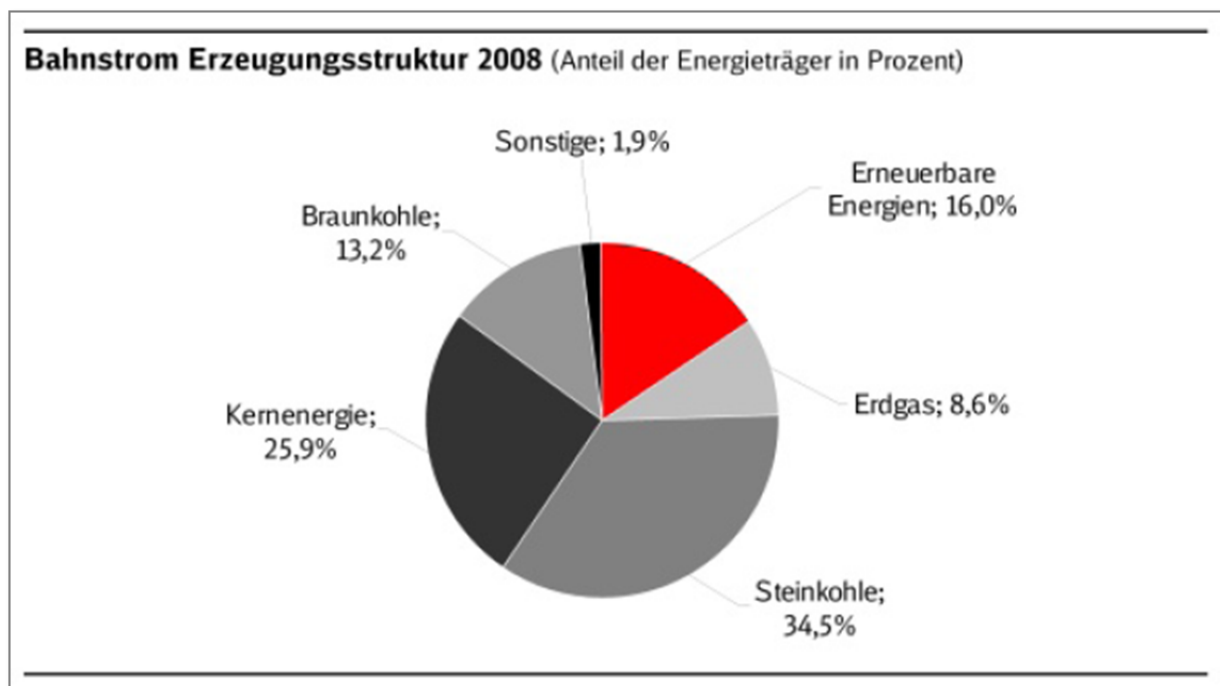


Abbildung 4: Erzeugungsstruktur des Bahnstroms in 2008 [DB 2009, S. 156].³

Die Bahn hat sich selbst das Ziel gesetzt, den Anteil der erneuerbaren Energien bis 2020 auf 35% zu erhöhen, was mit dem im EEG verankerten allgemeinen Ziel Deutschlands einhergeht. Mittlerweile gehen Experten jedoch davon aus, dass dieser Anteil für die öffentliche Stromversorgung schon 2020 in der Größenordnung von 40% liegen könnte.

Die Bahn hat kürzlich einen Strombezugsvertrag mit ihrem größten Stromlieferanten E.ON geschlossen, in dem sie sich aus dem im Bau befindlichen Block 4 des Steinkohle-Kraftwerks Datteln bis zu 400 MW von insgesamt 1.100 MW über 35 Jahre sichert. Dafür wird neben dem Kraftwerk eine Umrichteranlage gebaut. Im Gegenzug will die Bahn das Kraftwerk Lünen und die älteren, für Bahnstrom reservierten Blöcke in Datteln außer Betrieb nehmen. Ob

³ Durch die Stilllegung des Kernkraftwerks Neckarwestheim 1 hat sich der Kernenergieanteil in 2011 deutlich verringert.



der Block 4 des Kraftwerks Datteln überhaupt weitergebaut werden kann, ist aber aufgrund offener rechtlicher Fragen derzeit fraglich.

Die Investition für eine 400 MW-Scheibe eines Steinkohlekraftwerks entspricht einem Volumen von 600-800 Mio. Euro. Der nominale Wert eines Liefervertrages über 35 Jahre beläuft sich auf 5-6 Mrd. Euro.

Rund ein Viertel des Bahnstroms stammte bis 2010 aus den Kernkraftwerken Neckarwestheim 1 und 2, die von dem Versorger Energie Baden-Württemberg (EnBW) betrieben werden. Block 1 wurde nach dem Reaktorunglück von Fukushima abgeschaltet und mittlerweile stillgelegt. Block 2 wird nach der Rücknahme der Laufzeitverlängerung um das Jahr 2020 außer Betrieb gehen.

Im Jahr 2014 wird rund ein Drittel des Beschaffungsportfolios der Bahn durch Auslaufen entsprechender Lieferverträge frei und steht somit für neue Beschaffungswege offen [DB 2009b]. Lediglich die Verträge mit den konventionellen Kraftwerken in Mannheim (2048) und Bremen (2037) reichen über den Zeithorizont dieser Studie hinaus.

2.3 Stromnachfrage der Bahn für den Schienenverkehr in Deutschland

Die Bahn selbst hat keine hinreichend detaillierten Angaben zu ihrer Lastkurve zur Verfügung gestellt. Daher wurde für diese Studie eine synthetische Lastkurve mit Hilfe öffentlichen Quellen und eigener Recherchen erstellt [Kießling et al. 1998, VIP 2011]. Dabei flossen Informationen zum Verlauf der Nachfrage nach Fahrstroms innerhalb eines Tages, einer Woche und eines Jahres ein. Die synthetische Lastkurve stellt für die hier angestrebte Machbarkeitsuntersuchung eine hinreichend gute Näherung für den tatsächlichen Lastverlauf des Schienenverkehrs dar. Der Strombedarf stationärer Anlagen der Bahn wird dabei nicht berücksichtigt.

Die Bahn hat in der Vergangenheit bereits erhebliche Anstrengungen unternommen, um Energie möglichst effizient zu nutzen. Sie hat dabei, wie am Anfang des Kapitels beschrieben, ihren Energiebedarf in den letzten 20 Jahren um 20% reduziert und sie will auch weiterhin ihre Energieeffizienz verbessern. Gleichzeitig ist der Ausbau des öffentlichen Schienenverkehrs ein wesentlicher Bestandteil der Anstrengungen Deutschlands, um die Treibhausgas-Emissionen der gesamten Volkswirtschaft zu vermindern. Daher wird hier unterstellt, dass sich Effizienzgewinne und Ausbau des Schienenverkehrs in den nächsten Jahren die Waage halten und der absolute Energiebedarf infolgedessen konstant bleibt.

Für die Jahreshöchstlast und die insgesamt während eines Jahres benötigte elektrische Arbeit werden folgende Schätzwerte angenommen:

- maximale Last: 1,8 GW
- elektrische Arbeit in einem Jahr: 11 TWh

Würde die elektrische Arbeit in einem Kraftwerkspark mit jederzeit disponiblen Anlagen (z.B. Gaskraftwerken) mit einer Gesamtleistung von 1,8 GW bereitgestellt, so würden die beteiligten Kraftwerke im Mittel auf gut 6.000 Volllast-Benutzungsstunden im Jahr kommen.

Abbildung 5 zeigt die Jahresdauerlinie für die simulierte Lastkurve. Sie gibt an wie häufig ein bestimmter Strombedarf pro Jahr auftritt. So wird eine Last von 700 MW in den 8760 Stun-

den des Jahres niemals unterschritten. In 7.300 Stunden werden mindestens 1.000 MW benötigt. Eine Last von 1.500 MW wird lediglich in 1.500 Stunden im Jahr überschritten.

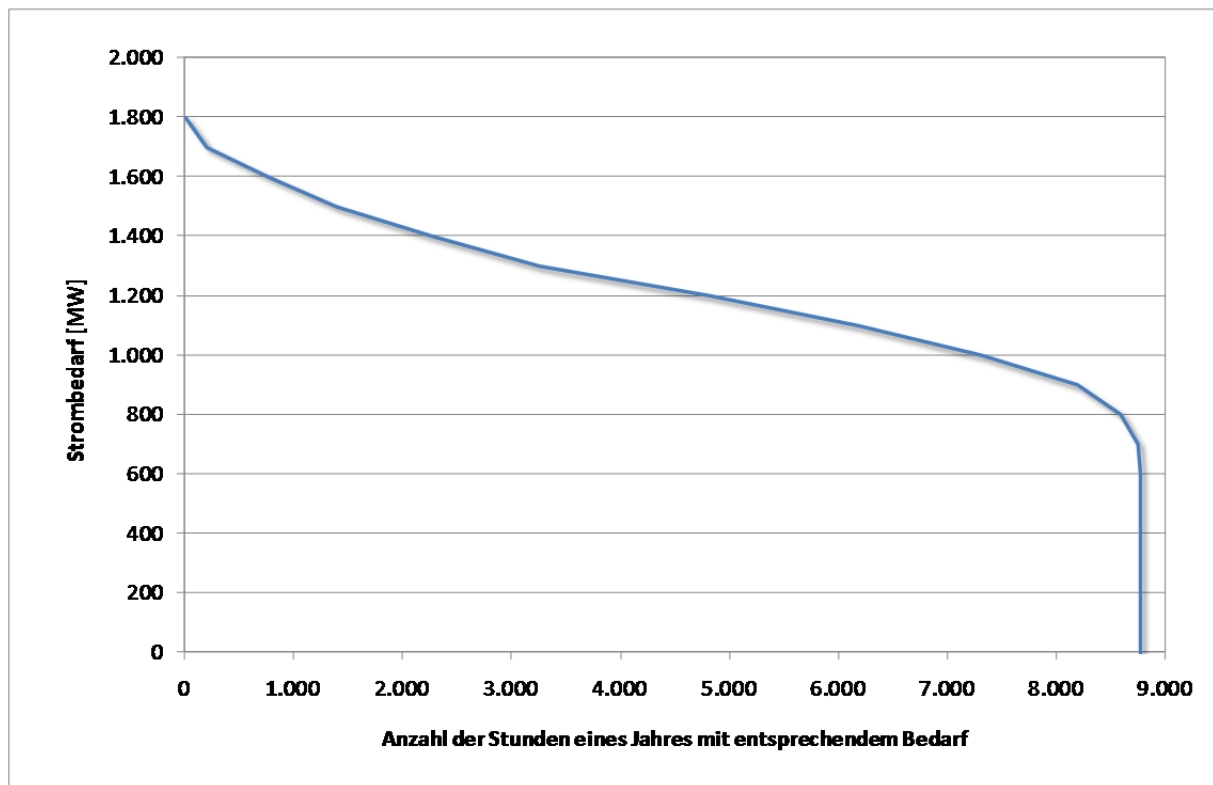


Abbildung 5: Jahresdauerlinie für den simulierten Verlauf des Strombedarf für den Schienenverkehrs der Bahn [eigene Berechnung auf Basis von Kießling et al. 1998, VIP 2011].



3 Stromversorgung in Deutschland

3.1 Status-quo und Ziel

Die Stromerzeugung in Deutschland basiert zurzeit zu großen Teilen auf fossil-befeuerten Kraftwerken. Im Rahmen der allgemeinen Anstrengungen, die CO₂-Emissionen drastisch zu verringern und somit die negativen Auswirkungen des Klimawandels zu begrenzen, sind auch in diesem Bereich substantielle Änderungen notwendig. Abbildung 6 zeigt einen möglichen Verlauf für sektorale Emissionsziele bis 2050 bei einer angestrebten Emissionsminderung von 95% bezogen auf 1990. Für die Energiewirtschaft ergibt sich daraus ein Emissionsbudget von etwas über 20 Mio. Tonnen CO₂ pro Jahr.

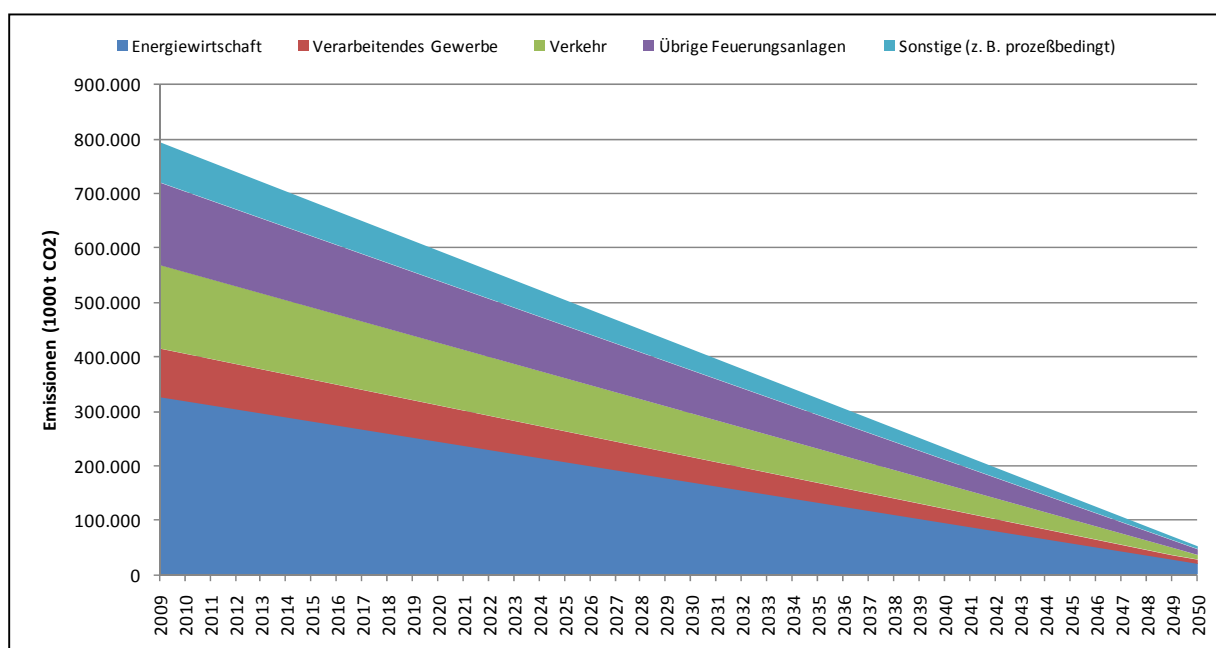


Abbildung 6: Möglicher Emissionspfad für ein CO₂-Minderungsziel von **minus 95 %** für Deutschland bezogen auf 1990 und erwartete Emissionen von in Bau befindlichen Kohlekraftwerken
[Eigene Berechnungen, Emissionen 1990: UBA 2006; Minderungsziel von 95% basierend auf 1990].

Da Emissionsminderungen in anderen Sektoren im Einzelfall deutlich schwieriger zu verringern sind als in der Stromerzeugung, wird auch eine Minderung auf null für diesen Bereich diskutiert. Eine politische Entscheidung hierzu ist jedoch noch nicht gefallen.

Unabhängig von dem genauen langfristigen Emissionsziel für die Stromerzeugung gibt es eine politische Mehrheit dafür, den Anteil der erneuerbaren Energien deutlich zu erhöhen. Die für Deutschland relevante Diskussion findet dabei auf mehreren Ebenen statt,

- in der EU,
- auf Bundesebene und
- in den Bundesländern und den Kommunen.

Diskussionsstand auf EU-Ebene

Im Rahmen des Energie- und Klimapaketes von 2008 wurden verschiedene Ziele festgelegt, die in mehrere neue EU-Richtlinien mündeten. Mit Blick auf die erneuerbaren Energien wurde für jedes Mitgliedsland ein Anteil festgelegt, den die erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch in 2020 decken müssen. Für Deutschland beträgt dieser Anteil 18% [EU 2009]. Um sicherzustellen, dass die Ziele erreicht werden, müssen die Mitgliedsstaaten entsprechende Aktionspläne erstellen und der EU-Kommission vorlegen. Der Aktionsplan für Deutschland wurde im August 2010 beschlossen und sieht folgende Anteile der erneuerbaren Energien in den Sektoren vor [BMU 2010]:

- Wärme / Kälte: 16 %
- Strom: 39 %
- Verkehr: 13 %

Dabei handelt es sich allerdings nicht um neue Ziele, sondern um Schätzungen und Erwartungen. Die Ziele sind bereits in anderen Gesetzen, wie dem EEG formuliert [EEG 2008].

Diskussionsstand in Deutschland auf Bundesebene

Das deutsche Ausbauziel für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ruht auf mehreren Säulen: Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) definiert das Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung bis spätestens 2020 auf 35% zu erhöhen [EEG 2012]. Es setzt unterschiedliche Einspeisevergütungen für die verschiedenen Technologien fest, gibt für die einzelnen Erzeugungsformen (Windenergie, Bioenergie, Photovoltaik) jedoch keine absoluten Mengen vor. Lediglich für die Photovoltaik existiert seit 2010 ein unverbindliches Ziel, den jährlichen Zubau auf 2,5 bis 3,5 GW pro Jahr zu begrenzen. Ein Ziel für die insgesamt zu installierende Kapazität ist jedoch auch hier nicht festgelegt.

Das Energiekonzept der Bundesregierung von 2010 sieht darüber hinaus vor, den Anteil der erneuerbaren Energien bis 2050 auf 80% zu steigern und diese somit zur Hauptquelle für die Stromerzeugung in Deutschland zu machen [Bundesregierung 2010, S.5]. Es wurde im Zuge der Gesetzesvorhaben zur sogenannten „Energiewende“ bekräftigt.

Tabelle 2 zeigt für das Jahr 2020 zwei, und für die Zeit danach je ein mögliches Szenario, wie sich die installierte Leistung unterschiedlicher Technologien entwickeln könnte. Wie zu sehen ist, spielt die Windenergie dabei eine zentrale Rolle innerhalb der erneuerbaren Energien.



Tabelle 2: Erwartete installierte Leistung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung gemäß BMU-Leitstudie 2009 und BEE-Roadmap (in GW, ohne Import) [BMU 2010b, BEE 2009]

	2020		2030	2040	2050
	BMU- Leitstudie	BEE- Roadmap	BMU- Leitstudie	BMU- Leitstudie	BMU- Leitstudie
dargebots-unabhängig					
Laufwasser	4,7	6,5	5,0	5,1	5,2
Geothermie	0,3	0,6	1,0	2,2	3,7
Biomasse	8,9	9,4	9,9	10,6	10,6
dargebots-abhängig					
Wind Gesamt	46	55	63	77	79
<i>onshore</i>	<i>36</i>	<i>45</i>	<i>38</i>	<i>40</i>	<i>40</i>
<i>offshore</i>	<i>10</i>	<i>10</i>	<i>25</i>	<i>37</i>	<i>39</i>
Photovoltaik	52	40	63	65	65
Gesamt	111	166	142	159	163

Verschiedene Untersuchungen, zuletzt vom Sachverständigenrat für Umweltfragen [SRU 2011], kommen zu dem Ergebnis, dass eine vollständige Versorgung aus erneuerbaren Energien technisch machbar, ökonomisch vertretbar und sicher ist.

Diskussionsstand in den Bundesländer und Kommunen

Der tatsächliche Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien findet in den Ländern und Kommunen statt. Die Rahmenbedingungen sind hier sehr unterschiedlich, was auf unterschiedliche energetische Potentiale, unterschiedliche Präferenzen der Bürger und divergierende Politikansätze zurückgeführt werden kann. Ein umfassender Vergleich findet sich bei Dieckmann et al. [2010]. Abbildung 7 zeigt beispielhaft ein Vergleich der Ziele für erneuerbare Energien in den Bundesländern.

Eine Koordinierung der Aktivitäten der Bundesländer findet derzeit nach Wissen der Autoren nicht statt. Als Ergebnis der verschiedenen Einflussfaktoren bildet sich daher zurzeit eine regional unterschiedliche Struktur hinsichtlich der installierten Leistungen verschiedener Techniken heraus. Abbildung 8 zeigt dies am Beispiel der Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen.

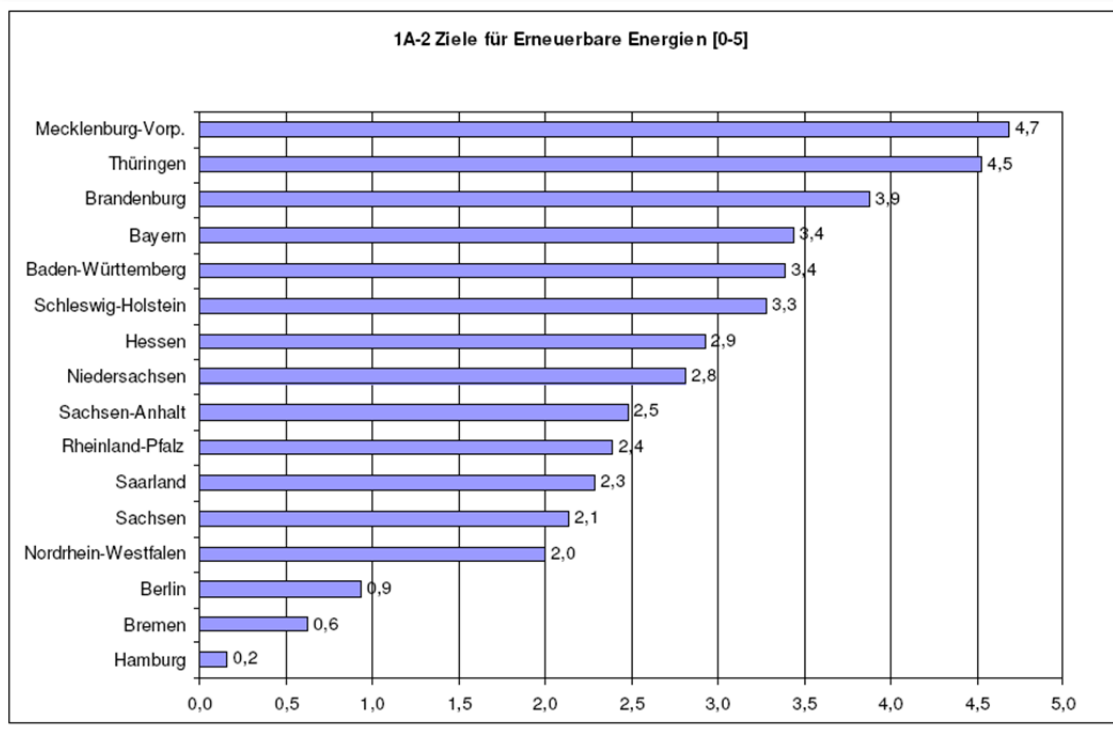


Abbildung 7: Bewertung der Bundesländer hinsichtlich ihrer Ziele für erneuerbare Energien (Ambitioniertheit, Zweckbreite, Technologiebreite) [Dieckmann et al. 2010, S. 19].

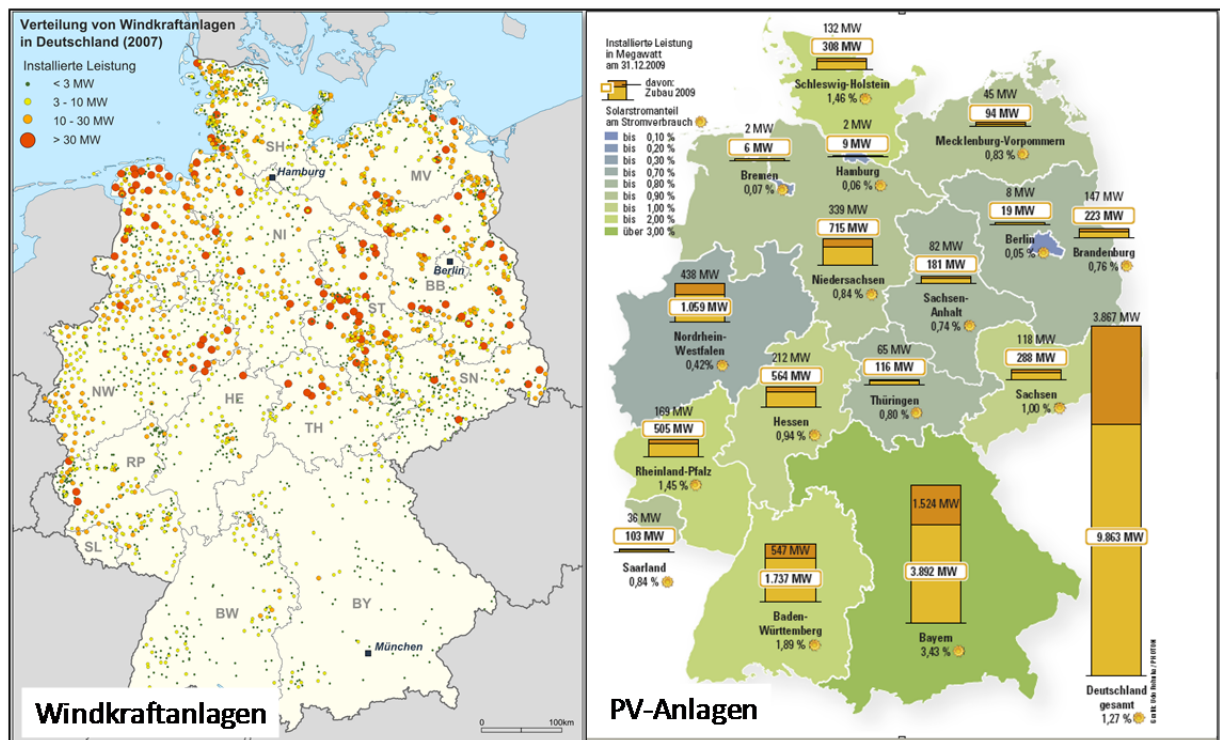


Abbildung 8: Verteilung von Windkraft und PV-Anlagen in Deutschland [links: Karstedt 2008, rechts: Photon 2010].



Eine Gesamtoptimierung mit Blick auf geografische Lage der Stromverbraucher und der vorhandenen Netzausstrukturen findet zurzeit nicht statt.

Mit Blick auf das Ziel, Stromversorgung auf 100 % erneuerbare Energien umzustellen, steht ein bundesweit agierendes Unternehmen wie die Bahn entsprechend vor der Frage, wie die verschiedenen Randbedingungen (Attraktivität der Länder/ Standorte, Optimierung eigener Netzengpässe) optimal berücksichtigt werden können.

3.2 Netzausbau

Auch die Diskussion um den Ausbau der Stromnetze findet auf mehreren Ebenen statt, nämlich

- in der EU und
- in Deutschland vorrangig auf Bundesebene.

Diskussionsstand zum Netzausbau auf EU-Ebene

Auf EU-Ebene wird seit längerem über einen koordinierten Ausbau der Stromnetze diskutiert. Neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien ist auch die Schaffung/ Vertiefung des Energiebinnenmarktes ein wichtiger Treiber in der Diskussion. Bei ihrem jüngsten Treffen Anfang Februar 2011 vereinbarten die Staats- und Regierungschefs unter anderem eine Modernisierung der Infrastruktur, die 200 Mrd. Euro bis 2020 kosten soll und am Ende von den Stromverbraucher zu zahlen sein wird.

Diskussionsstand zum Netzausbau auf Bundesebene

Wesentliche Aspekte der Diskussion zum Netzausbau sind in den sogenannten DENA-Netzstudien zusammengefasst. Schon in der DENA Netzstudie I aus dem Jahr 2005 wurde der Ausbaubedarf der Stromnetze ausführlich dargestellt und beziffert [dena 2005]. Von den 850 Kilometern Stromtrassen im Hochspannungsnetz, die laut dieser Studie neu gebaut werden müssten, sind bisher jedoch erst wenige Kilometer tatsächlich realisiert worden. Die Netzstudie II vertieft die Analyse und untersucht das Netz vor dem Hintergrund des (politischen) Ziels, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung in 2020 auf 39% zu erhöhen und wirft einen Blick auf das Jahr 2025 [dena 2010]. Abbildung 9 gibt einen Überblick über die erwarteten Netzengpässe. Wie zu erkennen ist, sind die Engpässe zum einen sehr unterschiedlich stark ausgeprägt und zum anderen orientieren sie sich nicht an administrativen Grenzen (z.B. Bundesländer, Kreise etc.).

Für die Überwindung der Engpässe stehen verschiedene technische Optionen zu Verfügung, die unterschiedliche Charakteristiken haben. Die Unterschiede bei den Kosten sind in Abbildung 10 dargestellt. Je nach Ansatz liegen die Ausbaukosten zwischen 1 und 7 Mrd. Euro pro Jahr.⁴

⁴ Es sei angemerkt, dass die Berechnungsweise für die Kosten zum Teil massiv kritisiert wurde. Siehe hierzu z.B. Jarras 2010.

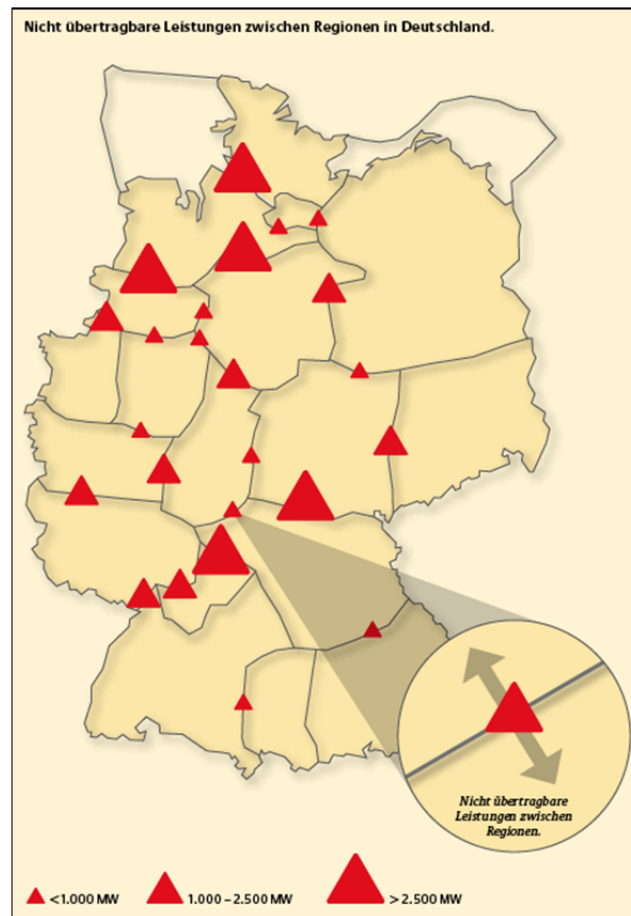


Abbildung 9: Regionengrenzen nach der Aufteilung der Übertragungsnetzbetreiber mit nicht übertragbaren Leistungen auf Basis des bis 2015 geplanten Übertragungsnetzes [DENA 2010, S. 3]

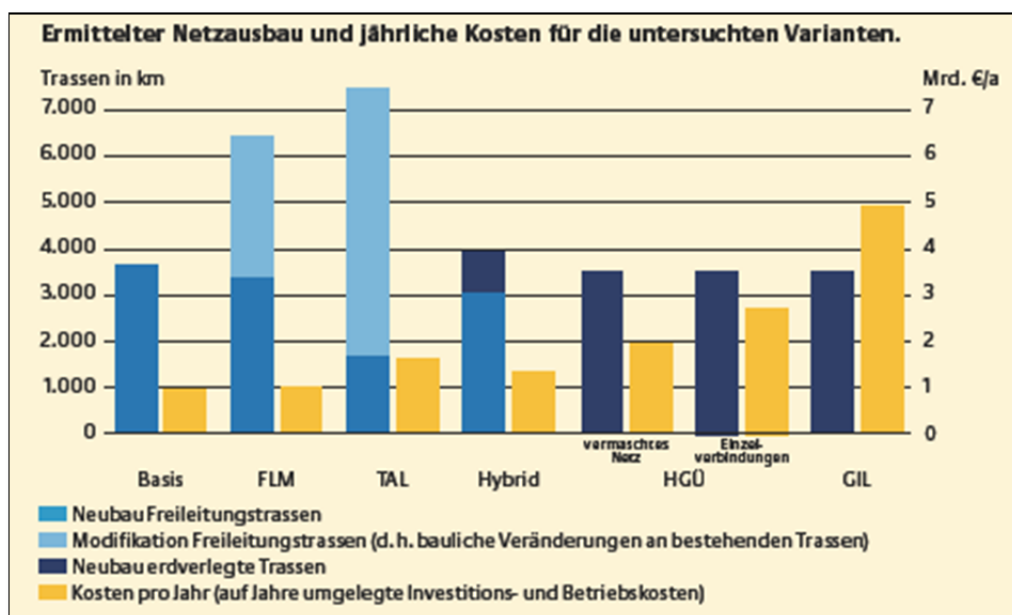


Abbildung 10: Ermittelter Netzausbau und jährliche Kosten für die untersuchten Varianten der DENA Netzstudie II [dena 2010].



Interessant könnte vor dem Hintergrund des in dieser Studie verfolgten Ziels sein, dass im politischen Raum einschließlich der Bundesministerien bereits diskutiert wird, ob und inwieweit das bahneigene Stromnetz eine Rolle im Rahmen des Netzausbaus spielen kann. Untersucht werden soll etwa, ob auf ausgewählten Nord-Süd Trassen die Strommasten der Bahn um 15 Meter erhöht und hier zusätzliche Gleichstrom-Freilandleitungen verlegt werden können. Dies sei mit weniger Kosten und Eingriffen in die Landschaft verbunden als der Bau eigener Leitungstrassen. Eine ausführlichere Beschreibung findet sich bei Doll et al. [2010]. Ob dies tatsächlich eine Option ist, kann im Rahmen dieser Kurzstudie nicht beurteilt werden.

Um zu einer realistischen Einschätzung der Möglichkeiten zu kommen, wäre ein breit angelegtes Screening der bahneigenen Stromnetze und der Schienenwege erforderlich. Bei einer solchen Untersuchung müsste für alle in Frage kommenden Strecken untersucht werden, inwieweit hier die Möglichkeit besteht überirdisch mittels Freileitung oder unterirdisch mittels Kabel Wechselstrom oder Gleichstrom zu übertragen. Dabei sind lokale Gegebenheiten wie die Breite der Trassen im Eigentum der Bahn sowie Abstände zu anderen Elementen der Infrastruktur entscheidend. Pauschale Aussagen lassen sich hier kaum treffen [Consentec 2011]. Laut Zeitungsberichten hat die Bundesregierung eine entsprechende Untersuchung bereits in Auftrag gegeben.

3.3 Marktdesign

Die wesentlichen Elemente des aktuellen Strommarktdesign haben ihre Wurzeln in 1990er Jahren in der Schaffung des EU-Binnenmarktes. Mit der EU-Richtlinie zum Elektrizitätsbinnenmarkt wurde Ende des letzten Jahrhunderts die Liberalisierung der Strommärkte in Europa eingeleitet [EU 1996 und 2003]. Die Liste der Beweggründe war lang, einen kurzen Überblick gibt Punkt (4) der Begründung der Richtlinie:

„Der Verwirklichung des Elektrizitätsbinnenmarktes kommt besondere Bedeutung zu; es gilt, unter gleichzeitiger Stärkung der Versorgungssicherheit und der Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Wirtschaft sowie unter Wahrung des Umweltschutzes die Effizienz bei der Erzeugung, Übertragung und Verteilung dieses Produkts zu verbessern.“

Die vor der Liberalisierung bestehenden Gebietsmonopole der Versorger wurden sukzessive aufgehoben. Zur Preisfindung und Organisation der Einsatzreihenfolge für die bestehenden Anlagen wurde eine Strombörse eingeführt. Der ökonomischen Theorie folgend bieten rationale Erzeuger in diesem Markt zu den Grenzkosten der Stromerzeugung an. Die Grenzkosten spiegeln die (tatsächlichen) zusätzlichen Kosten für die Produktion einer zusätzlichen Megawattstunde Strom wider. Der Preis und damit der Erlös für die Kraftwerksbetreiber ergibt sich im Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage. Der gleichgewichtige Preis entspricht den Grenzkosten des letzten Anbieters, der zum Zuge kommt. Die Differenz aus Erlösen und Grenzkosten eines jeden Kraftwerkes wird als Deckungsbeitrag bezeichnet und kann zur Deckung der Fixkosten verwendet werden. Im Laufe der Zeit hat sich herausgestellt, dass die Summe der Deckungsbeiträge immer seltener ausreicht, um die Fixkosten neuer

Anlagen zu decken, und dass somit immer weniger Anreize bestehen, in neue konventionelle Kraftwerke zu investieren. Wesentliche Ursachen dafür sind die Tatsache,

- dass sich die Effizienz von konventionellen Kraftwerken nur noch in kleinen Schritten verbessern lässt,
- dass die Erlöse konventioneller Kraftwerke und ihre mittlere Betriebsdauer pro Jahr durch den zunehmenden Einsatz erneuerbarer Energien sinken und
- dass darüber hinaus insbesondere für Kohlekraftwerke erhebliche Risiken aus der Preisentwicklung von CO₂-Emissionsrechten bestehen.

Auf diese Probleme wurde bereits vor einigen Jahren aufmerksam gemacht [siehe z.B. Weber 2002, BCG 2003, Joskow 2006, Ockenfels 2008, Bode & Groscurth 2009]. Es hat jedoch erst jüngst Eingang in die energiepolitische Debatte gefunden. Das Energiekonzept der Bundesregierung hält hierzu fest [Bundesregierung, 2010 S. 21-22]:

„Darüber hinaus werden wir prüfen, inwieweit auch der Strommarkt weiterentwickelt werden soll. Im derzeitigen Marktdesign können künftig möglicherweise die Strompreise nicht genügend Anreize zum Bau von Anlagen zur Leistungsabsicherung geben. Das könnte zum Beispiel auch für den Bau von flexiblen Gas- oder Kohlekraftwerken gelten, die künftig zunehmend zu diesem Zweck vorgehalten werden müssen. Gleiches gilt für Energiespeicher. Ähnliche Probleme könnten sich auch für die erneuerbaren Energien stellen. Vor diesem Hintergrund ist zu prüfen, ob und wie in Zukunft die Bereitstellung von Kapazitäten behandelt wird (so genannte „Kapazitätsmärkte“). In diesem Zusammenhang ist zu klären, welche Kosten entstehen, wie diese minimiert und wie sie verteilt werden. Die wissenschaftliche Diskussion steht hier jedoch noch ganz am Anfang. In einem umfassenden Forschungsprojekt sollen deshalb alle relevanten Fragen untersucht und Vorschläge für ein zukunftsfähiges Marktdesign entwickelt werden. Hierbei sind die Möglichkeiten für eine weitere Stärkung des Wettbewerbs zu berücksichtigen.“

Der britische Regulierer Ofgem ist hier schon deutlich weiter. In seinem Bericht „Options for delivering secure and sustainable energy supplies“ weist er bereits daraufhin, dass neben günstigen Preisen für die Verbraucher ausreichend Anreize für Investitionen notwendig sind, um Energieversorgungssicherheit dauerhaft sicherzustellen [Ofgem 2010]. Dies sei zurzeit nicht der Fall. Ofgem stellt fest:

„Ofgem does not consider that leaving the current arrangements unaltered is in the interests of consumers, given the risks and issues identified.“

Es werden verschiedene Pakete mit konkreten Maßnahmen vorgeschlagen, die sich aus unterschiedlichen Kombinationen der nachfolgenden Instrumente zusammensetzen:

- Mindestpreise für CO₂-Emissionsrechte,
- verbesserte Möglichkeiten für die Regelung der Stromnachfrage,
- verbesserte Möglichkeiten zur Reaktion der Nachfrage auf Preissignale,
- Anforderungen an Erzeuger und Netzbetreiber,
- zentralisierter Markt für erneuerbare Energien,
- Ausschreibungen für alle Kapazitäten,
- Einführung eines zentralen Käufers.



Vor diesem Hintergrund ist davon auszugehen, dass sich das Strommarktdesign in Deutschland in den nächsten Jahren (deutlich) verändert wird. Für den Neubau von Kraftwerken werden sehr wahrscheinlich über die heutigen Erlösstrukturen hinausgehende finanzielle Anreize geschaffen werden müssen. Kapazitätsprämien stellen dabei eine von mehreren Möglichkeiten dar. Unstreitig wird vermutlich sein, dass die damit verbundenen Mehrkosten auf die Stromverbraucher in der einen oder anderen Form überwältzt werden. Beim Vergleich unterschiedlicher Stromversorgungsoption in der Zukunft (z. B. 2030) ist daher darauf zu achten, dass der heutige Systemansatz vermutlich keine sinnvolle Referenz ist.

Es stellt sich die Frage, welche Konsequenzen diese Erkenntnisse für die Investition in konventionelle Kraftwerke zum jetzigen Zeitpunkt haben. Es ist zu beobachten, dass sich Investoren sich derzeit bei der Planung neuer Großkraftwerke sehr zurückhalten. Eine ganze Reihe von Kohlekraftwerksprojekten wurden auf Eis gelegt, z.B. die in Lubmin und Mainz.

Die Beurteilung einzelner Projekte erfordert umfängliche Modellrechnungen, bei denen eine ganze Reihe von Annahmen zu treffen ist, bevor deren Wirtschaftlichkeit beurteilt werden kann. Dabei lassen sich durchaus einzelne Projekte finden, die mit einiger Wahrscheinlichkeit wirtschaftlich wären, besonders wenn insgesamt nur wenige Kraftwerke neu gebaut werden. Für eine Vielzahl von Vorhaben, insbesondere, wenn sie alle gleichzeitig umgesetzt würden, gilt dies nicht.

Pauschal lassen sich zwei Feststellungen treffen: Wenn man vom Ende her denkt, also von einem System zur Stromversorgung, das im Wesentlichen aus Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien und gasgefeuerten Backup-Anlagen besteht, dann werden die Gaskraftwerke, wenn sie eingesetzt werden, die Grenzkraftwerke sein und daher nur ihre Betriebskosten, nicht aber ihre Kapitalkosten erwirtschaften. Bei dieser Aussicht werden sich bei den heutigen Marktbedingungen vermutlich keine Investoren für derartige Anlagen finden.

Wenn die EU den Klimaschutz weiter ernst nimmt und Deutschland ein Minderungsziel für 2020 in der Größenordnung von 40% gegenüber 1990 anpeilt, dann muss auch die Stromerzeugung einen substantiellen Beitrag in ähnlicher Größenordnung leisten. Dies wird aber – insbesondere bei einem beschleunigten Kernenergieausstieg – nur dann möglich sein, wenn mittelfristig bestehende Kohlekraftwerke weniger betrieben werden. Der EU-Emissionshandel würde dies, wenn man ihn den wirken ließe – durch entsprechend höhere Preise für CO₂-Emissionsrechte unterstützen. Diese müssten dann in der Größenordnung von 40-60 €/t CO₂ liegen [Groscurth 2009]. In dem Fall wären dann die Kohlekraftwerke teurer als die Gaskraftwerke und somit die Grenzkraftwerke. Entsprechend würden sie nur noch geringe oder gar keine Deckungsbeiträge erwirtschaften. Darüber hinaus würden die Kohlekraftwerke wegen der schwankenden Einspeisung der erneuerbaren Energien auf Grund von technischen Restriktionen immer öfter und länger abgeschaltet werden. Vor diesem Hintergrund stellen Kohlekraftwerke keine sinnvolle Alternative zu Gaskraftwerken dar.

3.4 Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Das EEG in seiner derzeitigen Form gewährt eine feste Vergütung pro eingespeister Kilowattstunde. Die Höhe der Vergütung hängt von verschiedenen Faktoren ab, neben der Technologie z.B. vom Alter und der Größe der Anlage. Das EEG unterscheidet aber an einer entscheidenden Stelle nicht: zwischen dargebots-abhängigen und dargebots-unabhängigen Technologien. Die Technologien wurden bereits in Tabelle 2 entsprechend differenziert. Zu beachten ist, dass große Teile der erwarteten installierten Kapazität zu den dargebots-abhängigen Technologien gehören, was die Frage nach einem Backup für die Zeiten aufwirft, in denen kein Strom produziert wird.

Unmittelbar offensichtlich wird dies am Beispiel der Photovoltaik. Die Sonne scheint im Sommer stärker als im Winter, tagsüber stärker als in der Nacht. Abbildung 11 stellt diesen Zusammenhang schematisch dar. Entsprechend ist für Zeiten, in denen die PV-Anlagen keinen Strom produzieren, aber dennoch Stromnachfrage besteht, eine alternative Technologie notwendig, seien es Windkraftanlagen oder aber Energie aus Speichern.

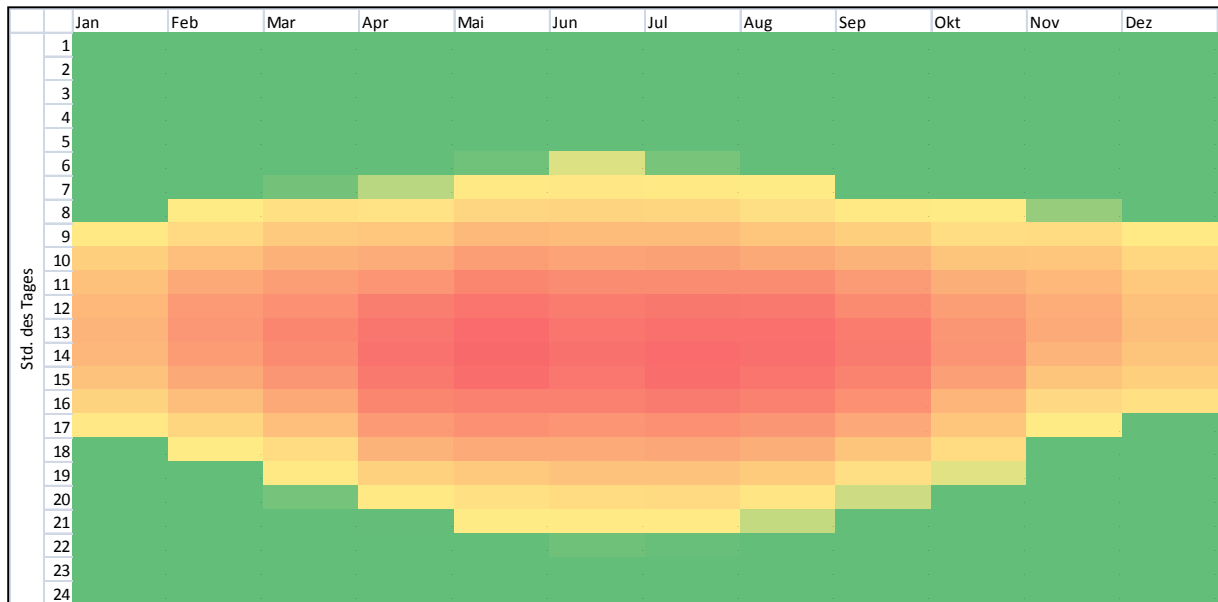


Abbildung 11: Durchschnittliche Einspeisung von Photovoltaik-Anlagen in Deutschland in verschiedenen Stunden des Jahres (rot = hoch, grün = niedrig/ null) [eigene Berechnung].

Die Stromerzeugung aus Windenergie variiert ebenfalls stark, jedoch nach anderen Mustern. Insbesondere der Unterschied zwischen Tag und Nacht ist nicht so stark ausgeprägt wie bei der PV. Abbildung 12 macht dies am Beispiel von drei Tagen im Herbst und Winter 2009 deutlich. Die beiden Tage im November zeigen das jeweilige Maximum zu deutlich anderen Tageszeiten. Drei bis vier Wochen später liegt die Einspeisung über den gesamten Tag deutlich unter den beiden Tagen im November und nahe Null. Auch für Windkraftanlagen, die grundsätzlich über höhere Volllaststunden verfügen als die PV, sind entsprechend alternative Backup-Kapazitäten vorzuhalten. Die Situation am 14.12.2009 macht dabei auch deutlich, dass es sich nicht ausschließlich um PV Anlagen handeln kann. Es müssen auf jeden Fall dargebots-unabhängige Technologien eingesetzt werden.

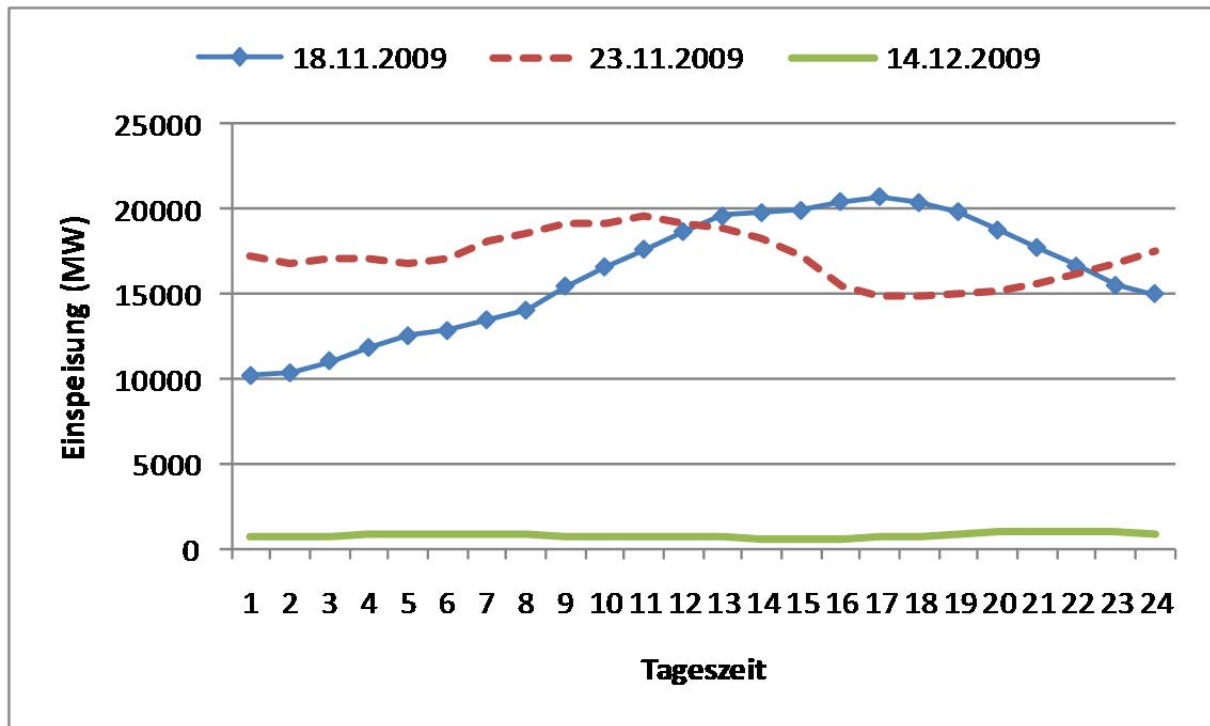


Abbildung 12: Windeinspeisung in Deutschland an drei ausgewählten Tagen [www.bdew.de].

Mit Blick auf das Gesamtziel, den Anteil der erneuerbaren Energien substantiell zu erhöhen, bleiben dafür folgende Optionen:

- Bioenergieanlagen,
- Wasserkraftwerke einschließlich Pumpspeicherkraftwerke,
- konventionelle Kraftwerke, die mit synthetisch erzeugtem Methan oder Wasserstoff betrieben werden, sowie
- die Kombination von Wasserstoffelektrolyse und Brennstoffzellen.

4 Optionen für die vollständige Stromversorgung der Deutschen Bahn aus erneuerbaren Energien

4.1 Vorüberlegungen

Angestrebt wird die physikalische Versorgung mit Strom aus erneuerbaren Energien zu jedem Zeitpunkt. Es soll also keine reine Mengenbilanzierung vorgenommen werden, sondern der Strom soll immer dann geliefert werden, wenn er benötigt wird. Zertifikate sollen nicht verwendet werden, um den Anteil erneuerbarer Energien zu erhöhen.

Windenergie an Land (onshore) ist derzeit die kostengünstigste Option, um in Deutschland Strom aus erneuerbaren Energien zu erzeugen, für die ein ausreichendes Ausbaupotential vorhanden ist. Andere denkbare Optionen sind Windenergie offshore, Wasserkraft, Bioenergie, Geothermie und Photovoltaik.

Für Wasserkraft und Bioenergie werden jedoch nur noch begrenzte Ausbaumöglichkeiten gesehen [BMU 2010b]. Daher werden diese für die hier angestrebte Machbarkeitsstudie zunächst außeracht gelassen. Das heißt aber nicht, dass die Bahn derartige Optionen nicht nutzen sollte, wenn bereits Anlagen vorhanden sind oder wenn sich günstige Investitionsmöglichkeiten ergeben. Beide Techniken können in jeden Fall die im Weiteren vorgeschlagene Struktur ergänzen.

In jüngster Zeit gibt es vermehrt Hinweise darauf, dass die Kosten der Offshore-Windenergie nicht in dem bislang angenommenen Maße fallen werden. Genannt werden mittelfristige Gestehungskosten von 120 €/MWh. Damit bliebe diese Option deutlich teurer als die Variante an Land, für die noch erhebliche Ausbaumöglichkeiten gesehen werden – vor allem im Zuge des sogenannten Repowering, bei dem ältere Anlagen durch neuere, leistungstärkere ersetzt werden [BMU 2010b].

Geothermie ist zwar im Prinzip eine interessante Option. Aber auch wenn hier mitunter erhebliche Potentiale gesehen werden, hinken ihr Ausbau und ihre Kostenentwicklung den anderen Techniken zur Nutzung erneuerbarer Energien weit hinterher. Daher wird auch diese Option hier nicht berücksichtigt.

Die installierte Leistung an Photovoltaik-Anlagen in Deutschland ist in den letzten Monaten sprunghaft angewachsen und strebt auf einen Wert von 20 GW zu. Gleichzeitig fallen die Modulpreise rapide. Es ist jedoch fraglich, ob diese Preise die Vollkosten der Produktion decken oder nicht vielmehr das Ergebnis des momentanen Überangebots am Markt sind. Die Stromgestehungskosten der PV liegen jedoch weiter deutlich über dem Wert für Windenergie. Hinzu kommt die in Abbildung 11 verdeutlichte Einspeise-Charakteristik in Deutschland, die deutlich schlechter zur Lastkurve der Deutschen Bahn passt als dies für Windenergie der Fall ist.

Auf Basis dieser Überlegungen wird in einem ersten Schritt ein Stromversorgungssystem für die Bahn betrachtet, dass sich ausschließlich auf Onshore-Windenergie stützt. Da Windenergie nicht zu jeder Zeit zur Verfügung steht, muss ein solches System notwendigerweise über ausreichende Backup-Kapazitäten verfügen.

Während der nächsten 10-15 Jahre kann die fehlende Strommenge mit einiger Sicherheit zu jeder Zeit aus konventionellen Kraftwerken der bisherigen Bahnstrom-Versorgung oder der öffentlichen Versorgung bezogen werden. Wird jedoch langfristig eine vollständige Um-



stellung auf erneuerbare Energien angestrebt, so muss Energie aus den Zeiten überschüssiger Produktion in die Zeiten mit Restbedarf transferiert werden, da gemäß der vorstehenden Überlegungen die verfügbaren dargebots-unabhängigen erneuerbaren Energien dafür nicht ausreichen.

Strom lässt sich in der Praxis nicht direkt speichern. Er muss somit in eine andere Energieform überführt und dann wieder zurückgewonnen werden. Es gilt daher, geeignete Speicherformen zu identifizieren. Zu bedenken ist dabei stets, dass jede Umwandlung und jede Speicherung mit Verlusten verbunden ist. Eine ausführliche Darstellung der verschiedenen Speicheroptionen würde den Rahmen dieser Kurzstudie sprengen. Es wird daher z.B. auf Sauer [2006] verwiesen. Bode et al. [2011] stellen zudem grundsätzlich die Frage, ob der Import von Strom einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leistet. Entsprechend kann der geplante Netzausbau anders bewertet werden.

Eine wichtige, zunehmend diskutierte Option, die mit heute verfügbarer Technik realisiert werden kann, ohne dass transnationale Netze vorausgesetzt werden, ist die Erzeugung, Speicherung und Rückverstromung synthetischen Methans. Aus Sicht der Autoren ist sie die derzeit sinnvollste Variante und wird daher in dieser Studie zugrunde gelegt. Wenn – eventuell zu einem späteren Zeitpunkt – gezeigt werden kann, dass andere Speicheroptionen ein ausreichendes Potential zu günstigeren Kosten bieten, so kann die Entscheidung für die Speicherlösung noch überdacht werden, bevor entsprechende Investitionen getätigt werden.

Exkurs: EE-Methan-Synthese

Unter „EE-Methan“ wird im Folgenden die synthetische Erzeugung von Methan mit Hilfe von Strom aus erneuerbaren Energien verstanden. Im Englischen wird von „Renewable Power Methane (RPM)“ gesprochen.

Für die mittel- und langfristige Speicherung von Strom aus erneuerbaren Energien ist EE-Methan eine Option mit großem Potential [Sterner 2009]. Im Gegensatz zu anderen diskutierten Speichertechnologien (Pumpspeicher, Batterien oder Wasserstoff) ist die Infrastruktur zur Speicherung von EE-Methan grundsätzlich vorhanden, da das bestehende Erdgasnetz einschließlich der Speicher der strategischen Erdgasreserve genutzt werden kann. Hier ist schon heute eine Speicherkapazität von 220 TWh verfügbar, die um Größenordnungen über derjenigen des Stromnetzes von lediglich 0,04 TWh liegt [LBEG 2009, S.46].

Um EE-Methan mit Hilfe von Strom aus erneuerbaren Energiequellen herzustellen, wird zunächst Wasser (H_2O) mittels Elektrolyse in Wasserstoff (H_2) und Sauerstoff (O_2) aufgespalten. Anschließend wird der Wasserstoff unter Einsatz von Kohlendioxid (CO_2) in einem chemischen Verfahren in Methan (CH_4) umgewandelt.

Das Methan hat eine sehr hohe Energiedichte von etwa 33 MJ/Nm^3 . Sie ist dreimal so hoch wie diejenige von Wasserstoff, was hinsichtlich des Platzbedarfs bei der Speicherung vorteilhaft ist [Jentsch 2010, S.26]. Das EE-Methan kann problemlos transportiert, gespeichert und rückverstromt werden.

Der Wirkungsgrad der EE-Methan-Synthese hängt von der Effizienz der Elektrolyse und der Methanisierung ab. Der Wirkungsgrad des elektrolytischen Prozesses bewegt sich im Bereich von 62-80%, derjenige der Methanisierung liegt mit 75-85% etwas höher. Für die komplette Umwandlung werden Wirkungsgrade von bis zu 70% angegeben.

Die Rückverstromung des EE-Methans erfolgt mit Hilfe konventioneller Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke oder Gasturbinen mit einem Wirkungsgrad von bis zu 60% bzw. 40%. Kombiniert ergibt sich somit eine Effizienz der Gesamtkette von bis zu 42%. Dies entspricht in etwa den Werten, die auch für die Speicherung und Rückverstromung von Wasserstoff angegeben werden. Der komplette EE-Methan-Zyklus ist in Abbildung 13 dargestellt [Sternner 2009, S. 108].

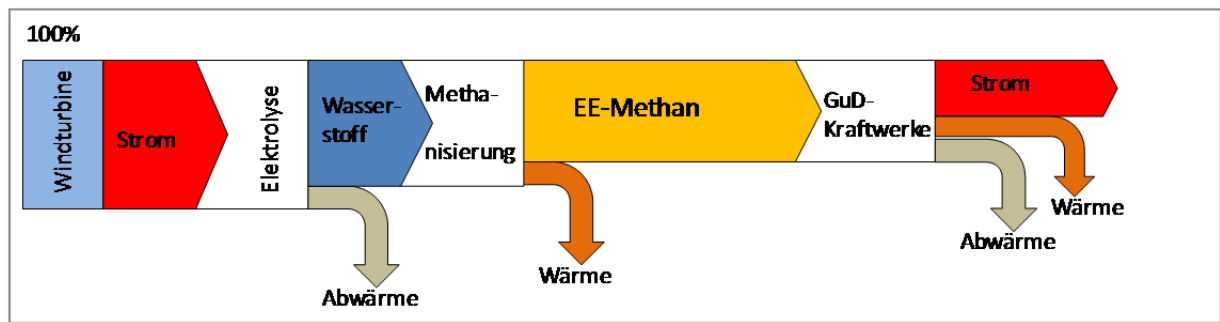


Abbildung 13: Der EE-Methan-Zyklus [Sternner 2009, Jentsch 2010].

Die wichtigsten Daten und Kosten der EE-Methan Herstellung sind im Anhang in Tabelle 3 zusammengefasst.

Nicht enthalten sind in der bisherigen Darstellung die Kosten, die für die Gewinnung des Kohlendioxids, das für den synthetischen Prozess notwendig ist, entstehen. In einem System, das vollständig auf erneuerbaren Energien basiert, kann das CO₂ nicht mehr aus fossil befeuerten Kraftwerken (mit Carbon Capture and Storage Technologie, CCS) stammen. Somit stehen nur die CO₂-Rückhaltung in Bioenergie-Kraftwerken (die hier nicht betrachtet werden) oder in den Gaskraftwerken, die das EE-Methan nutzen, selbst zur Verfügung. Für die CO₂-Rückhaltung in Gaskraftwerken werden Kosten von 30-50 €/t angegeben [Bode & Jung 2004]. Sie liegen deutlich über den Kosten, die für Kohlekraftwerke genannt werden, da im Abgasstrom eines Gaskraftwerkes viel weniger CO₂ enthalten ist als in dem eines Kohlekraftwerks. Neben den Kosten für die Anlage zur CO₂-Rückhaltung ist zu beachten, dass diese einen erheblichen Energiebedarf hat, so dass der Netto-Wirkungsgrad der Kraftwerke deutlich sinkt. Hier wird davon ausgegangen, dass der mittlere Nutzungsgrad der Gaskraftwerke von 55% auf 45% zurückgeht.

Um die für die Bahn erforderliche Gesamtmenge an elektrischer Arbeit erzeugen zu können, sind Windkraftanlagen mit einer installierten Leistung erforderlich, die deutlich über der maximal nachgefragten Leistung von 1,8 GW liegt. Der dadurch zeitweise mehr erzeugte Strom dient zu Herstellung des synthetischen Methans, das dann in Gas-Kraftwerken rückverstromt wird. Dennoch wird es Zeiten geben, in denen so viel Strom erzeugt wird, dass dieser im System der Bahn nicht mehr genutzt werden kann. Dieser Überschuss kann an Dritte vermarktet werden, solange es noch Bedarf dafür gibt. Wenn dies mit zunehmendem Ausbau der erneuerbaren Energien nicht möglich ist, muss ein Teil der verfügbaren Erzeugungskapazität abgeregelt werden. Abbildung 14 zeigt die Topographie des hier unterstellten Modellsystems für die künftige Erzeugung von Bahnstrom. Tabellen im Anhang geben eine Übersicht über die verwendeten Daten.

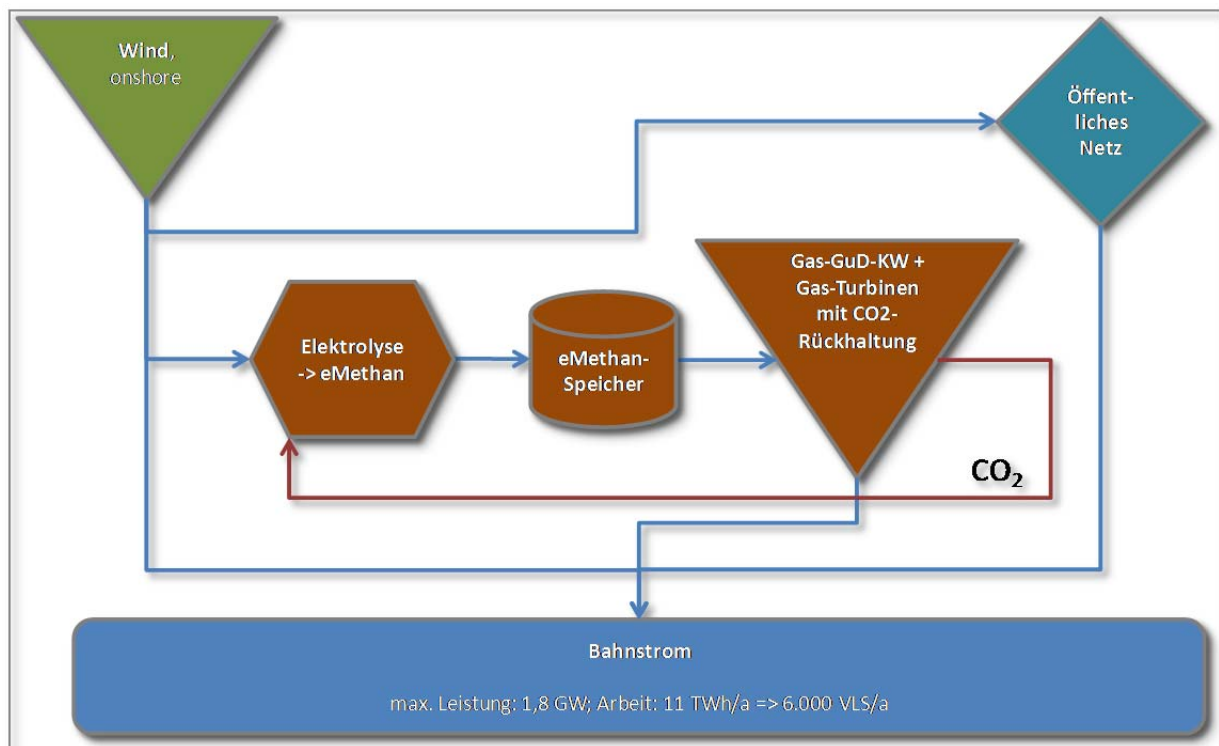


Abbildung 14: Aufbau des Modellsystems für die künftige Erzeugung von Bahnstrom [eigenen Darstellung].

4.2 Ableitung einer möglichen Konfiguration und eines Ausbaupfades

In einem ersten Schritt wird untersucht, welcher Anteil des Strombedarfs der Bahn sich allein durch Windenergie (onshore) abdecken lässt. Dabei wird unterstellt, dass die mittlere Nutzungsdauer von Windkraftanlagen an Land von knapp 1.600 auf 2.000 Stunden im Jahr erhöht werden kann [BMU 2010b]. Allerdings sind Windkraftanlagen – wie alle technischen Einrichtungen – nicht zu 100% verfügbar, sondern müssen gewartet werden und fallen mitunter mit technischen Defekten aus. Moderne Anlagen erreichen jedoch Verfügbarkeiten von deutlich über 90%. Die Simulation erfolgt auf Basis von Zeitreihen für den Strombedarf und die Stromerzeugung aus Windkraft mit einer Auflösung von 1 Stunde.

Eine erste Überschlagsrechnung zeigt, dass bei der genannten Zahl von Volllaststunden mindestens eine Kapazität von 6 GW erforderlich ist, um die von der Bahn benötigte elektrische Arbeit von 11 TWh im Jahr zu erzeugen.

Allerdings weht der Wind nicht immer dann, wenn Bahnstrom benötigt wird. In einer Modellrechnung mit dem Strommarkt-Modell des arrhenius-Instituts HELMAS wurde simuliert, wie viel des mit einer bestimmten Kapazität erzeugten Stroms durch die Bahn direkt genutzt werden könnte. Abbildung 15 zeigt für Windkraft-Kapazitäten von 0 bis 12 GW

- die Strommenge aus Windenergie, die direkt genutzt werden kann (blaue Balken),
- die Strommenge, die aus dem Netz bezogen oder von speziellen Backup-Kraftwerken erzeugt werden muss, weil kein Strom aus Windkraft verfügbar ist (rot), und

- die Strommenge aus Windkraft, die nicht direkt als Bahnstrom genutzt werden kann (grün).

Die benötigte Jahresarbeitsmenge von 11 TWh ist zur besseren Orientierung durch einen orangen Balken gekennzeichnet. Der Anteil direkt genutzten Windstroms (blau) steigt von 1,9 TWh (18%) bei 1 GW installierter Windleistung über 6,7 TWh (60%) bei 5 GW bis auf 9 TWh (82%) bei 12 GW. Der Strombezug aus konventionellen Kraftwerken (rot) sinkt dabei von 9 TWh (82%) über 4,2 TWh (40%) auf 1,9 TWh (18%). Gleichzeitig steigt die Menge nicht genutzten Windstroms (grün) von 0 über 2,7 auf knapp 14 TWh. Letzteres entspricht 125% der benötigten Menge an Bahnstrom. Die Frage, ob und wie der überschüssige Windstrom außerhalb der Deutschen Bahn genutzt werden kann, wird weiter unten diskutiert.

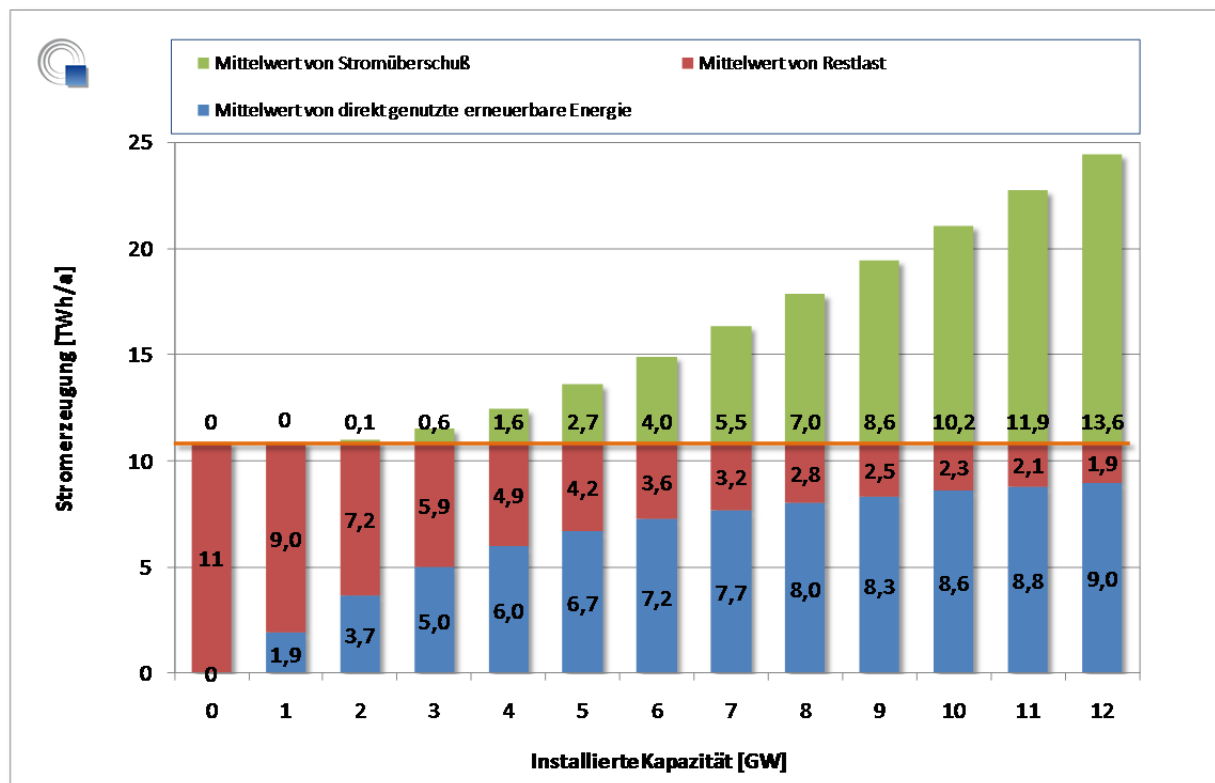


Abbildung 15: Anteil von Bahnstrom der aus direkt genutzter Windkraft (onshore) erzeugt werden kann. Die Restlast wird aus dem öffentlichen Netz bezogen [eigene Berechnungen].

Im Rahmen der Modellierung wurde auch analysiert, ob eine Kombination mit anderen Techniken, insbesondere mit Windkraft (offshore) oder Photovoltaik, die Reststrommenge reduzieren kann. Dabei wurde keine ökonomisch akzeptable Variante identifiziert.

Vor diesem Hintergrund stellt sich nunmehr die Frage, wie der Restbedarf an Strom erzeugt werden soll, wenn eine 100%-ige Versorgung aus erneuerbaren Energien angestrebt wird?

Wie in den Vorüberlegungen gezeigt, kommt dafür aus heutiger Sicht in erster Linie die EE-Methan-Variante in Frage. Andere Optionen wie Pumpspeicherkraftwerke oder die Kombination von Wasserstoff und Brennstoffzelle sind damit nicht ausgeschlossen. Wo bzw. wenn technisch möglich und wirtschaftlich sinnvoll, können sie das hier vorgeschlagene Sys-



tem ergänzen. Sie verfügen jedoch aus heutiger Sicht entweder nicht über das nötige Potential oder sind noch nicht großtechnisch am Markt verfügbar.

Die Bahn kann natürlich auch die vorhandenen Wasserkraftwerke als Backup nutzen. Ihre Bedeutung für die nachfolgende Analyse ist jedoch gering, weshalb sie zur Vereinfachung der Darstellung hier nicht berücksichtigt werden. Ein massiver Ausbau der Wasserkraft in Deutschland wird durch das bereits weitgehend ausgeschöpfte Potential begrenzt.

Die Minimalanforderung an das Speichersystem besteht darin, auch eine dreiwöchige Windflaute abpuffern zu können. Bezogen auf einen Jahresenergiebedarf von 11 TWh ergibt sich daraus ein Mindestvolumen für die Speicherung von 0,6 TWh Strom, was gut 1 TWh EE-Methan entspricht. Für die genauere Auslegung der Speicherkapazität sind zwei Parameter von besonderer Bedeutung:

- die Größe des Energiespeichers in Gigawattstunden (GWh) sowie
- die Kapazität für die Befüllung des Speichers, also hier die Synthese von EE-Methan in Gigawatt (GW).

Bei der Simulation der Speicherung wurde unterstellt, dass die Speicher mit einer definierten Beladung starten und dass diese nach Ablauf eines Jahres mindestens wieder erreicht sein muss, um eine ausgeglichene oder positive Speicherbilanz zu gewährleisten. Es wurde angenommen, dass die Synthese von EE-Methan aus Strom mit einem Wirkungsgrad von 70% erfolgt. Weiter wurde unterstellt, dass für die Rückverstromung im Endausbau jeweils 1 GW Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke (GuD) und reine Gasturbinen installiert werden, die mit dem gespeicherten EE-Methan befeuert werden.

Bei der Methansynthese wird für jedes CH_4 -Molekül ein CO_2 -Molekül benötigt. In einem System ohne fossile Kraftwerke kann dieses CO_2 neben den hier nicht betrachteten Bioenergie-Kraftwerken nur aus einer Luftzerlegung oder den mit EE-Methan befeuerten Gaskraftwerken selbst kommen. Letztere müssten also mit einer CO_2 -Rückhaltung ausgestattet werden. Es wird unterstellt, dass diese CO_2 -Rückhaltung bzw. -Gewinnung mit Kosten von 50 €/t CO_2 verbunden ist. Bei einem Emissionsfaktor von 0,2 t/ MWh_{th} entspricht dies Kosten von 10 €/ MWh_{th} Methan.⁵ Es wird angenommen, dass der Wirkungsgrad der GuD-Kraftwerke durch die CO_2 -Rückhaltung von 60% auf 50% und derjenige der Gasturbinen von 40% auf 30% sinkt. Im Mittel wird ein Wirkungsgrad für die Rückverstromung von 45% unterstellt. Inwieweit die CO_2 -Rückhaltung die hohe Flexibilität der Gaskraftwerke einschränkt, konnte hier nicht untersucht werden.

Ferner wird angenommen, dass für die Speicherung des EE-Methans auf die Kapazitäten der nationalen Gasreserve zurückgegriffen werden kann, so dass hier keine Investitionen erforderlich sind. Die für die Bahn notwendige Speicherkapazität ist klein gegenüber der verfügbaren Gesamtkapazität, so dass die Nutzung unproblematisch ist. Für ganz Deutschland ist diese Strategie nur dann möglich, wenn große Kapazitäten im Erdgasnetz durch eine energetische Sanierung des Gebäudebestandes frei gemacht werden. Für die Speicherung des EE-Methans werden Kosten von 10 €/ MWh_{th} veranschlagt.

⁵ MWh_{th} bezieht sich auf den Energiegehalt des Methans, genauer die durch Verbrennung des Methans gewinnbare Menge an Wärme. Er ist zu unterscheiden von der elektrischen Energie, die hier als „MWh“ ohne weitere Kennzeichnung deklariert ist.

Die Modellierung zeigt, dass für eine 100%-ige Versorgung des Schienenverkehrs der Bahn aus erneuerbaren Energien

- eine installierte Kapazität an Windkraft von 10 GW,
- eine Methansynthese-Kapazität von 2,5 GW_{th} und
- eine Speicherkapazität von 2.000 GWh_{th}

erforderlich sind.

Zum Vergleich: Das größte deutsche Pumpspeicherkraftwerk in Goldisthal hat eine Stromerzeugungskapazität von 1 GW und ein Fassungsvermögen von 8 GWh. Das heißt, es ist bei voller Last nach 8 Stunden leer. Daraus wird unmittelbar ersichtlich, dass die Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken für die langfristige Speicherung von Energie im hier erforderlichen Umfang unrealistisch ist.

Das erforderliche Speichervolumen kann abgesenkt werden, wenn die Kapazität für die EE-Methan-Synthese erhöht wird. Da jedoch die Speicherkapazität bereits vorhanden ist, während die Elektrolysekapazität erst aufgebaut werden muss, ist dies vermutlich ökonomisch nicht sinnvoll.

Durch eine Erhöhung der installierten Kapazität an Windkraft lässt sich sowohl das Speichervolumen als auch die erforderliche Synthesekapazität reduzieren. Dies führt jedoch dazu, dass ein immer größerer Anteil aus Windenergie erzeugten Stroms nicht genutzt werden kann. Daher macht auch diese Variante ökonomisch wenig Sinn.

Abbildung 16 zeigt einen möglichen Pfad von heute bis zur vollständigen Versorgung der Deutschen Bahn mit Strom aus erneuerbaren Energien im Jahr 2030. Dazu werden von 2011 bis 2030 in jedem Jahr 500 MW Windenergie zugebaut. Abbildung 16 zeigt dies in 5-Jahres-Schritten in den jeweils 2,5 GW Kapazität errichtet werden (Balken „ohne Speicher“). Die beiden rechten Balken („mit Speicher“) zeigen die Situation, wenn ab dem Jahr 2020 mit dem Aufbau des Backup-Systems mit Methan-Synthese und Rückverstromung begonnen wird. Dazu werden von 2020 bis 2025 insgesamt 1 GW Synthesekapazität aufgebaut und 800 GWh Speicherkapazität benötigt. Von 2026 bis 2030 werden dann nochmals zusammen 1,5 GW Kapazität für die Methansynthese hinzugefügt.

Abbildung 16 stellt für 2025 und 2030 die Fälle ohne und mit Speicherung nebeneinander. Die blauen Balken zeigen die direkt genutzte Menge an Strom aus Windkraft. Die roten Balken gegen die Restlast wieder, die aus konventionellen Kraftwerken bezogen werden muss. Die grünen Balken stehen für den Strom aus Windkraft, der nicht direkt als Bahnstrom genutzt werden kann. Die Strommenge, die aus dem zunächst erzeugten und dann rückverstromten EE-Methan beigesteuert wird, wird durch die orangenen Balken repräsentiert. Dabei ist gut zu erkennen, wie die Menge ungenutzten Stroms aus Windkraft im Vergleich der Fälle ohne und mit Speicher stark abnimmt, weil dieser Strom zur EE-Methan-Synthese eingesetzt wird.

Ferner ist zu erkennen, dass im Jahr 2030 in der Variante mit Speicher kein Strom aus konventionellen Kraftwerken mehr benötigt wird und das Ziel einer vollständigen Erzeugung des Stroms aus erneuerbaren Energien demnach erreicht wird. Ohne Speicherung kann dieses Ziel nicht erreicht werden.

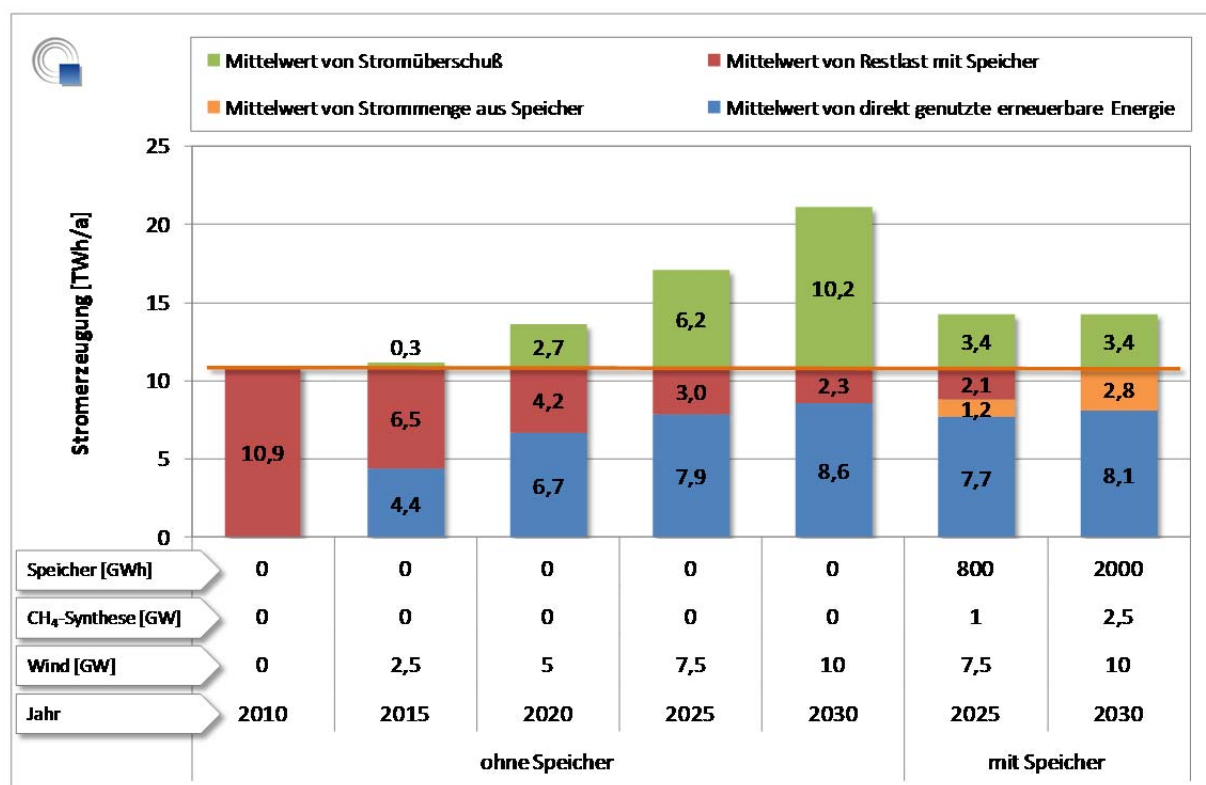


Abbildung 16: Möglicher Ausbaupfad hin zu 100% Strom aus erneuerbaren Energien für die Deutsche Bahn [eigene Berechnungen].

4.3 Die Kosten der Versorgung der Deutschen Bahn mit Strom aus erneuerbaren Energien

Abbildung 17 zeigt den jährlichen Investitionsbedarf für die Umsetzung des im vorigen Kapitel beschriebenen Konzepts bis 2030, wiederum gegliedert in vier Fünfjahreszeiträume. In den ersten zehn Jahren (2011-2020) sind demnach jeweils 500 Mio. Euro in Windkraft zu investieren. In den nächsten fünf Jahren (2021-2025) kommen zu den 500 Mio. Euro für Windkraft noch 400 Mio. Euro pro Jahr für den Aufbau der EE-Methan-Synthese und der Rückverstromungskapazitäten hinzu. Die Investitionen für die Speicherkette steigen für den Zeitraum von 2026-2030 auf knapp 600 Mio. Euro pro Jahr, während weiterhin 500 Mio. €/a für Windkraft investiert werden müssen.

Wenn die Bahn sich für den Bezug der Reststrommenge nicht auf das öffentliche Netz stützen, sondern jederzeit disponible eigene Erzeugungskapazitäten vorhalten möchte, kann sie die Investition in die Gaskraftwerke für die Rückverstromung des EE-Methans vorziehen. Diese könnten dann bis zum Aufbau der EE-Methan-Synthese mit Erdgas betrieben werden.

Insgesamt belaufen sich die erforderlichen Investitionen in den nächsten 20 Jahren auf 15 Mrd. Euro. Davon entfallen 10 Mrd. Euro auf die Windkraftanlagen, 3,8 Mrd. Euro auf die EE-Methan-Synthese und 1,2 Mrd. Euro auf die Gaskraftwerke. Die Windkraftanlagen können knapp 80% des benötigten Stroms direkt zur Verfügung stellen. Für die verbleibenden gut 20% muss auf die Speicher zurückgegriffen werden.

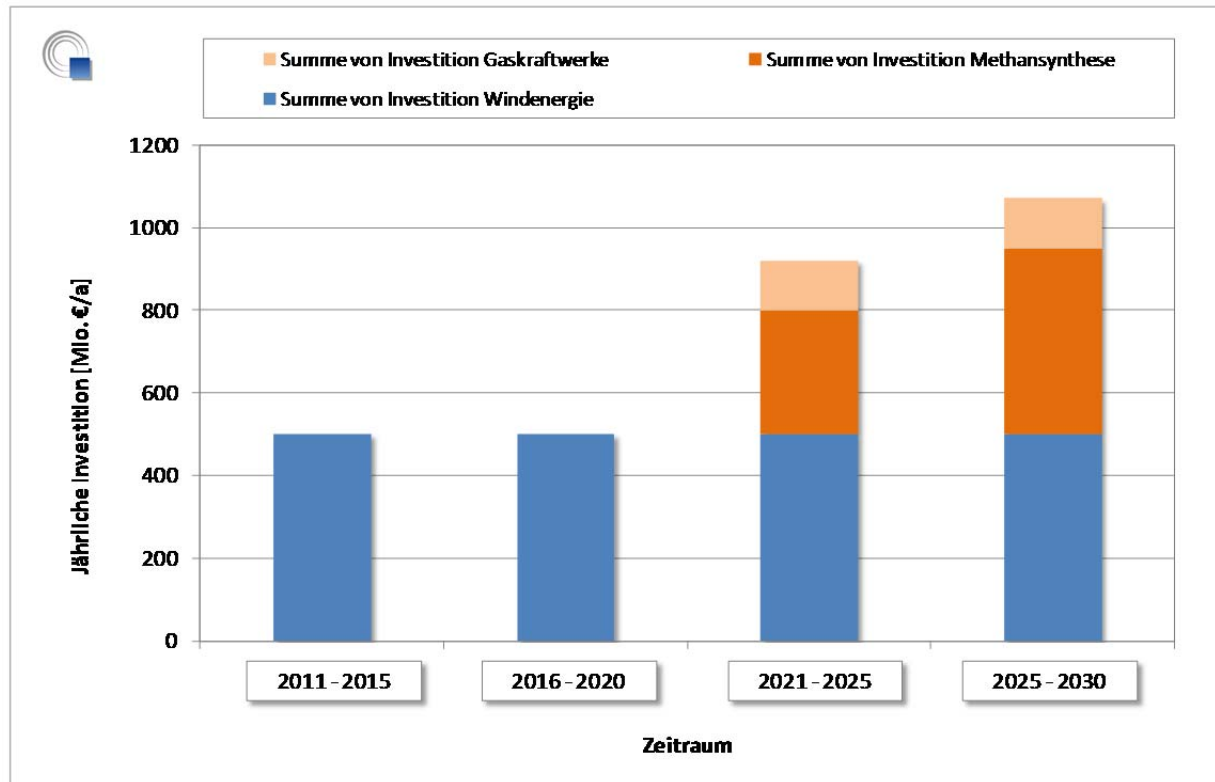


Abbildung 17: Jährlicher Investitionsbedarf für die vollständige Versorgung des Schienenverkehrs der Deutschen Bahn mit Strom aus erneuerbaren Energien verteilt auf vier Fünfjahreszeiträume von 2011 bis 2030 [eigene Berechnungen].

Die genannten Zahlen stellen eine grobe Orientierungsmarke dar. Sie berücksichtigen nicht die Infrastruktur, die erforderlich ist, um den so erzeugten Strom in das Bahnstrom-Netz einspeisen zu können. Diese Infrastruktur wäre aber auch bei einer anderen Erzeugungsstruktur notwendig. Die Windkraftanlagen und die Gaskraftwerke sollten regional so verteilt werden, dass der daraus erzeugte Strom möglichst optimal in das Bahnstromnetz eingespeist werden kann und somit auch den erforderlichen Systemdienstleistungen gerecht wird. Ob eine Koordinierung mit dem übrigen Ausbau der Windkraft in Deutschland sinnvoll sein könnte, bleibt an dieser Stelle außer Betracht.

Abbildung 18 zeigt die jährlichen Kosten der Bahnstrom-Bereitstellung, wenn der Reststrom am Strommarkt in seiner heutigen Struktur bezogen wird. Die blauen Balken repräsentieren dabei die Kosten für die Stromerzeugung aus Windkraft, die zum größten Teil in Form von Fixkosten anfallen. Die roten Balken stehen für die Kosten für den Bezug von Reststrom über den Strommarkt. Die verschiedenen orangen Balken geben die Kosten unterschiedlicher Elemente des Backup-Systems wieder.

Die grünen Balken mit negativen Werten stehen für mögliche Erlöse aus dem Verkauf von Strom, der nicht direkt von der Bahn benutzt werden kann. Sollten alle Marktteilnehmer so handeln wie hier für die Bahn unterstellt – d.h. einen sehr hohen Anteil erneuerbarer Energien anstreben, würde insgesamt sehr viel Überschussstrom anfallen, der dann in vielen Stunden überhaupt keinen Wert hätte.

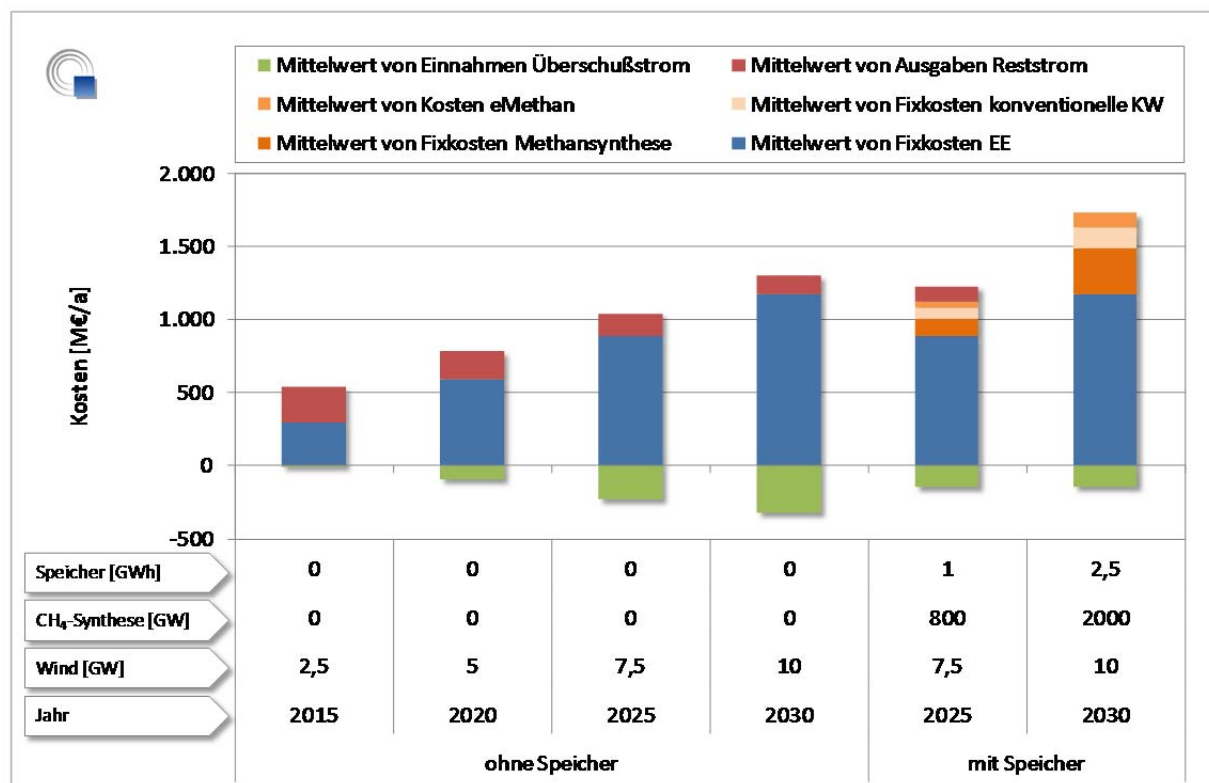


Abbildung 18: Jährliche Kosten der Bahnstrom-Bereitstellung ohne und mit Speicherung bei moderatem Anstieg der Brennstoffpreise (Brennstoffpreis-Szenario „LOW“ in Tabelle 5).

Wie in Kap. 3.3 gezeigt, ist es unwahrscheinlich, dass das heutige Design des Strommarktes bis 2030 fortbesteht. Ein Vergleich auf der Basis seiner Fortschreibung bis 2030 ist daher problematisch.

Abbildung 19 vergleicht daher die mittleren Stromgestehungskosten für das hier vorgeschlagene Konzept mit den Gestehungskosten neuer konventioneller Kraftwerke.⁶ Die grauen Balken stehen dabei für ein Steinkohle-Kraftwerk, die rosa Balken für ein erdgas-gefeuertes Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk. Es sind jeweils die Kosten für zwei verschiedene Entwicklungen der Brennstoff- und CO₂-Preise dargestellt. Die zugrunde gelegten Daten für die Szenarien „Low“ (L) und „High“ (H) sind im Anhang in Tabelle 5 dokumentiert. Die blauen Balken stehen für die Kosten der Erzeugung von Strom aus Windkraft. Die orangen Balken geben die Kosten für das EE-Methan-Backup-Systems wieder.

Im „Low“-Szenario liegen die Kosten der Versorgung aus Windkraft ohne Backup um etwa 10% (2015) bis 25% (2030) über den Kosten des günstigsten konventionellen Kraftwerks, während sie im „High“-Szenario um 10% (2015) bis 4% (2030) darunter liegen. Das Backup-System verteuert die Windkraft-Variante um gut 30% in 2025 und rund 60% im Jahr 2030.

⁶ Um genau zu sein, müsste hier mit einem konventionellen Kraftwerkspark verglichen werden, der für die Bedienung der Jahresdauerlinie der Bahn aus Abbildung 5 optimiert ist. Abschätzungen haben jedoch gezeigt, dass der Vergleich mit den Gestehungskosten von Gas- und Kohlekraftwerken, die 6.000 Stunden im Jahr in Betrieb sind, eine gute Näherung darstellt.

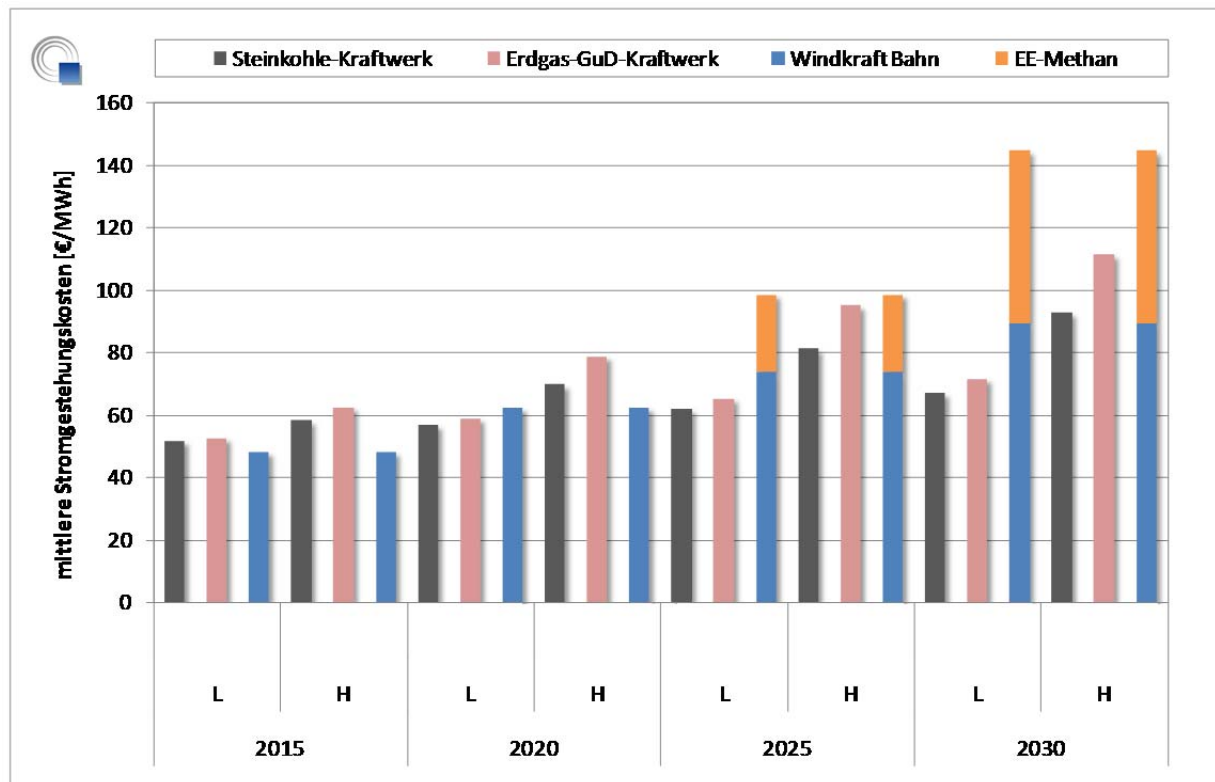


Abbildung 19: Mittlere Stromgestehungskosten für neue konventionelle Kraftwerke im Vergleich mit Bahnstrom aus Windkraft mit EE-Methan-Speicherung für zwei Brennstoffpreis-Szenarien („Low“ und „High“ definiert in Tabelle 5 im Anhang) von 2015-2030.

Aufgrund der erheblichen Zusatzkosten für die Energiespeicherung, die aber unerlässlich ist, wenn eine vollständige Versorgung aus erneuerbaren Energien angestrebt wird, wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Dabei wurde für verschiedene Ausbaustufen der Windenergie und der Speicher untersucht, wie hoch der Anteil erneuerbarer Energien ist und welche Kosten damit verbunden sind. Abbildung 20 zeigt als Ergebnis dieser Analyse die Kosten für die Bahnstromerzeugung im Jahr 2030 in Abhängigkeit vom dann erreichten Anteil erneuerbarer Energien. Bis zu einem Anteil von 80% ist die alleinige Investition in Windkraft kostengünstiger als die Kombination von Windkraft und Speichern. Jenseits von 80% ist es teurer, den Anteil erneuerbarer Energien allein durch Windkraft zu erhöhen als diese mit Speichern zu kombinieren. Ein Anteil von 100% ist ohne Speicher gar nicht zu erreichen.

Diese Erkenntnis kann auch auf den zeitlichen Verlauf übertragen werden: In der ersten Phase sollte ausschließlich in Windkraft investiert werden, um den Anteil erneuerbarer Energien zu erhöhen. Wenn deren Anteil rund 80% erreicht, sollte der Fokus von der Windkraft zum Aufbau der Speicherinfrastruktur verschoben werden. Der Entscheidung für diesen Wechsel muss aber bei dem vorgeschlagenen Ausbautempo erst in rund 10 Jahren getroffen werden, so dass noch genügend Zeit bleibt, die Entwicklung im Bereich der Energiespeicherung zu beobachten und die Strategie zum Aufbau der Speicher gegebenenfalls anzupassen. Insbesondere ist dann zu prüfen, ob die Bahn selbst in entsprechende Speicherkapazitäten investieren will, oder ob bis dahin eine nationale oder supranationale Strategie für den Aufbau eines übergreifenden Speichersystems existiert, auf die dann auch die Bahn aufsetzen



kann. Diese Strategie könnte neben einem nationalen System zur Methan-Synthese und -Speicherung auch den europaweiten Ausbau der Stromnetze bis hin zur Integration solar-thermischer Kraftwerke im Süden Europas oder in Nordafrika umfassen.

Zur Begrenzung der Kosten für den Bahnstrom könnte auch das Zielniveau für den Anteil erneuerbarer Energien von 100% reduziert werden. Abbildung 20 zeigt, dass die Kosten zwischen 80% und 100% linear ansteigen. Ein Anteil von 90% ließe sich demnach mit 30% höheren Kosten erreichen, ein Anteil von 95% mit 45% höheren Kosten.

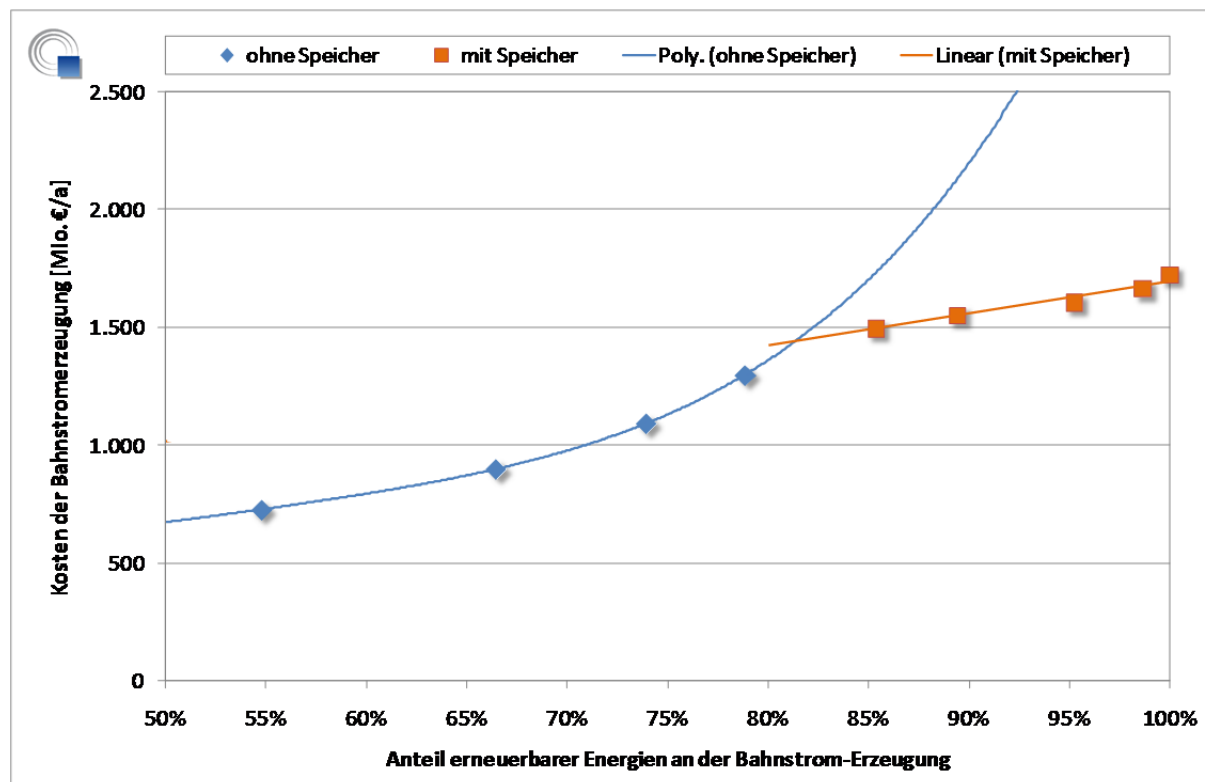


Abbildung 20: Jährliche Kosten der Bahnstromerzeugung in Abhängigkeit vom Anteil erneuerbarer Energien in 2030 [eigene Berechnung, Brennstoffpreis-Szenario „Low“].

5 Beispielhafte ökonomische Effekte der Investition in Windenergie

Investitionen in einen Windpark bringen verschiedenste ökonomische Effekte mit sich, deren Art und Höhe von vielen Parametern abhängen. Art und Größe der ausgewählten Anlagen bestimmen zum Beispiel das Investitionsvolumen und die Zahl der Arbeitsplätze pro Anlage. Die Güte des Standorts (z.B. in gemessen an der durchschnittlichen Windgeschwindigkeit) beeinflusst den Ertrag der Anlagen stark und damit z.B. auch die erwarteten Steuerzahlungen. Bei einem gegebenen Gesamtziel an Energie aus Windkraft, z.B. in einem Bundesland oder für ein Unternehmen, beeinflusst die Standortgüte wiederum auch die Zahl der Arbeitsplätze: Je besser die Standorte, desto weniger Anlagen werden benötigt, um das Ziel zu erreichen und desto weniger Arbeitsplätze für Bau und Betrieb werden geschaffen. Auch

andere Aspekte wie die zulässige Nabenhöhe am Standort wirken sich entsprechend aus (siehe zu diesen Aspekten ausführlicher Bode et al. 2009). Ohne Kenntnis der genauen Standorte, Anlagen etc. können also nur vereinfachte Aussagen über ökonomische Effekte gemacht werden.

Nachfolgend werden für die folgenden zwei Investitionen derartige vereinfachte Aussagen über die Investitionen, Arbeitsplätze und Gewerbesteuern gemacht:

- einmalige Investition in einen Windpark mit 50 MW Leistung (onshore);
- jährliche Investitionen in einen Windpark mit 50 MW Leistung (onshore) über 20 Jahre; installierte Leistung nach 20 Jahren dementsprechend 1 GW.

Weitere Steuern, die berücksichtigt werden können, wären etwa die Lohnsteuern der Arbeitnehmer.

5.1 Investitionen in Windparks (onshore)

Die Investitionen hängen u.a. von der gewählten Art und Größe der Anlagen ab. In der Vergangenheit sind die Investitionskosten pro Kilowatt für Neuanlagen kontinuierlich gesunken. Für die Zukunft sind verschiedene Entwicklungen denkbar. Abbildung 21 zeigt einen möglichen Indikator für die Entwicklung: die durchschnittlichen Stromgestehungskosten aus neuen Windkraftanlagen. Es wird erwartet, dass sie bis 2030 und auch danach deutlich sinken. Dies könnte jedoch an einer Optimierung der Auslegung der Anlagen bei gleichen spezifischen Investitionskosten liegen. Ebenso ist zu bedenken, dass in Zukunft die Rohstoff- einschließlich der Metallpreise steigen könnten und somit die Investitionskosten wieder größer werden. Eine ähnliche Entwicklung war bereits im Rahmen der letzten Hochpreisphase 2007/2008 zu beobachten.

Der Einfachheit halber werden nachfolgend konstante spezifische Investitionskosten von 1000 €/kW für die nächsten 20 Jahre unterstellt.

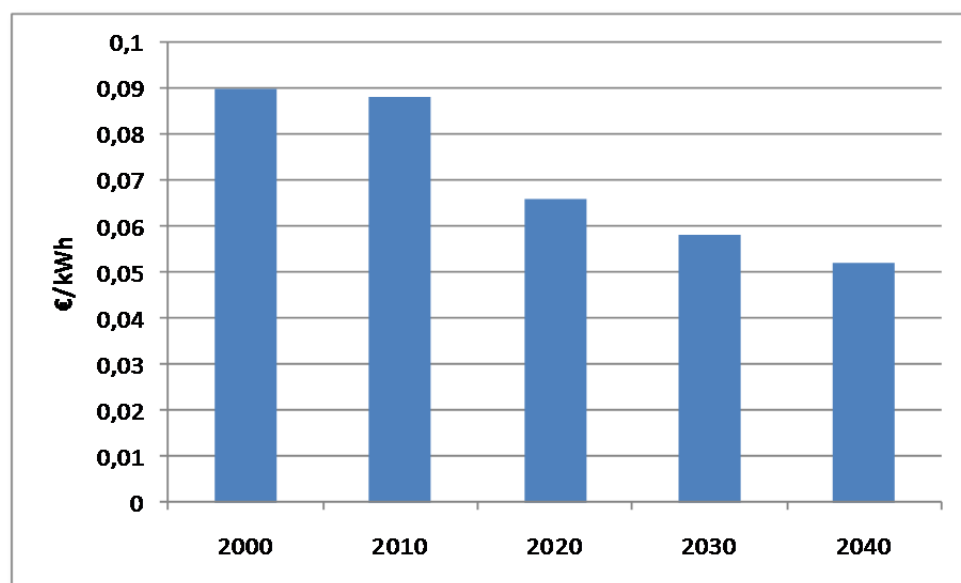


Abbildung 21: Mittlere Gestehungskosten für Strom aus jeweils neuen Anlagen in €/kWh [BMU 2008, S. 174].



Für den Fall der Einmalinvestition in einen 50 MW Windpark ergibt sich die Investitionssumme einfach mit 50 Mio. Euro.

Für den Aufbau einer größeren Leistung über die nächsten 20 Jahre zeigt Abbildung 22 wie mit einer jährlich gleichbleibenden Investitionssumme kontinuierlich die Gesamtleistung erhöht werden kann.

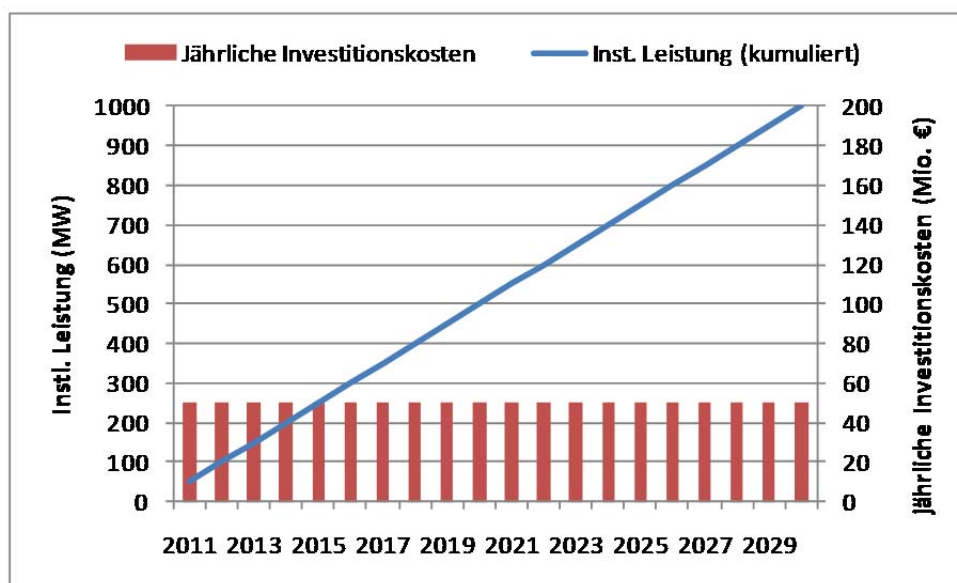


Abbildung 22: Investitionskosten und kumulierte Leistung für den Aufbau größerer Windkraftkapazitäten über die Zeit bei einer Anlagenlebensdauer von 20 Jahren.

5.2 Arbeitsplatzeffekte

Bei der Analyse von Arbeitsplätzen muss grundsätzlich zwischen Bruttoeffekten und Nettoeffekten unterschieden werden. Bei ersteren wird nur danach gefragt, welche Arbeitsplätze – in diesem Fall durch den Ausbau der erneuerbaren Energien – geschaffen werden. Der Ausbau der erneuerbaren Energien bringt jedoch auch Substitutions- und Budgeteffekte mit sich, die von den Bruttoeffekten abgezogen werden können. Beim Substitutionseffekt wird berücksichtigt, dass durch den Ausbau der erneuerbaren Energien im Bereich der konventionellen Anlagen weniger Arbeitsplätze geschaffen oder erhalten werden. Der Budgeteffekt berücksichtigt die Tatsache, dass die Verbraucher durch die teurere Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien weniger Geld für andere Konsumzwecke haben und entsprechend die gesamtwirtschaftliche Endnachfrage sinken kann. Die Analyse wird durch neuere Modellansätze zunehmend verfeinert (siehe hierzu z.B. BMU 2010 oder DIW 2010). Darüber hinaus kann der Export von Anlagen und Dienstleistungen berücksichtigt werden.

Bei der Bestimmung der Bruttoarbeitsplätze können unterschiedliche Aspekte berücksichtigt werden. Zum einen kann zeitlich zwischen Produktion (inkl. Installation) sowie Betrieb und Wartung unterschieden werden. Bei der Produktion können einerseits nur die Windkraftanlagenhersteller berücksichtigt werden, zum anderen auch Vorleistungen aus Zulieferbetrieben. Abbildung 23 zeigt die verschiedenen Aspekte im Zusammenhang. Grundsätzlich kann die Inlands- bzw. Auslandsnachfrage auf Bundes- oder Landesebene untersucht werden, d.h.

auch Bundesländer mit einer starken Windkraftindustrie können durch den Export von Windkraftanlagen in andere Bundesländer Arbeitsplätze im „Export“ schaffen.

Abbildung 24 zeigt diesen Zusammenhang am Beispiel von vier Regionen in Deutschland.⁷ Die Abbildung macht deutlich, dass bei der Frage nach den Arbeitsplätzen, die durch einen Ausbau der Windkraft durch die Deutsche Bahn induziert werden, eine geografische Einordnung bzw. Begrenzung notwendig ist. Ein neuer Windpark in Baden-Württemberg kann entsprechend andere Arbeitsplatzeffekte in diesem Bundesland auslösen als ein Windpark mit gleicher Kapazität im Land Brandenburg.

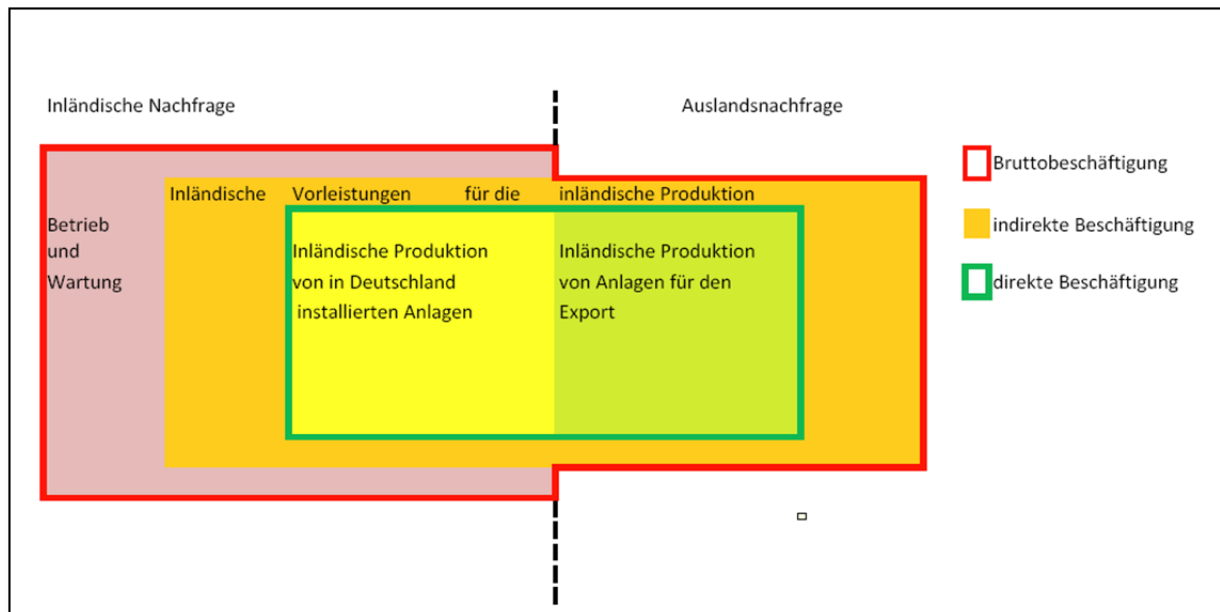


Abbildung 23: Zusammensetzung der inländischen Bruttobeschäftigung in Herstellung und Betrieb von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien [Breitschopf et al 2010, S. 220].

⁷ Die Regionen wurden auf Grund der relativ schlechten Datenbasis in den Bundesländern geschaffen. Sie unterteilen sich in Nord, Süd, West und Ost.

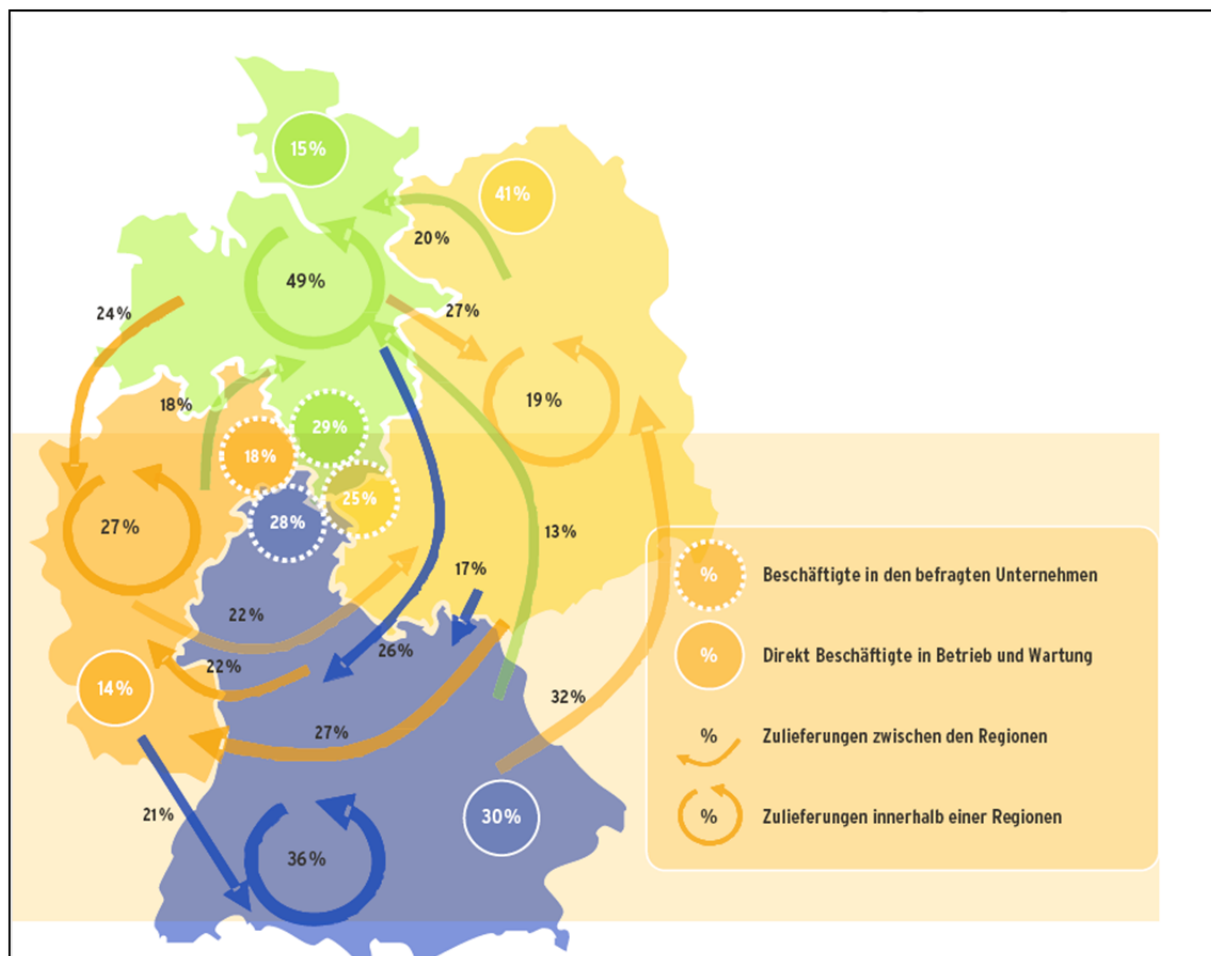


Abbildung 24: Beschäftigung durch den Betrieb von Anlagen vor Ort und durch die Herstellung von Anlagen [BMU 2006, S. 18].

Die Bestimmung von Bruttoarbeitsplatzeffekten eines Windparkbaus kann mit sogenannten Input-Output-Modellen oder auf Basis von (Industrie-)Kennziffern erfolgen. Kennziffern lassen sich wiederum aus (verschiedenen) Input-Output-Modellen ableiten. Die nachfolgende Analyse erfolgt auf Basis derartiger Kennzahlen [BWE 2007, Bode et al. 2009].

Für den Bau einer 2-MW-Windkraftanlage wird ein Aufwand von 12 Personenjahren unterstellt, d.h. 12 Personen werden ein Jahr lang beschäftigt, um die Anlage herzustellen und aufzubauen. Für Wartung und Betrieb der Anlage werden dauerhaft 0,3 Beschäftigte angenommen.

Mit Hilfe dieser Kennzahlen lassen sich für einen einzelnen Windpark mit einer Leistung von 50 MW die folgenden Arbeitsplatzeffekte ableiten (siehe Abbildung 25). Nach einem starken Anfangsimpuls durch Bau und Errichtung der Anlage folgt ein relativ geringes kontinuierliches Niveau von knapp 8 Arbeitsplätzen.

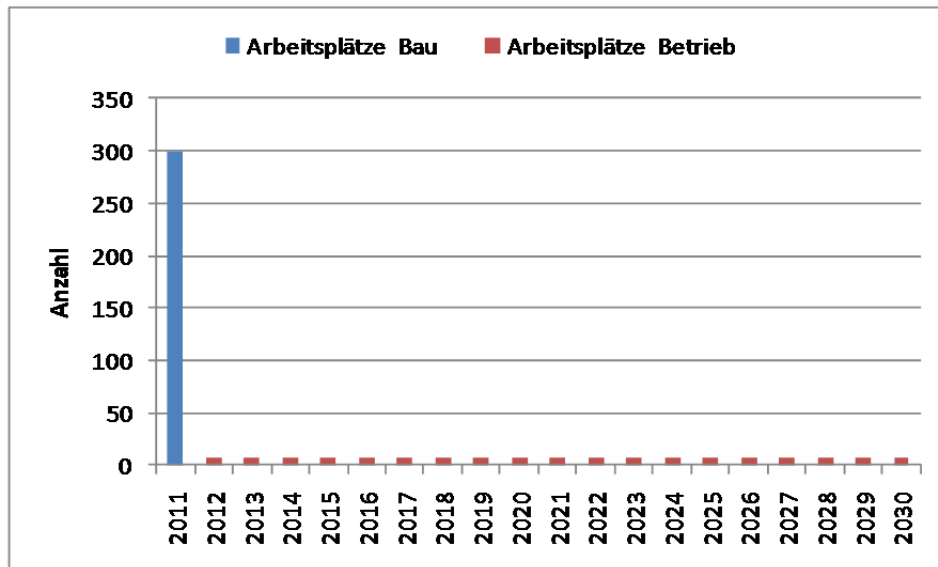


Abbildung 25: Arbeitsplatzeffekte durch Bau eine Windparks mit 50 MW Leistung (schematische Darstellung, insbesondere die Bauzeit kann abweichen).

Wird über einen Zeitraum von 20 Jahren jährlich ein Windpark mit 50 MW in Betrieb genommen und somit eine Gesamtleistung von 1 GW erreicht, bleibt der Impuls der einmaligen Errichtung über die gesamte Aufbauzeit erhalten (blauer Sockel in Abbildung 26). Darüber hinaus nimmt mit dem kontinuierlichen Zubau auch die Anzahl der dauerhaft für Wartung und Betrieb notwendigen Arbeitsplätze zu. Durch den Ausbau der Windkraft kann der Wegfall von Arbeitsplätzen kompensiert werden, der im Falle eines Verzichts auf den Bau konventioneller Kraftwerke wie z.B. in Datteln, zu erwarten sind.⁸

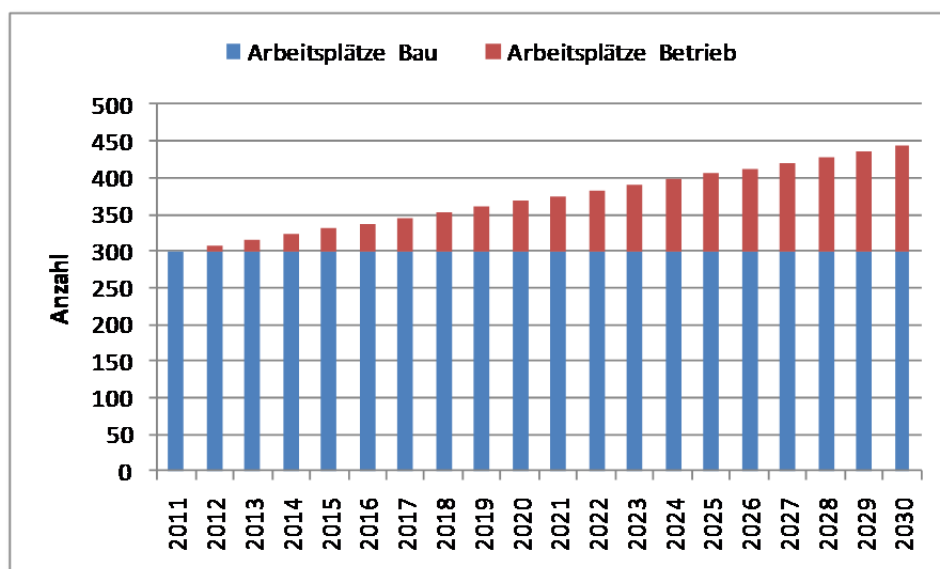


Abbildung 26: Arbeitsplatzeffekte durch Bau von 1.000 MW Leistung über 20 Jahre (schematische Darstellung, insbesondere die Bauzeit kann abweichen).

⁸ Siehe hierzu z. B.: www.kraftwerk-datteln.com/pages/ekw_de/Kraftwerk_Datteln/Portraet/index.htm und www.kraftwerksforum-datteln.de/dialog/ihre-meinung/die-neuesten-ingesendeten-themen/



5.3 Gewerbesteuer

Während die Investitionskosten insbesondere vom Anlagentyp (Leistung, Nabenhöhe, Hersteller etc.) abhängen, wird die Gewerbesteuer maßgeblich durch den Ertrag und sowie das Alter der Anlage sowie den lokalen Hebesatz bestimmt. Je höher die durchschnittliche Windgeschwindigkeit und je größer die Nabenhöhe, desto höher ist der Ertrag einer Anlage. Bei (nahezu) gleichen Kosten steigt mit dem Ertrag der Gewinn und entsprechend die Gewerbesteuer. Ein weiterer Faktor für die Gewerbesteuerzahlung ist das Alter der Anlage. Je älter die Anlage, desto weniger Abschreibungen auf einzelne Komponenten können geltend gemacht werden und je höher ist entsprechend der Ertrag bzw. die Gewerbesteuer. Ein typischer Verlauf für die Gewerbesteuer ist in Abbildung 27 dargestellt.

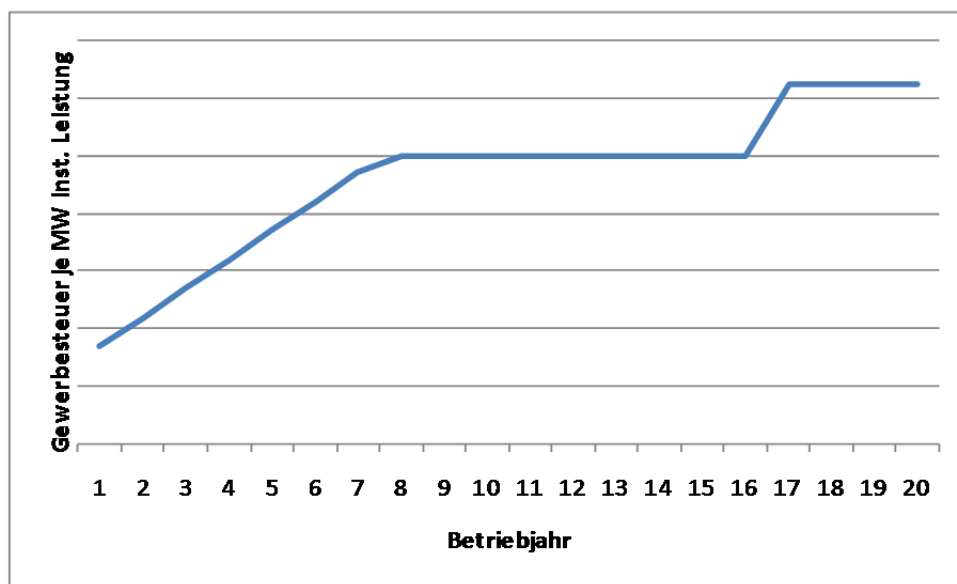


Abbildung 27: Modelltypischer Verlauf des Gewerbesteueraufkommens von Windkraftanlagen über die Betriebszeit [Prognos AG 2008].

Basierend auf dem allgemeinen Verlauf lässt sich der modelltypische Verlauf des Gewerbesteueraufkommens für einen 50 MW Windpark, der in 2011 in Betrieb geht, ermitteln (siehe Abbildung 28). Es sei erwähnt, dass die Gewerbesteuer grundsätzlich der Kommune zusteht, in der die Anlage steht.

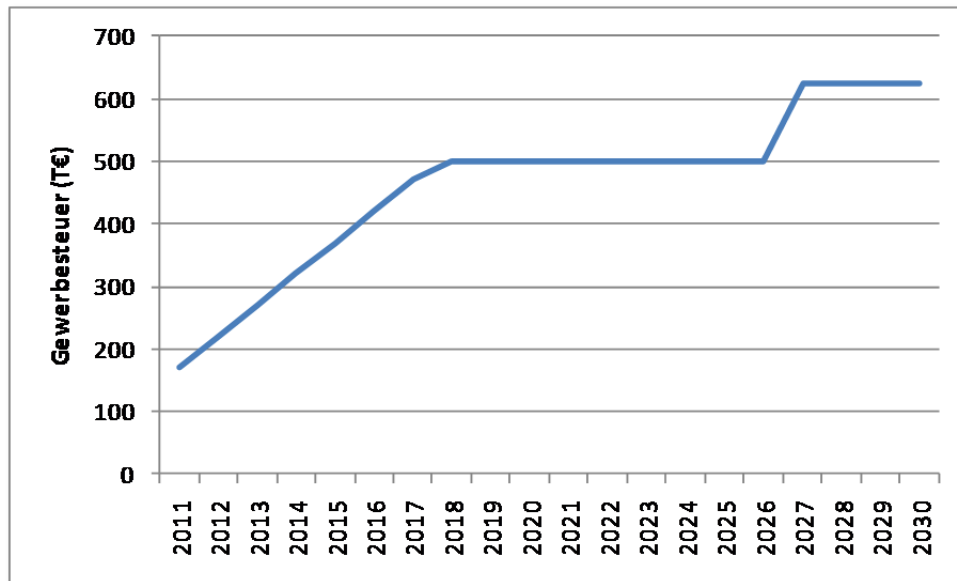


Abbildung 28: Modelltypischer Verlauf des Gewerbesteueraufkommens eines Windparks mit 50 MW Leistung und Betriebsbeginn in 2011 über die Betriebszeit.

Wird nun die Gesamtkapazität linear auf 1 GW erhöht (vgl. auch Abbildung 22), so ergibt sich die gesamte Gewerbesteuer aus dem Betrieb der Anlagen entsprechend aus den 20 zeitversetzten Einzelkurven gemäß Abbildung 28. Wie in Abbildung 29 zu sehen ist, beträgt die Gewerbesteuer im Endzustand im Jahr 2030 knapp 10 Mio. Euro.

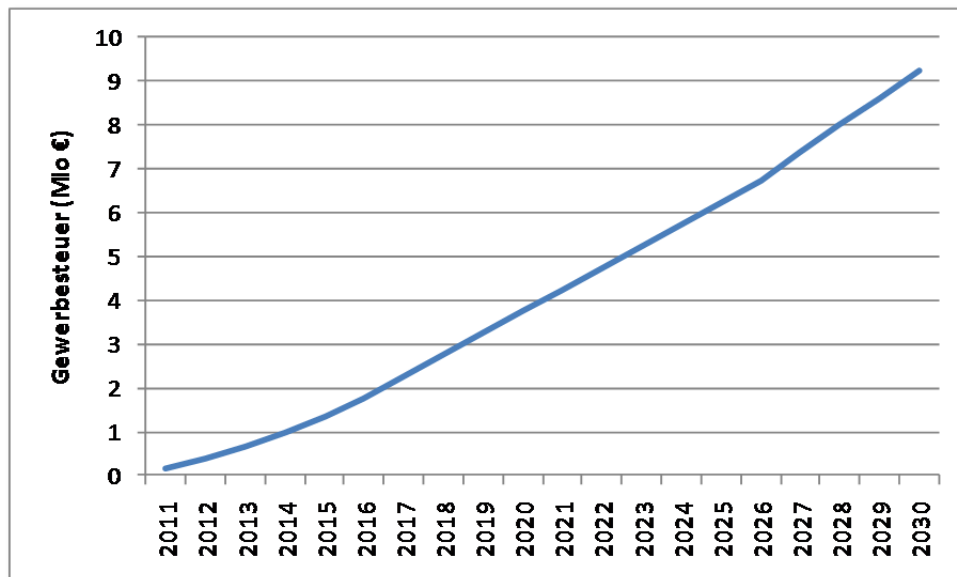


Abbildung 29: Modelltypischer Verlauf des Gewerbesteueraufkommens beim linearen Aufbau einer Windkraftanlagenleistung von 1 GW über 20 Jahre.

Neben der Gewerbesteuer fallen noch andere Steuern wie Körperschaftssteuern, Lohnsteuer etc. an, die noch berücksichtigt werden könnten, die aber z. B. stark von der Rechtsform des Betreibers abhängen oder z.B. vom Lohnniveau in der Region, so dass hier konkretere Standortanalysen/ Beispiele sinnvoll zur Darstellung wären.



6 Empfehlungen

Es sei an dieser Stelle nochmals betont, dass es sich bei der hier vorgelegten Studie um eine Machbarkeitsanalyse handelt, die eine grobe Orientierung dafür liefern soll, welche Kapazitäten erforderlich wären, um eine vollständige Versorgung des Schienenverkehrs der Deutschen Bahn mit Strom aus erneuerbaren Energien zu ermöglichen. Um daraus eine detaillierte und belastbare Investitionsstrategie abzuleiten, sind weitere Untersuchungen erforderlich.

Die Modellierung hat gezeigt, dass für eine 100%-ige Versorgung des Schienenverkehrs der Bahn aus erneuerbaren Energien

- eine installierte Kapazität an Windkraft von 10 GW,
- eine Methansynthese-Kapazität von 2,5 GW_{th} und
- eine Speicherkapazität von 2.000 GWh_{th}

sinnvoll sind. Abbildung 30 verdeutlicht den Weg dorthin.

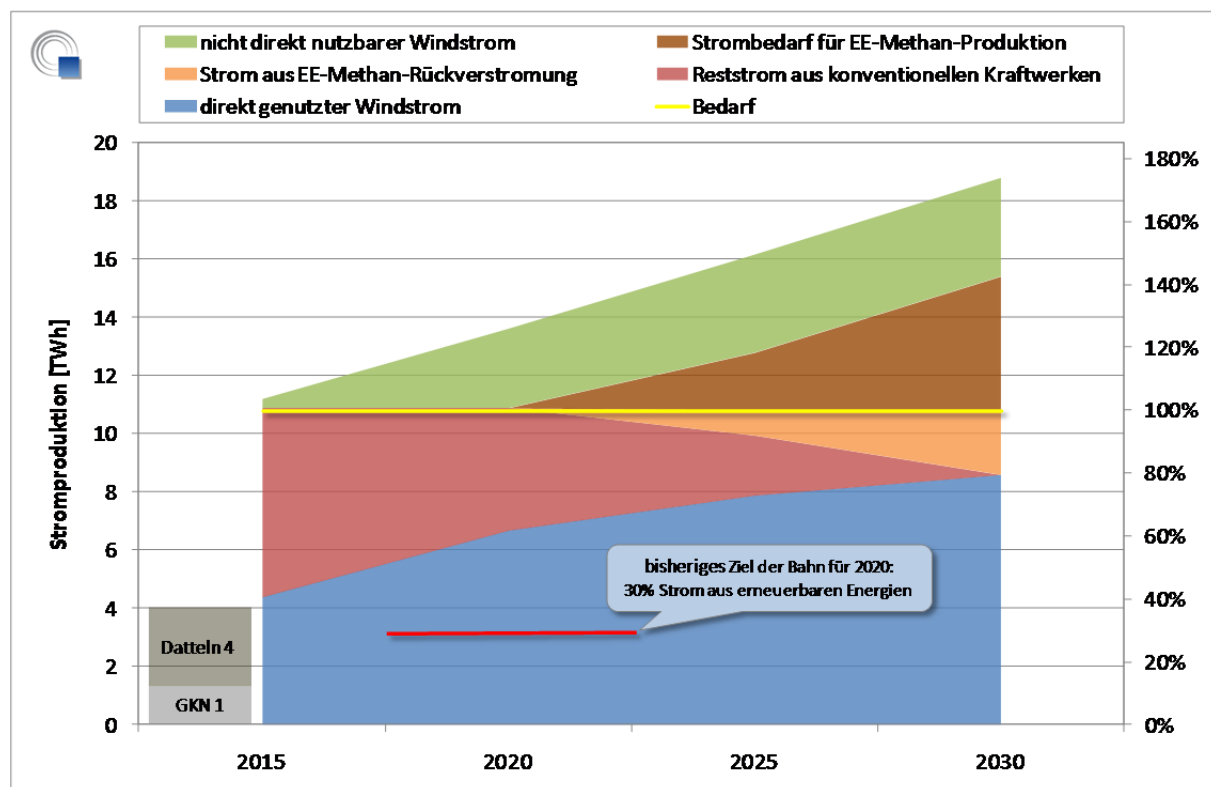


Abbildung 30: Pfad zu einer 100%-igen Versorgung des Schienenverkehrs der Deutschen Bahn mit Strom aus erneuerbaren Energien [eigene Berechnung].

Aufgrund des langen Zeithorizonts und der damit verbundenen Unsicherheiten über technische Entwicklungen und wirtschaftliche Rahmenbindungen sollte der Umbau der Energieversorgung in Phasen gegliedert werden.

In einer ersten Phase von 10 Jahren könnte die Bahn jedes Jahr 500 MW Kapazität zur Stromerzeugung aus Windkraft aufbauen. Auf diese Weise würde sie bis zum Jahr 2020 60% ihres Strombedarfs aus Windkraft decken (Abbildung 30). Schon 2015 wäre die durch Wind-

kraft erzeugte Strommenge größer als diejenige, die im Block 1 des Gemeinschafts-(Kern)kraftwerks Neckarwestheim und im neuen Block 4 des Steinkohlekraftwerks in Datteln erzeugt wurden bzw. würden (vgl. Abbildung 30).

In einer zweiten 10-Jahres-Phase könnte die Investition in Windkraft in gleichem Umfang fortgesetzt werden. Dabei ließe sich allerdings nur ein immer kleiner werdender Teil des aus Windkraft erzeugten Stroms direkt nutzen. Immer öfter würde dann in einzelnen Stunden mehr Strom erzeugt als die Bahn gerade selbst braucht. Eine Verdopplung der Windkraft-Kapazität würde den Anteil erneuerbarer Energien lediglich um weitere 20 Prozentpunkte auf gut 80% erhöhen (Abbildung 30).

Die Kosten für den Strom aus Windkraft liegen in derselben Größenordnung wie die Gestehungskosten neuer konventioneller Kraftwerke.

Wenn der Anteil erneuerbarer Energien weiter erhöht werden soll, muss – beginnend in zehn Jahren – die Windkraft durch ein Backup-System ergänzt werden. Die Synthese und Speicherung von Methan sowie dessen Rückverstromung in Gaskraftwerken stellt dabei eine sinnvolle Option dar, mit der eine vollständige und autarke Versorgung der Bahn mit Strom aus erneuerbaren Energien zu erreichen wäre.

Die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien auf 90% führt dabei im Jahr 2030 zu 30% höheren Kosten für die Stromversorgung. Eine Vollversorgung würde die Kosten um 60% erhöhen.

Die Bahn sollte neben der Investition in Windkraft andere Optionen, insbesondere im Bereich der dargebots-unabhängigen Techniken, im Auge behalten und nutzen, sofern sich interessante Investitionsmöglichkeiten bieten. Dies gilt insbesondere für (nachhaltig gewonnene) Bioenergie, Wasserkraft und den Import von Strom aus solarthermischen Kraftwerken (CSP).

Die Kapazitäten an Windkraft und Gaskraftwerken sollten regional so verteilt werden, dass der erzeugte Strom optimal in das Bahnstromnetz eingespeist werden kann. Die zunächst fehlenden Strommengen sollten aus dem öffentlichen Netz bezogen werden. Wo erforderlich, sollte die Kopplung zwischen öffentlichem Netz und Bahnnetz verstärkt werden, um den Ausgleich der Schwankungen in der Windstromerzeugung zu erleichtern.

Diese Strategie ist nicht kompatibel mit großen Erzeugungskapazitäten in Kraftwerken mit geringer Flexibilität wie Kernkraftwerken und Kohlekraftwerken. Die Deutsche Bahn müsste ihr Engagement in diesem Bereichen überdenken, wenn sie Anteile erneuerbarer Energien jenseits von 50% anstrebt.

Wenn die Bahn sich für den Bezug der Reststrommenge nicht auf das öffentliche Netz stützen, sondern jederzeit disponible eigene Erzeugungskapazitäten vorhalten möchte, kann sie die Investition in die Gaskraftwerke vorziehen. Diese könnten dann – bis zum Aufbau der EE-Methan-Synthese – mit Erdgas betrieben werden.

Die Bahn würde durch die hier beschriebene Strategie in wachsendem Maße Planungssicherheit für die Kosten ihrer Energieversorgung gewinnen. Sie würde sich unabhängig machen von den in den nächsten Jahren zu erwartenden Preissteigerungen bei fossilen Brennstoffen. Sie würde zudem das Risiko steigender Preise bei CO₂-Emissionsrechten verringern,



die zu erwarten sind, wenn die Deutschland und die EU ihre bestehenden Klimaschutzziele stringent verfolgt.

Zu guter Letzt wären mit diesem Handeln Vorteile für die Wirtschaft in vielen Regionen Deutschlands verbunden.

Diese Strategie sollte kontinuierlich, z.B. alle fünf Jahre, evaluiert und den aktuellen Erkenntnissen und Erfordernissen angepasst werden.

ANHÄNGE

Abkürzungen und Glossar

€	Euro
€/MWh	Euro je Megawatt-Stunde 1 €/MWh = 1/10 ct/kWh
a	Jahr
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (www.bmu.de)
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (www.bmwi.de)
CSP	Concentrated solar power (= Solar-thermische Kraftwerke)
ct	Euro-Cent
ct/kWh	Euro-Cent je Kilowatt-Stunde
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EE-Methan	mit Hilfe erneuerbarer Energien synthetisch erzeugtes Methan
EU	European Union / Europäische Union
EVU	Energieversorgungsunternehmen
GW	Gigawatt = 1.000 MW
GWh	Gigawatt-Stunde = 1.000 MWh
h	Stunde
kV	Kilovolt = 1.000 Volt
kW	Kilowatt = 1.000 Watt
kWh	Kilowatt-Stunde = 1.000 Wattstunden
M€	Millionen €
MJ	Megajoule
MW	Megawatt = 1.000 kW
MWh	Megawatt-Stunde = 1.000 kWh
MWh _{th}	Megawatt-Stunde (thermischer Energiegehalt, z.B. bei Methan)
Nm ³	Normkubikmeter = Volumen unter Normbedingungen
PV	Photovoltaik
RPM	Renewable Power Methane -> EE-Methan
TWh	Terawatt-Stunde = 1 Million MWh
th	thermisch
V	Volt (elektrische Spannung)
W	Watt (elektrische Leistung)
Wh	Watt-Stunden (physikalische Arbeit)

Größenordnungen

c	Centi = 10 ⁻²
k	Kilo = 10 ³
M	Mega = 10 ⁶
G	Giga = 10 ⁹
T	Tera = 10 ¹²



Daten

Tabelle 3: Daten der EE-Methan-Synthese.

	[Stern 2009]	Annahmen im Modell
Wirkungsgrad Elektrolyse	62 - 80%	70%
Wirkungsgrad Methanisierung	75 - 85%	
Wirkungsgrad Rückverstromung		45% *
CO ₂ -Rückhaltung		50 €/t
Investitionskosten Methansynthese *	1000-2000 €/kW _{el}	1.500 €/kW _{el}
Kosten EE-Methan-Speicherung		10 €/MWh
EE-Methan Produktionskosten gesamt **	8 ct/kWh _{th}	
Technische Lebensdauer einer EE-Methan-Anlage	15 - 20 a	20 a

* abhängig von Größe; inkl. CO₂-Rückhaltung

** bei Stromkosten von 2-5 ct/kWh_{el} und 2000-4000 Stunden Volllastbetrieb

Tabelle 4: Technologie-Daten für die Modellierung.

Nachfrage Bahnstrom		
maximale Leistung	1,8 GW	
elektrische Arbeit	11 TWh/a	
Stromerzeugung		
Windkraft, onshore	spezifische Investitionskosten	1.000 €/kW
	Volllaststunden	2.000 h/a
	Lebensdauer	20 a
Windkraft, offshore	spezifische Investitionskosten	4.000 €/kW
	Volllaststunden	4.000 h/a
	Lebensdauer	20 a
Photovoltaik	spezifische Investitionskosten	2.500 €/kW ⁹
	Volllaststunden	1.000 h/a
	Lebensdauer	30 a
GuD-Kraftwerk	spezifische Investitionskosten	800 €/kW
	elektrischer Wirkungsgrad	60%
Gasturbinen-Kraftwerk	spezifische Investitionskosten	400 €/kW
	elektrischer Wirkungsgrad	40%
EE-Methan-Synthese	s. Tabelle 3	70%
Kalkulationszinssatz		10 %

⁹ Schätzung für die tatsächlichen Vollkosten der Produktion, im Unterschied zum gegenwärtigen Marktpreis.

Tabelle 5: Brennstoffpreis-Szenarien für die Modellierung.

	2010	2015	2020	2025	2030
Brennstoffpreis-Szenario LOW					
Braunkohle	4,0	4,3	4,5	4,8	5,0
Erdgas	18,0	21,0	24,0	27,0	30,0
Heizöl	38,0	44,8	51,5	58,3	65,0
Steinkohle	6,5	7,4	8,3	9,1	10,0
Uran	3,5	3,9	4,3	4,6	5,0
CO ₂ -Emissionsrechte	13,0	17,3	21,5	25,8	30,0
Brennstoffpreis-Szenario HIGH					
Braunkohle	4,0	4,5	5,0	5,5	6,0
Erdgas	18,0	26,0	34,0	42,0	50,0
Heizöl	38,0	52,3	66,5	80,8	95,0
Steinkohle	6,5	8,6	10,8	12,9	15,0
Uran	3,5	4,4	5,3	6,1	7,0
CO ₂ -Emissionsrechte	13,0	22,3	31,5	40,8	50,0



Referenzen

Stand der angegebenen Links: April 2011.

Der Fortbestand dieser Links kann nicht garantiert werden.

BCG 2003: The Boston Consulting Group: *Keeping the Lights On*, BCG Report, Boston, May 2003.

BEE 2009: Bundesverband Erneuerbare Energien (Hrsg.), *Ausbauprognose der Erneuerbare-Energien-Branche für Deutschland*, Berlin, November 2009.

www.bee-ev.de/downloads/publikationen/studien/2010/100125_BEE-Roadmap_AusbauEE_2020.pdf

BMU 2006: *Erneuerbare Energien: Arbeitsplatzeffekte - Wirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt unter besonderer Berücksichtigung des Außenhandels*, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Juni 2006.

BMU 2010: *Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen*, August 2010.

<http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/46202>

BMU 2010a: *Erneuerbar beschäftigt! Kurz- und langfristige Arbeitsplatzwirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien in Deutschland*, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), September 2010.

BMU 2010b: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global – Leitstudie 2010*, Berlin, Dezember 2010.

Bode, S.; Dietrich, L. 2011: *Der Import von Strom: Ein Beitrag zur Versorgungssicherheit?*, erscheint in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 3, 2011.

Bode & Groscurth 2009: *Liberalisierter Strommarkt: naht das Ende?* Wirtschaftsdienst, 89, 4, S. 274-280.

Bode & Jung 2004: *On the Integration of Carbon Capture and Storage into the International Climate Regime*, HWWA Discussion Paper 303, Hamburg, 2004.

Bode, S.; Steden, Ph.; Berenwinkel, J. 2009: *Ökonomische Effekte der Windenergie im Land Brandenburg*, Studie im Auftrag der Enertrag AG, März 2009.

Breitschopf, B. et al. 2010: *Einzel- und gesamtwirtschaftliche Analyse von Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im deutschen Strom- und Wärmemarkt, Bestandsaufnahme und Bewertung vorliegender Ansätze zur Quantifizierung der Kosten-Nutzen-Wirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im Strom- und Wärmebereich - Arbeitspaket 1*, Untersuchung im Auftrag des BMU, Berlin, 2010.

Bundesregierung 2010: *Das Energiekonzept 2050*, Berlin, Oktober 2010.

www.bundesregierung.de/Content/DE/HTML/Breg/Anlagen/infografik-energie-textversion.property=publicationFile.pdf

BWE 2007: *Windkraft schafft Arbeit, Hintergrundinformation*, Bundesverband Windenergie e.V., Berlin, 15. Mai 2007.

Consentec 2011: Private Kommunikation mit Dr.-Ing. Wolfgang Fritz im April 2011.

DB 2009: Deutsche Bahn, *Nachhaltigkeitsbericht 2009*, Berlin.

- DB 2009b: J. Kettner (Deutsche Bahn), *Die Umweltstrategie der Deutschen Bahn AG*, Berlin, 14.12.2009.
- DB Energie 2009: H.-J. Witschke, *Positionspapier zu dem Expertengespräch im Ausschuss für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung des Deutschen Bundestages*, Frankfurt, 17.6.2009.
- DB Energie 2010: *Präsentation zu einem Gespräche mit Umweltverbänden*, Dezember 2010.
- dena 2005: *Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020*, Berlin, Februar 2005.
www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Projekte/ESD/netzstudie1/dena-Netzstudie_I.pdf
- dena 2010: dena *Netzstudie II: Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung bis 2020*. Berlin, Dezember 2010
- Dieckmann, J. et al. 2010: *Vergleich der Bundesländer: Analyse der Erfolgsfaktoren für den Ausbau der erneuerbaren Energien 2010; Indikatoren und Ranking*, Undine 2010.
- DIW 2010: *Ausbau erneuerbarer Energien erhöht Wirtschaftsleistung in Deutschland*, DIW Wochenbericht, Nr. 50, 2010, S. 10ff, Berlin, 15. Dezember 2010.
- Doll, N.; Wetzel, D. 2010: *Stromnetz der Bahn soll Windenergie durchleiten*, in: Welt online, 2. Oktober 2010.
- EEG 2012: *Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)* in der Fassung vom 30.6.2011, die am 1.1.2012 in Kraft tritt.
www.eeg-aktuell.de/wp-content/uploads/2010/07/EEG-konsolidierte-unverbindliche-Fassung.pdf
- EU 1996: *Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the Council of 19 December 1996 concerning common rules for the internal market in electricity*.
- EU 2003: *Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG*
<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:32003L0054:DE:HTML>
- EU 2009: EU-Richtlinie 2009/28/EG: *EU-Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen ...* vom 23. April 2009.
eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0016:0062:DE:PDF
- Groscurth 2009: *Zur Wirtschaftlichkeit von Kohlekraftwerken am Beispiel des geplanten Kohlekraftwerks in Mainz*, im Auftrag der "Wirtschaftswissenschaftler/innen gegen das Kohlekraftwerk Mainz", Hamburg 2009.
- Holler 2010: Helge Holler, *Strombezug der Deutschen Bahn*, Zusammenstellung im Auftrag von Anike Peters, Januar 2010.
- Jarras, L. 2010: *Dena Netzstudie II: Annahmen rechtswidrig, Ergebnis sachwidrig*, November 2010, :
www.jarass.com/home/index.php
- Jentsch et al. 2010: *Erneuerbares Methan Kopplung von Strom- und Gasnetz*. Chemnitz, 2010.
- Joskow 2006: Paul L. Joskow, *Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity*, Research Paper, MIT, Boston, 2006.
- Karnstedt, A. 2008: *Karte der Verteilung von Windkraftanlagen (Windparks) in Deutschland*,
http://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Datei:Windkraftanlagen_in_Deutschland.png&filetimestamp=20100924121509



- Kießling, F., Puschmann, R., Schmieder, A. 1998. *Fahrleitungen elektrischer Bahnen: Planung, Berechnung, Ausführung*. Teubner. Stuttgart.
- LBEG 2009: Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie, *Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2009*. Hannover, 2010.
- Ockenfels et al. 2008: Axel Ockenfels, Veronika Grimm und Gregor Zoettl, *Strommarktdesign – Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX*, Gutachten im Auftrag der European Energy Exchange AG zur Vorlage an die Sächsische Börsenaufsicht, Köln / Leipzig; 2008.
- Ofgem 2010: Office of Gas and Electricity Markets, *Project Discovery – Options for delivering secure and sustainable energy supplies*, London, February 2010.
- Photon 2010: *Wachstum wie erwartet: 3,87 Gigawatt neuer Solaranlagen im Jahr 2009 deckten Strombedarf von über 1 Mio. Deutschen*, in: Photon, September 2010.
- Prognos 2006: *Windenergie in Norddeutschland – Abschätzung der Gewerbesteuererinnahmen Befragung und Modellrechnung, Befragung und Modellergebnisse*, Prognos AG, Berlin, April 2006.
- Sauer 2006: D. U. Sauer: *Optionen zur Speicherung elektrischer Energie in Energieversorgungssystemen mit regenerativer Stromerzeugung*, ISEA, Aachen, Okt. 2006.
www.isea.rwth-aachen.de/publications
- SRU 2011: Sachverständigenrat für Umweltfragen, *Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung*, Sondergutachten, Berlin, Januar 2011.
www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/02_Sondergutachten/2011_Sondergutachten_100Prozent_Erneuerbare.pdf?__blob=publicationFile
- Sterner 2009: *Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems. Limiting global warming by transforming energy systems*. Kassel, 2010.
- Sterner et al. 2010: *Erneuerbares Methan. Eine Lösung zur Integration und Speicherung Erneuerbarer Energien und ein Weg zur regenerativen Vollversorgung*. In: Solarzeitalter 01/2010, S. 51 – 58.
- UBA 2006: Umweltbundesamt, *Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen, CO₂ 1990 – 2004*, Dessau, September 2006.
- VIP 2011: *schriftliche Kommunikation mit Heinrich Strößenreuther von VerkehrsInnovationsPartner (VIP)*, unveröffentlicht.
- Weber 2002: *Das Investitionsparadox in wettbewerblichen Strommärkten*, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 52(2002), Heft 11, S. 756-759.

Verzeichnis der Tabellen

Tabelle 1: Erwartete installierte Leistung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung gemäß BMU-Leitstudie 2010 und BEE-Roadmap	14
Tabelle 2: Kraftwerke für die Bahnstromversorgung	8
Tabelle 3: Daten der EE-Methan-Synthese.....	46
Tabelle 4: Technologie-Daten für die Modellierung.....	46
Tabelle 5: Brennstoffpreis-Szenarien für die Modellierung.....	47

Verzeichnis der Abbildungen

Abbildung 1: Primärenergieverbrauch der Bahn im Schienenverkehr von 1990-2008	5
Abbildung 2: Maßnahmen im Klimaschutzprogramm der Deutschen Bahn.....	6
Abbildung 3: Topographie des Bahnstromnetzes	7
Abbildung 4: Erzeugungsstruktur des Bahnstroms in 2008	9
Abbildung 5: Jahresdauerlinie für den simulierten Verlauf des Strombedarf für den Schienenverkehrs der Bahn	11
Abbildung 6: Möglicher Emissionspfad für ein CO ₂ -Minderungsziel von minus 95 % für Deutschland bezogen auf 1990 und erwartete Emissionen von in Bau befindlichen Kohlekraftwerken	12
Abbildung 7: Bewertung der Bundesländer hinsichtlich ihrer Ziele für erneuerbare Energien.....	15
Abbildung 8: Verteilung von Windkraft und PV-Anlagen in Deutschland	15
Abbildung 9: Regionengrenzen nach der Aufteilung der Übertragungsnetzbetreiber mit nicht übertragbaren Leistungen auf Basis des bis 2015 geplanten Übertragungsnetzes.....	17
Abbildung 10: Ermittelter Netzausbau und jährliche Kosten für die untersuchten Varianten der DENA Netzstudie II.....	17
Abbildung 11: Durchschnittliche Einspeisung von Photovoltaik-Anlagen in Deutschland in verschiedenen Stunden des Jahres	21
Abbildung 12: Windeinspeisung in Deutschland an drei ausgewählten Tagen.....	22
Abbildung 13: Der EE-Methan-Zyklus	25
Abbildung 14: Aufbau des Modellsystems für die künftige Erzeugung von Bahnstrom	26
Abbildung 15: Anteil von Bahnstrom der aus direkt genutzter Windkraft (onshore) erzeugt werden kann. Die Restlast wird aus dem öffentlichen Netz bezogen	27
Abbildung 16: Möglicher Ausbaupfad hin zu 100% Strom aus erneuerbaren Energien für die Deutsche Bahn.....	30
Abbildung 17: Jährlicher Investitionsbedarf für die vollständige Versorgung des Schienenverkehrs der Deutschen Bahn mit Strom aus erneuerbaren Energien verteilt auf vier Fünfjahreszeiträume von 2011 bis 2030	31



Abbildung 18: Jährliche Kosten der Bahnstrom-Bereitstellung ohne und mit Speicherung bei moderatem Anstieg der Brennstoffpreise	32
Abbildung 19: Mittlere Stromgestehungskosten für neue konventionelle Kraftwerke im Vergleich mit Bahnstrom aus Windkraft mit EE-Methan-Speicherung für zwei Brennstoffpreis-Szenarien („Low“ und „High“ definiert in Tabelle 5 im Anhang) von 2015-2030.	33
Abbildung 20: Jährliche Kosten der Bahnstromerzeugung in Abhängigkeit vom Anteil erneuerbarer Energien in 2030.....	34
Abbildung 21: Mittlere Gestehungskosten für Strom aus jeweils neuen Anlagen in €/kWh	35
Abbildung 22: Investitionskosten und kumulierte Leistung für den Aufbau größerer Windkraftkapazitäten über die Zeit bei einer Anlagenlebensdauer von 20 Jahren.	36
Abbildung 23: Zusammensetzung der inländischen Bruttobeschäftigung in Herstellung und Betrieb von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien.....	37
Abbildung 24: Beschäftigung durch den Betrieb von Anlagen vor Ort und durch die Herstellung von Anlagen	38
Abbildung 25: Arbeitsplatzeffekte durch Bau eines Windparks mit 50 MW Leistung	39
Abbildung 26: Arbeitsplatzeffekte durch Bau von 1.000 MW Leistung über 20 Jahre	39
Abbildung 27: Modelltypischer Verlauf des Gewerbesteueraufkommens von Windkraftanlagen über die Betriebszeit	40
Abbildung 28: Modelltypischer Verlauf des Gewerbesteueraufkommens eines Windparks mit 50 MW Leistung und Betriebsbeginn in 2011 über die Betriebszeit.....	41
Abbildung 29: Modelltypischer Verlauf des Gewerbesteueraufkommens beim linearen Aufbau einer Windkraftanlagenleistung von 1 GW über 20 Jahre.	41
Abbildung 30: Pfad zu einer 100%-igen Versorgung des Schienenverkehrs der Deutschen Bahn mit Strom aus erneuerbaren Energien	42