

REPAP
2020

Renewable Energy Policy Action Paving
the Way towards 2020



Bundesverband
Erneuerbare Energie e.V.

Ausbauprognose der Erneuerbare-Energien-Branche für **Deutschland**

Autoren:

Rainer Hinrichs-Rahlwes, Björn Pieprzyk

Beiträge von:

Ruth Brand-Schock, Thomas Chrometzka, Johannes Daum, Verena Gorris, Harm Grobrügge,
Claudia Grotz, Björn Klusmann, Bastian Olzem, Harald Uphoff

Stand: 30. November 2009

Mit Unterstützung von:



Disclaimer:

Die Verantwortung für den Inhalt dieses Textes liegt allein bei den Autoren. Er gibt nicht notwendigerweise die Auffassung der Europäischen Gemeinschaften wieder. Die Europäische Kommission ist nicht verantwortlich für die Nutzung der hier enthaltenen Informationen.

I. AKTUELLER STAND	SEITE 3
II. ZIELE UND AUSBAUPFADE	SEITE 8
II.1 GESAMTZIELE UND AUSBAUPFADE FÜR ERNEUERBARE ENERGIEN	SEITE 8
II.2 SEKTORALE ZIELE UND AUSBAUPFADE	SEITE 8
II.3 ANTEIL DER ERNEUERBAREN AM STROMVERBRAUCH	SEITE 10
II.4 ANTEIL DER ERNEUERBAREN AM WÄRME- UND KÄLTEVERBRAUCH	SEITE 12
II.5 ANTEIL DER ERNEUERBAREN IM VERKEHRSSSEKTOR	SEITE 14
III. MAßNAHMEN ZUR ZIELERREICHUNG	SEITE 16
III.1 POLITISCHE FÖRDERUNG	SEITE 16
III.2 FINANZIELLE FÖRDERUNG	SEITE 32
III.3 ERHÖHUNG DER BIOMASSE-VERFÜGBARKEIT	SEITE 35
III.4 FLEXIBILITÄT/GEMEINSAME PROJEKTE/EUROPÄISCHE PERSPEKTIVE	SEITE 38
IV. KOSTEN-NUTZEN-SCHÄTZUNG DER FÖRDERUNG ERNEUERBARER ENERGIE	SEITE 40
FAZIT	SEITE 43

I. AKTUELLER STAND

- Kurze Darstellung von Struktur und Funktionsweise des Erneuerbaren-Energien-Marktes
- Aktueller Gesamtanteil (basierend auf den jüngsten Eurostat-Daten) und Fortschritte seit der Strom- und Biokraftstoffrichtlinie (Quelle: Fortschrittsbericht der KOM)
- Bestehender rechtlicher Rahmen – Zusammenfassung vorhandener Förderpolitiken und Hemmnisse

Ende 2007 betrug der Anteil der Erneuerbaren am gesamten Endenergieverbrauch in Deutschland nach amtlichen Statistiken 9,8%¹ (nach Eurostat: 8,9%). Das ist mehr als eine Verdreifachung seit 1997. Im Jahr 2008 hat sich der Anteil nach vorläufigen Zahlen der AG-EE-Stat auf Grund des höheren Endenergieverbrauchs auf 9,5% reduziert.

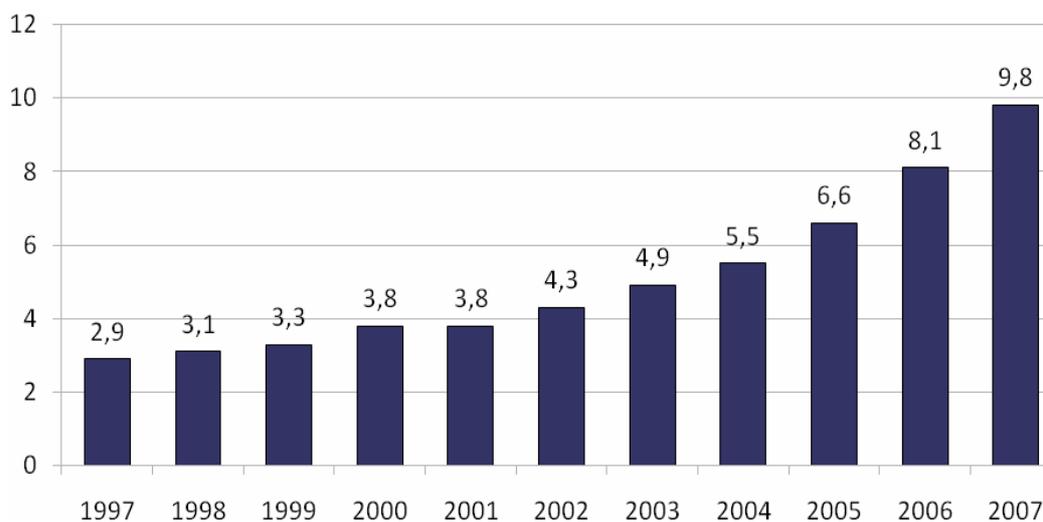


Abbildung 1: Anteil Erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch (in Prozent)

¹ Die hier verwendeten Zahlen sind so von der AG-EE-Stat/BMU berechnet und werden vom BEE so geteilt. Nach der Richtlinie zur Förderung von Energien aus Erneuerbaren Quellen lag Deutschland im Jahre 2005 auf Basis der vorliegenden Eurostat Daten erst bei 5,8 %. Nach aktuelleren Eurostat-Daten lagen die jeweiligen Werte wie in der folgenden Tabelle dargestellt immer noch etwas niedriger als unsere Daten, weisen aber für 2005 mit 6,3% auch mehr als die 5,8% der Richtlinie aus.

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Anteil Erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch % ¹	2,8	3,0	3,2	3,7	3,8	4,3	4,7	5,4	6,3	7,4	8,9

Generell ist festzustellen, dass sich die exakte Berechnung des „Brutto-Endenergie-Verbrauchs“ im Sinne der Richtlinie als sehr komplex erweist und nach übereinstimmender Auffassung von BEE und AGEESat offenkundig weder mit den bisherigen Eurostat-Zahlen noch mit den von der AGEESat verwendeten Daten übereinstimmt. Wir sind uns der Tatsache bewusst, dass sich durch die Übernahme der Definitionen der Richtlinie – meist kleinere – Abweichungen nach unten von den von uns verwendeten Zahlen ergeben können. Soweit in diesem Text nicht weiter gekennzeichnet, sind alle verwendeten Statistiken und Prognosen auf Basis der in der AGEESat üblichen Berechnungsmethodik erfolgt.

Dieser Zuwachs wurde ganz überwiegend von mittelständischen Unternehmen bewirkt, die durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), das Marktanreizprogramm (MAP) und die Steuerbefreiung für Biokraftstoffe verlässliche und stabile Rahmenbedingungen vorfanden, die ihnen den Zugang zu einem bis dahin weitgehend von wenigen Oligopolen dominierten Markt ermöglichten.

Den größten Anteil am Wachstum der Erneuerbaren Energien (EE) hatte der Elektrizitätssektor, in dem sich der Anteil der Erneuerbaren auf Grund des hocheffizienten Förderinstruments, von 1991 bis 2000 das Stromeinspeisegesetz und seither das EEG, trotz gestiegenen Gesamtverbrauchs von 1997 bis 2007 von 4,4% auf 14,2% erhöhte. Bis Ende 2008 ist der Anteil auf 15,1% weiter angewachsen. Das indicative Ziel von 12,5% für 2010 aus der EU-Stromrichtlinie hat Deutschland damit längst erfüllt.

Im Wärmebereich hat sich der Anteil hingegen trotz zurückgehenden Verbrauchs von 3,5% auf 7,6% nur etwas mehr als verdoppelt, weil das Marktanreizprogramm als wichtigstes Förderinstrument vor allem im Gebäudebestand aufgrund seiner nicht über mehrere Jahre verlässlichen Ausgestaltung keine ausreichende Wirksamkeit entfaltete. Im Jahr 2008 scheint es keinen nennenswerten Zuwachs mehr gegeben zu haben.

Im Verkehrssektor ist eine nennenswerte Steigerung des Biokraftstoffanteils erst ab 2005 zu beobachten, als die Steuerbefreiung für Reinkraftstoffe wirksam wurde und dadurch insbesondere ein Wachstum beim Biodiesel den Anteil bis 2007 auf 6,4% ansteigen ließ. Dieser Anteil ist 2008 nach Umstellung der Förderung von der Steuerbefreiung auf eine Beimischungsquote deutlich zurückgegangen. Das Ziel von 5,75% bis 2010 aus der Biokraftstoff-Richtlinie ist mit diesen Zahlen dennoch erfüllt.

I.1. Stromsektor

Der Brutto-Endenergieverbrauch im Stromsektor ist nach leichten Rückgängen in den Jahren davor seit 1997 kontinuierlich angestiegen, von 546 TWh auf 613 TWh 2007. Ebenfalls erst seitdem ist ein sichtbarer Zuwachs der Stromerzeugung aus Erneuerbaren zu verzeichnen. Die Produktion von Strom aus Erneuerbaren Energien stieg von 1997 bis 2007 von 24,5 TWh auf 87,6 TWh.

Das EEG bildet den stabilen rechtlichen und ökonomischen Rahmen für ein anhaltendes Wachstum der Erneuerbaren im Stromsektor. Es garantiert allen Erzeugern von Strom aus Erneuerbaren Energien den Anschluss ans Stromnetz sowie für 20 Jahre die Einspeisung und den Verkauf des erzeugten Stroms zu im Gesetz festgelegten Mindestpreisen. Diese Preise sind differenziert nach Technologie und Anlagengröße. Im Windsektor gibt es darüber hinaus eine Differenzierung nach Standorten. Im Bioenergie-Bereich wird für den Einsatz bestimmter Rohstoffe und Technologien ein zusätzlicher Bonus gewährt. Das Gesetz sieht jährlich eine technologiespezifische Absenkung der Vergütungen für neue Anlagen vor. Diese Degression beträgt in der Regel 1%, für die Photovoltaik seit der letzten Novelle 10% und bei Überschreiten eines Zubau-Korridors einen zusätzlichen Prozentpunkt².

² Einzelheiten der Vergütungen und Degressionssätze können von der Homepage des BMU heruntergeladen werden: http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_verguetungsregelungen.pdf

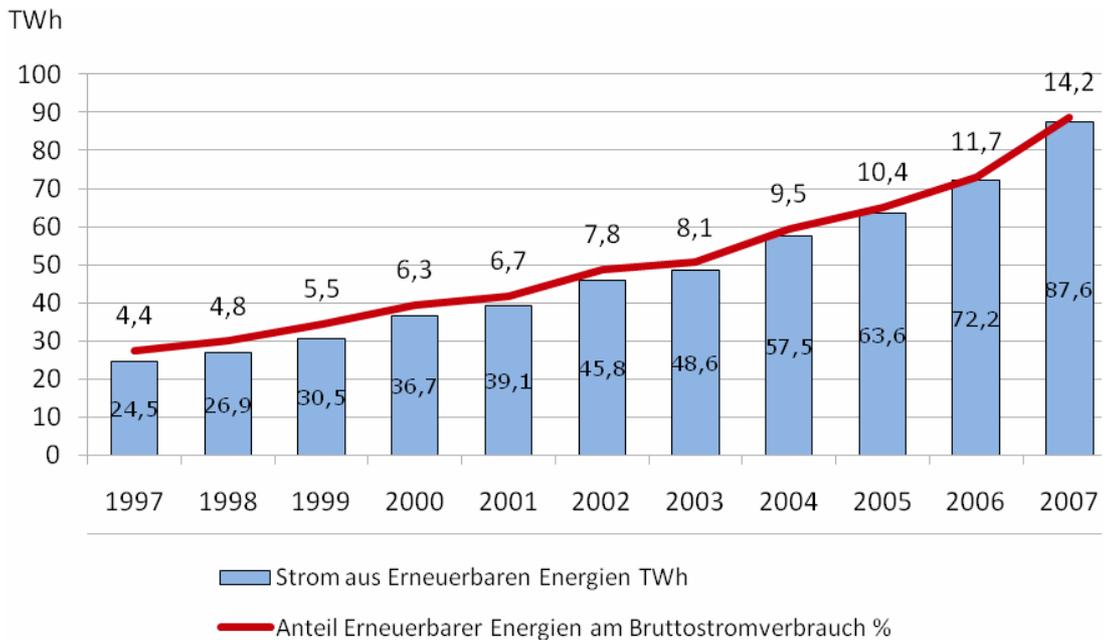


Abbildung 2: Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien

Durch das EEG besteht für die unterschiedlichen Quellen und Technologien ein verlässlicher und stabiler Rechtsrahmen. Während die Wasserkraft in den vergangenen Jahren recht konstant mehr als 3% des deutschen Brutto-Stromverbrauchs deckte, hat seit Inkrafttreten des EEG im Jahre 2000 insbesondere die Windenergie (bisher ausschließlich an Land) starke Zuwächse zu verzeichnen. Sie macht heute mit inzwischen über 25 GW installierter Leistung bereits fast 7% des Stromverbrauchs aus. Der Anteil der verschiedenen Technologien zur Bioenergie-Nutzung an der Stromerzeugung ist durch das EEG auf fast 4,5% angestiegen. Auch die Photovoltaik wuchs beträchtlich, auf inzwischen weit über 5 GW installierte Leistung, insbesondere seit mit der Novelle des EEG im Jahre 2004 die Bedingungen angepasst wurden.

1.2 Wärme

Der Brutto-Endenergieverbrauch im Wärmesektor ist 1990 bis 2000 mehr oder weniger kontinuierlich von 1.503 TWh auf 1.289 TWh zurückgegangen. Nach neuesten Zahlen des Statistischen Bundesamtes ist der Wärmeverbrauch seither temperaturbereinigt um weitere 5% zurückgegangen. Die Wärmeproduktion aus Erneuerbaren Energien stieg von 38 TWh 1990 auf 102 TWh 2007.

Das wichtigste Förderinstrument war bis 2008 das Marktanreizprogramm für Erneuerbare Energien, das mit Zuschüssen und vergünstigten Krediten die Nutzung von verschiedenen Technologien zur Warmwasser- und Raumwärmeerzeugung aus Erneuerbaren Energien anreizen soll. Mit knapp 1 Milliarde Euro an Zuschüssen und Krediten wurden von 2000 bis 2007 etwa 8,2 Milliarden an Investitionen angeregt. Im Jahr 2008 wurde das Programm auf 350 Millionen pro Jahr aufgestockt. Seit Beginn des Jahres 2009 verlangt das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) für Neubauten einen bestimmten Mindestanteil an Erneuerbaren Energien. Daneben stehen jetzt bis zu

500 Millionen jährlich zur Förderung von darüber hinausgehenden Maßnahmen zur Verfügung³. Bisher ist der vom Gesetz definierte Rahmen allerdings noch nicht ausgefüllt worden. So wurde das Programm im Jahr 2009 mit 468 Mio. EUR ausgestattet, für das kommende Jahr stehen ebenfalls 468 Mio. EUR im Haushaltsentwurf.

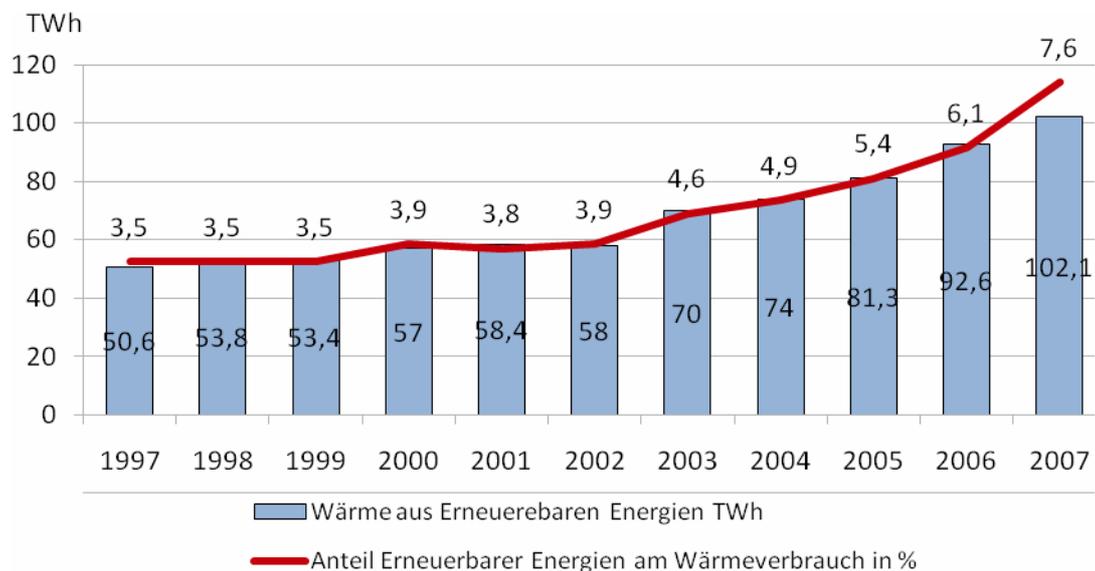


Abbildung 3: Wärmeerzeugung aus Erneuerbaren Energien

Das MAP steht demnach weiterhin unter jährlichem Haushaltsvorbehalt, so dass es nur bedingt als dauerhaft stabiles Instrument wirken kann. Gleichwohl hat es in den vergangenen Jahren das beschriebene – wenn auch im Vergleich zum Stromsektor weniger kräftige – Wachstum bewirkt. Über 90% der im Wärmesektor eingesetzten Erneuerbaren Energien sind unterschiedliche Formen der Bioenergien. Gleichwohl hatten sowohl solarthermische Anlagen als auch Wärmepumpen und netzgekoppelte geothermische Anlagen ein deutliches Wachstum zu verzeichnen. Die Energiebereitstellung aus solarthermischen Anlagen hat sich seit 1997 nahezu verfünffacht, von 790 GWh auf 3.663 GWh im Jahr 2007. Wärmepumpen erzeugten 2007 mit 3.720 GWh (einschließlich aerothermische Wärmeerzeugung) fast viermal so viel Wärme wie im Jahr 1999. Netzgekoppelte Geothermie trug 2007 mit 202 GWh mehr als doppelt so viel zur Wärmebereitstellung bei wie 1997.

1.3 Verkehr

Der Endenergieverbrauch im Verkehr ist nach Anstieg bis 1999 auf 67.103 ktoe ab 2000 (66.188 ktoe) langsam zurückgegangen und lag im Jahre 2007 bei 62.385 ktoe. Der Anteil von Biokraftstoffen erreichte mit 4 ktoe⁴ im Jahre 1992 erstmals eine statistisch relevante Größenordnung. Bis 2004 stieg der Anteil mit dann 975 ktoe auf 1,5% am Kraftstoffverbrauch an. Erst die Steuerbefreiung für Reinkraftstoffe brachte ab 2004 einen deutlichen Anstieg auf immerhin 3.994 ktoe oder 7,3 % (oder 6,4% unter Einbeziehung des Flugverkehrs⁵) im Jahr 2007. Seither ist der Anteil allerdings auf Grund geänderter Rahmenbedingungen wieder zurück gegangen.

³ Details der Fördersätze können auf der Homepage des BMJ unter <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/41238/41238/> heruntergeladen werden.

⁴ ktoe = kilo tonnes of oil equivalent: Kilotonnen Öläquivalente

⁵ Wie in der Richtlinie vorgesehen, ist der Flugverkehr im Zähler nicht, sondern nur im Nenner berücksichtigt.

Ab 2004 galt eine Steuerbefreiung für biogene Reinkraftstoffe, die ab 2006 schrittweise aufgehoben und durch eine – in 2009 noch einmal abgesenkte – verbindliche Verwendungs- bzw. Beimischungsquote ersetzt wurde.

Der ganz überwiegende Teil der Biokraftstoffe in Deutschland (2008 noch über 75%) ist Biodiesel, wengleich – vor allem in den Jahren 2005 bis 2007 – auch ein sichtbarer Zuwachs beim Bioethanol und bei Pflanzenölen zu verzeichnen war. Die Nutzung von Biodiesel und Pflanzenöl fiel 2008 deutlich zurück und liegt nun wieder unter dem Stand von 2006. Allein Bioethanol verzeichnete 2008 noch leichtes Wachstum.

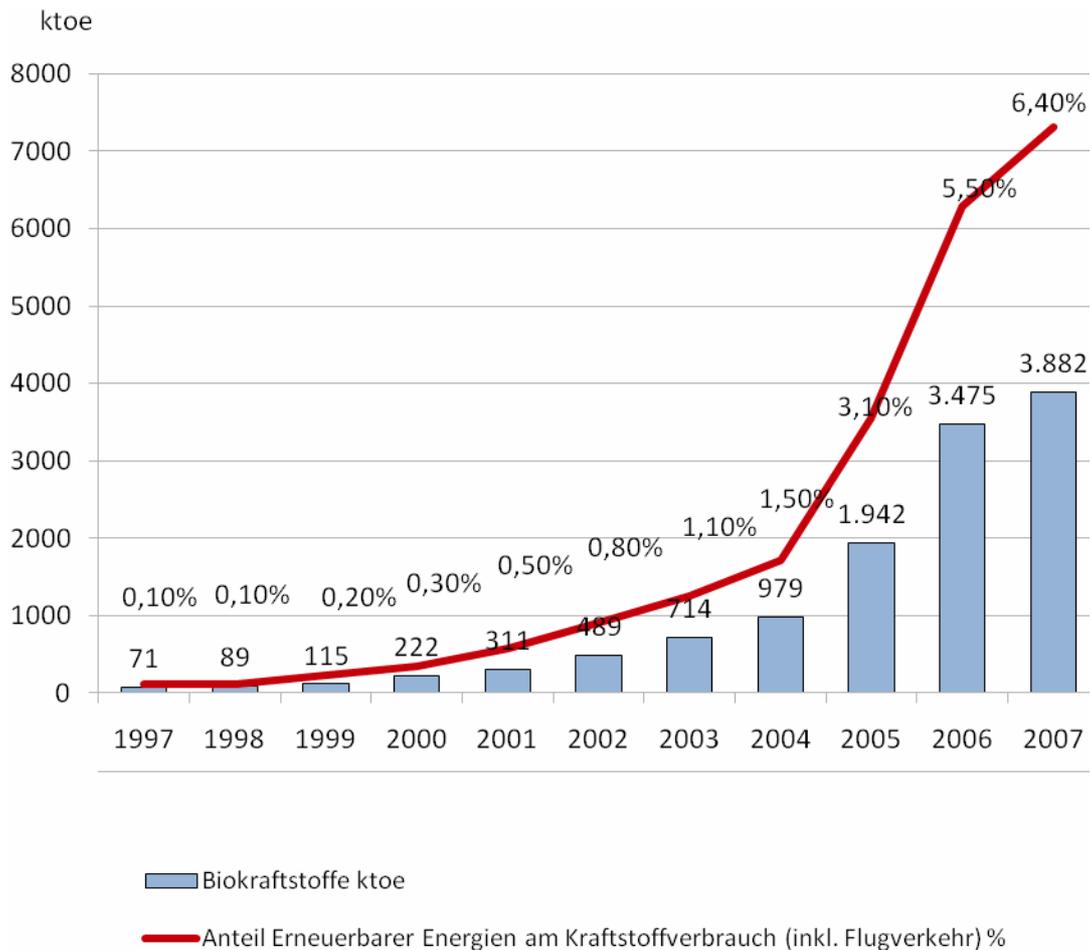


Abbildung 4: Biokraftstofferzeugung

II. ZIELE UND AUSBAUPFADE

II.1 GESAMTZIELE UND AUSBAUPFADE FÜR ERNEUERBARE ENERGIEN

2005	Durchschnitt 2011-2012	Durchschnitt 2013-2014	Durchschnitt 2015-2016	Durchschnitt 2017-2018	2020
5,8%	13,78%	16,26%	19,14%	23,19%	28,77%

Tabelle 1: Gesamtanteil Erneuerbarer Energie am Endenergieverbrauch im Jahr 2005, indikativer Ausbaupfad und verbindliches 2020-Ziel (in % des Endenergie-Verbrauchs)

In der Vergangenheit hat sich immer wieder gezeigt, dass Prognosen und Szenarien zu niedrig angesetzt waren. Diese Roadmap zeichnet daher einen realistisch-anspruchsvollen Pfad des Zuwachses der Erneuerbaren Energien unter der Annahme des Fortbestehens bzw. der Weiterentwicklung geeigneter Rahmenbedingungen. Die Aufteilung des Zuwachses auf die drei Sektoren ergibt sich aus den folgenden Tabellen. Wir haben an anderer Stelle⁶ ausgeführt, in welchen Bereichen die bestehenden Rahmenbedingungen im Grunde vorhanden sind und lediglich gezieltes Nachsteuern erforderlich ist (Stromsektor), wo teilweise noch neue Maßnahmen ergriffen werden müssen (Wärmesektor, v.a. für den Bestand) und wo ein politisches Umsteuern zu geeigneten Instrumenten erst noch erfolgen muss, um einen umfassenden Ausbau in Gang zu setzen (Verkehrssektor).

II.2 Sektorale Ziele und Ausbaupfade

Ktoe/%	2005	Durchschnitt 2011 - 2012	Durchschnitt 2013 - 2014	Durchschnitt 2015 - 2016	Durchschnitt 2017 - 2018	2020 Ziele
Erwarteter Brutto-Endenergieverbrauch	205.520,9	203.623,7	200.025,4	196.490,6	193.018,3	185.426,5
Brutto-Endenergieverbrauch Strom aus Erneuerbaren Energien	5.514,3	11.624,9	14.117,9	16.800,3	19.771,5	23.941,9
Anteil Strom aus Erneuerbaren an Brutto-Endenergieverbrauch	10%	21,95%	26,86%	32,22%	38,23%	46,84%
Brutto-Endenergieverbrauch von Wärme und Kälte aus Erneuerbaren Energien ⁷	7.422,1	11.149,1	12.453,4	14.061,9	17.151,0	19.038,3

⁶ Das jüngst vorgelegte BEE-Gesamtszenario 2020: <http://www.bee-ev.de/3:329/Meldungen/2009/BEE-legt-energiepolitisches-Gesamtkonzept-vor.html>

⁷ Ohne Wärme, die aus EE-Strom erzeugt worden ist. Durch den steigenden Anteil Erneuerbarer Energien im Stromsektor wird die EE-Strommenge, die zur Wärmeerzeugung eingesetzt wird, immer bedeutender und muss daher bilanziert werden. Bis 2020 wächst die Wärmeerzeugung aus EE-Strom von 2150 ktoe in 2007 auf 5761 ktoe. Die gesamte Wärmebereitstellung aus Erneuerbaren Energien steigt dadurch auf 25.614 ktoe in 2020.

Ktoe/%	2005	Durchschnitt	Durchschnitt	Durchschnitt	Durchschnitt	2020 Ziele
		2011 - 2012	2013 - 2014	2015 - 2016	2017 - 2018	
Anteil von Wärme und Kälte aus Erneuerbaren Energien an Wärme- und Kälteverbrauch ⁸	7,02%	12,56%	14,33%	16,35%	18,65%	25,09%
Endenergieverbrauch aus Erneuerbaren Energien im Verkehrssektor	2.092,59	5.717,66	6.469,04	7.426,66	8.711,69	10.931,90
Anteil Erneuerbarer Energie im Verkehrssektor ⁹	3,38%	9,08%	10,41%	12,17%	14,53%	18,81%
Gesamtanteil Erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch	7,2%	13,89%	16,35%	19,22%	23,24%	28,34%

Tabelle 2: Ziele für 2020 und indikativer Ausbaupfad für den Anteil Erneuerbarer Energie in den Sektoren Strom, Wärme und Kälte, sowie Verkehr

Annahmen zur Entwicklung des Energiebedarfs bis 2020

Stromsektor

In der Ausbaubauprognose der Erneuerbare-Energie-Branche sinkt der Bruttostromverbrauch leicht um etwa 4 Prozent von 617,5 TWh auf 595 TWh in 2020. Das ist deutlich weniger als in den von EWI/Prognos berechneten Szenarien für den Energiegipfel, die einen Rückgang des Stromverbrauchs von 10 bis 11 Prozent bis 2020 erwarten¹⁰.

Wärmesektor

In der Branchenprognose gehen bis 2020 der Raumwärme- und Warmwasserbedarf um 18% und der Prozesswärmebedarf um 11 Prozent zurück. Diese Annahmen basieren auf dem Forschungsbericht „Politiksznarien für den Klimaschutz. IV Szenarien bis 2030“ des Umweltbundesamtes (UBA) sowie dem Bericht „Energieszenarien für den Energiegipfel 2007“ von EWI und Prognos¹¹. Das Leitszenario 2009 des Bundesumweltministeriums geht von derselben Verbrauchsentwicklung aus. Voraussetzung für den Verbrauchsrückgang sind umfangreiche Effizienzmaßnahmen: für die Raumwärme z.B. die breitere und schnellere Einführung modernster und effizientester Heizungstechnologien und eine Forcierung der Wärmedämmung im Alt- und Neubau.

Verkehrssektor

Es wird wie im Renewbility-Klimaschutzszenario¹² angenommen, dass eine Verbrauchsminderung um etwa 13 Prozent bis 2020 erreicht werden kann, wenn folgende Maßnahmen umgesetzt werden:

⁸ Inkl. Wärme, die aus EE-Strom erzeugt worden ist.

⁹ Anteil am Endenergieverbrauch im Verkehrssektor inkl. Luft-, Schienen- und Schiffsverkehr. Gemäß der Rechtlinie 2009/28/EG ergibt sich in 2020 ein Anteil Erneuerbarer Energien im Verkehrssektor von 21,5 %.

¹⁰ EWI/Prognos 2007: „Energieszenarien für den Energiegipfel 2007.“

<http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Service/publikationen,did=211908.html>

¹¹ UBA-Forschungsbericht 2007: „Politiksznarien für den Klimaschutz. IV Szenarien bis 2030“.

http://www.umweltbundesamt.de/uba-info-medien/mysql_medien.php?anfrage=Kennnummer&Suchwort=3361

¹² Öko-Institut e.V. et al 2009: Renewbility: Stoffstromanalyse nachhaltige Mobilität im Kontext erneuerbarer Energien bis 2030. Entwurf der Ergebnisbroschüre -Szenarienausgestaltung, Ergebnisse, Zusammenfassung, Berlin, Mai 2009. <http://www.renewbility.de/>

weitere Effizienzsteigerungen der PKW- und LKW-Motoren, die Ausweitung des Angebotes im Öffentlichen Verkehr, die Optimierung der Logistik des Güterverkehrs, die Zunahme des Transports von Gütern mit der Bahn und dem Binnenschiff und der Einsatz von Elektrofahrzeugen.

II.3 ANTEIL DER ERNEUERBAREN AM STROMVERBRAUCH

Erwarteter Anteil der einzelnen Technologien zur Erreichung des verbindlichen 2020-Zieles für den Anteil Erneuerbarer Energien und indikativer Ausbaupfad im Stromsektor (installierte Kapazität und Brutto-Stromerzeugung)

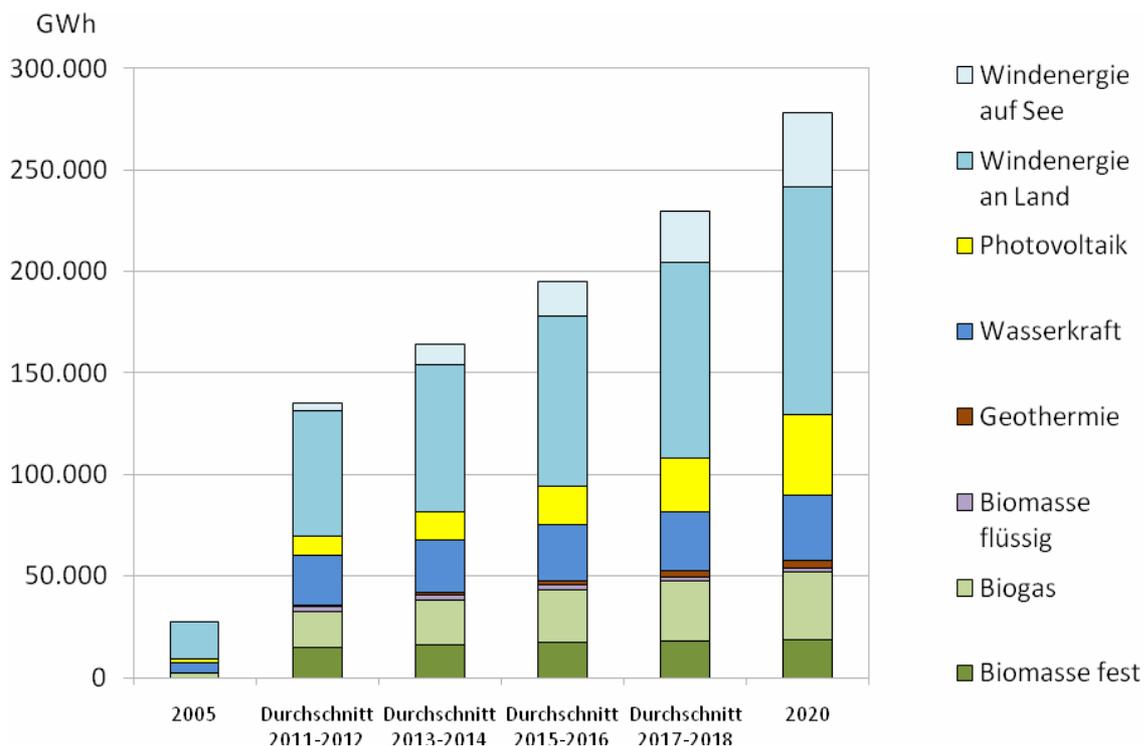


Abbildung 5: Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bis 2020

Entwicklung der einzelnen Sparten

Bioenergie

Bis zum Jahr 2020 wird sich die Bioenergiestrommenge gegenüber 2007 auf gut 54 Milliarden kWh verdoppeln. Biogas steuert dann mit fast 60 Prozent den größten Anteil zum Bioenergiestrom bei, feste Biomasse mehr als ein Viertel der gesamten Stromproduktion aus Biomasse. Die für die Biogasproduktion benötigte Anbaufläche für Energiepflanzen steigt bis 2020 auf eine Million Hektar. Knapp ein Drittel des Flächenpotenzials für Energiepflanzen wird dann für die Biogasproduktion genutzt. Der Anteil der Reststoffe (Gülle, Ernterückstände, organischer Hausmüll, Grünschnitt) am Substratmix der Biogasanlagen nimmt kontinuierlich zu.

Geothermie

Aufgrund der guten Rahmenbedingungen wird der Ausbau der tiefen Geothermie zur Strom- und Wärmeerzeugung in den nächsten Jahren einen starken Aufschwung erleben. Die installierte Leistung wird sich in den nächsten Jahren vervielfachen und bis zum Jahr 2020 auf über 600 MW ansteigen.

Wasserkraft

Das theoretisch nutzbare Potential der Wasserkraft in Deutschland wird bisher nur zu knapp 20 Prozent ausgeschöpft. Außerdem sind der Modernisierungsbedarf und damit die Möglichkeit mit bestehenden Anlagen eine größere Leistung zu erzielen groß. Die Erneuerbare-Energie-Branche erwartet daher ein Wachstum der Wasserkraft (nur Lauf- und Speicherwasserkraftwerke) von 20,7 TWh im Jahr 2007 auf 31,9 TWh im Jahr 2020.

	2005		Durchschnitt 2011-2012		Durchschnitt 2013-2014		Durchschnitt 2015-2016		Durchschnitt 2017-2018		2020	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Biomasse												
fest	1.448	7.686	2.803	14.776	3.083	16.066	3.363	17.244	3.643	18.114	3.963	18.752
gasförmig	957	4.770	2.553	18.019	3.158	22.256	3.748	26.201	4.338	29.486	5.075	33.263
flüssig	152	1.600	300	2.269	300	2.306	300	2.231	300	2.156	300	2.280
Geothermie	0	0	62	640	125	1.340	218	2.115	375	2.915	625	3.750
Wasserkraft	4.680	21.542	5.150	24.720	5.450	26.160	5.750	27.600	6.050	29.040	6.500	31.850
Photovoltaik	1.881	1.300	11.300	9.666	15.750	13.943	21.000	19.220	28.000	26.466	39.500	39.500
Windenergie an Land	18.428	27.233	30.347	61.172	33.947	71.820	37.547	83.757	41.147	96.512	45.000	112.050
Windenergie auf See			1.400	3.938	2.850	10.300	4.600	17.020	6.825	25.253	10.000	37.000
Brutto- Endenergie- verbrauch Strom aus Erneuerbare n Energien		64.131		135.198		164.192		195.388		229.943		278.445

Tabelle 3: Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bis 2020

Photovoltaik

Der Beitrag der Photovoltaik (PV) zur Stromversorgung wird sich von 3 TWh im Jahr 2007 auf 39,5 TWh bis 2020 mehr als verzehnfachen. Die installierte Photovoltaikleistung nimmt in der Branchenprognose von 3,8 GW im Jahr 2007 auf 39,5 GW im Jahre 2020 zu. Eine besondere Dynamik erwartet die Branche ab Mitte des nächsten Jahrzehnts. Dann wird die so genannte Netzparität erreicht sein. Dies bedeutet, dass die Stromerzeugung mit der Solaranlage auf dem eigenen Dach preisgünstiger sein wird, als der Strombezug vom Energieversorger.

Windenergie

Windenergieanlagen an Land werden 2020 mit einer installierten Leistung von 45.000 MW eine Stromproduktion von 112 TWh erreichen. Die Offshore-Windenergie wird mit einer installierten Leistung von 10.000 MW zusätzlich 37 TWh beitragen. Die angenommene Volllaststundenzahl steigt im betrachteten Zeitraum an Land von heute durchschnittlich 1.750 h/a auf 2.490 h/a im Normalwindjahr. Je nach Standort, Nabenhöhe und Windparkverlusten schwanken die Werte zwischen etwa 2.000 h/a in Schwachwindgebieten und rund 4.000 h/a in Küstengebieten und exponierten Höhenlagen. Auf See prognostiziert die Branche einen durchschnittlichen Wert von 3.700 Volllaststunden pro Jahr. Grund für die wachsende Volllaststundenzahl und damit effizientere Stromproduktion sind technische Fortschritte und vor allem größere Nabenhöhen und angepasste Rotordurchmesser der installierten Maschinen. Neben dem Einstieg in die Offshore-Windenergienutzung sowie die Ausweisung neuer Flächen zur Windenergienutzung an Land wird insbesondere das Repowering, der Ersatz alter Maschinen durch neue leistungsfähigere Anlagen, einen entscheidenden Beitrag zum Wachstum der Windenergie leisten. Die Faustformel für das Repowering an Land lautet: Verdopplung der installierten Leistung und Verdreifachung der produzierten Strommenge mit der halben Anzahl von Windturbinen. Dies setzt allerdings voraus, dass die effizienteste Technik mit Nabenhöhen von über 100 m eingesetzt werden kann.

II.4 ANTEIL DER ERNEUERBAREN AM WÄRME- UND KÄLTEVERBRAUCH

Erwarteter Anteil der einzelnen Technologien zur Erreichung des verbindlichen 2020-Zieles für den Anteil Erneuerbarer Energien und indikativer Ausbaupfad im Wärme- und Kältesektor (installierte Kapazität und Endenergieverbrauch im Wärme- und Kältesektor)

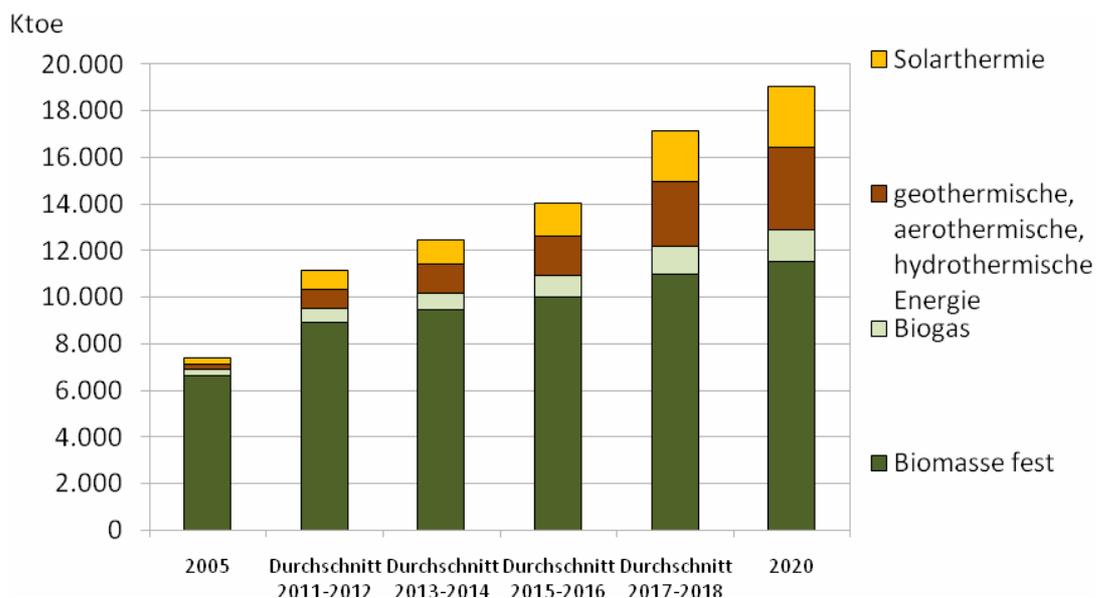


Abbildung 6: Wärme aus Erneuerbaren Energien bis 2020

	2005		Durchschnitt 2011-2012		Durchschnitt 2013-2014		Durchschnitt 2015-2016		Durchschnitt 2017-2018		2020	
	MWth	Ktoe	MWth	Ktoe	MWth	Ktoe	MWth	Ktoe	MWth	Ktoe	MWth	Ktoe
Biomasse												
fest		6.624		8.922		9.452		10.033		11.012		11.556
gasförmig		286,7		612,8		739,9		893,3		1.185,2		1.363,7
geothermische, aerothermische hydrothermische Energie		234,2		828,4		1.210,2		1.716,0		2.787,6		3.527,5 ¹³
Solarthermie		277,7		786,0		1.051,1		1.420,0		2.165,8		2.591,5
Brutto- Endenergiever- brauch von Wärme und Kälte aus Erneuerbaren Energien¹⁴		7.422		11.149,1		12.453,4		14.061,9		17.151,0		19.038,8

Tabelle 4: Wärme aus Erneuerbaren Energien bis 2020

Entwicklung der einzelnen Sparten

Bioenergie

Im Jahre 2020 wird Bioenergie immer noch den größten Beitrag zur gesamten Wärmebereitstellung aus Erneuerbaren Energien leisten. Die Wärmebereitstellung aus Bioenergie wächst bis 2020 um 70 Prozent gegenüber 2008. Damit setzt sich der dynamische Trend der letzten Jahre weiter fort. Es nehmen sowohl die Nutzung von Festbrennstoffen als auch die Nutzung von Wärme aus KWK-Anlagen stark zu. Insgesamt dominieren biogene Feststoffe das Bioenergie-Wärmeaufkommen. In den Haushalten leistet der schnell wachsende Einsatz von Pelletheizungen einen immer wichtigeren Beitrag. Der Einsatz von Holzpellets zur Wärmeproduktion wird sich in der vorgelegten Prognose verachtfachen.

Geothermie und Wärmepumpen

Die vorliegende Prognose nimmt für die kommenden zehn Jahre eine Verfünffachung der Wärmeerzeugung aus Geothermie und Wärmepumpen an. Im gesamten Segment der Geothermie und Wärmepumpen wird auch im Jahr 2020 die Wärmepumpentechnologie den wichtigsten Beitrag leisten. Die jährlichen Installationszahlen werden sich bis 2020 auf mehr als 200.000 Anlagen gegenüber heute mehr als verdreifachen. Im Jahr 2020 werden die geothermischen Wärmepumpen 12,17 TWh (1.046 ktoe) Erdwärme nutzen, die übrigen Wärmepumpen weitere 14,61 TWh (1.254 ktoe) Umweltwärme. Daneben nimmt die direkte Nutzung der Tiefengeothermie und der Kraft-Wärme-Kopplung auf Basis geothermischer Quellen weiter zu. Während diese Technologien heute erst weniger als 0,2 TWh liefern, wächst ihr Beitrag zur erneuerbaren Wärmeversorgung bis 2020 auf mehr als 14 TWh (1.225 ktoe) an. Hierfür kommt dem Aufbau von Nahwärmenetzen eine Schlüsselrolle zu.

Solarthermie

Die Fläche der in Deutschland installierten Solarkollektoren hat sich in den letzten 5 Jahren verdoppelt. Allein im Jahr 2008 sind über 2 Millionen Quadratmeter zusätzlich installiert worden. Die

¹³ Für 2020 liegt der Anteil der oberflächennahen Geothermie bei 1.046 ktoe und der Aerothermie bei 1.254 ktoe; somit werden 2.300 ktoe mittels Wärmepumpe erschlossen, die restlichen 1225 ktoe stammen aus tiefer Geothermie.

¹⁴ Ohne Wärme, die aus EE-Strom erzeugt worden ist. S. Fußnote 6.

BEE-Prognose geht bis 2020 von einem Wachstum der jährlich installierten Kollektorfläche auf mehr als 6 Millionen Quadratmeter und damit dem Dreifachen des heutigen Wertes aus. Die kumulierte Kollektorfläche steigt damit bis 2020 auf dann mehr als 60 Millionen Quadratmeter. Die Wärmebereitstellung dieser Anlagen nimmt bis 2020 von heute 4,4 TWh auf dann 30 TWh zu.

II.5 ANTEIL DER ERNEUERBAREN IM VERKEHRSBEREICH

Erwarteter Anteil der einzelnen Technologien zur Erreichung des verbindlichen 2020-Zieles und indikativer Ausbaupfad für den Anteil Erneuerbarer Energien im Verkehrsbereich

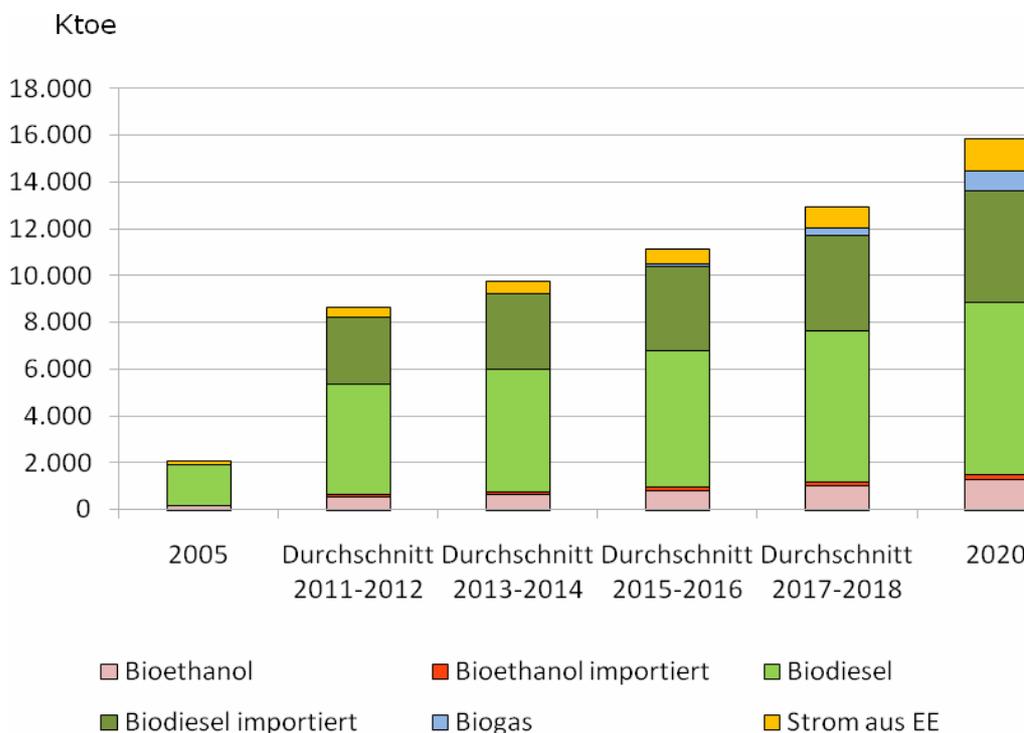


Abbildung 7: Erneuerbare Energien im Verkehrssektor bis 2020

In der BEE-Prognose erhöht sich bis 2020 der Anteil der Erneuerbaren Energien am gesamten Energieverbrauch im Verkehr auf über 18 Prozent. Am stärksten tragen die Biokraftstoffe zu diesem Anstieg bei, deren Anteil am Kraftstoffverbrauch im Straßenverkehr auf dann 21 Prozent ansteigt. Die Bedeutung von Strom aus Erneuerbaren Energien im Verkehrssektor wächst ebenso deutlich. Erstens steigen in der Prognose die Bedeutung des Schienenverkehrs und die Nutzung von Elektrofahrzeugen. Zweitens steigt im betrachteten Zeitraum der Anteil Erneuerbarer Energien am Strommix auf 47 Prozent, wie die Branchenprognose für den Stromsektor darlegt. Die Biokraftstoffproduktion steigt in der Prognose des BEE von 4,5 Millionen Tonnen im Jahr 2007 auf etwa 10 Millionen Tonnen im Jahr 2020. Prozentual wächst dabei die Bioethanolproduktion am stärksten, die sich bis 2020 auf 2 Millionen Tonnen vervierfacht. Die Biodieselerzeugung steigt ebenfalls deutlich an auf 7,6 Millionen Tonnen, während die Nutzung von reinem Pflanzenöl bis 2020 konstant bleibt. Biogas wird 2020 mit über 0,8 Millionen Tonnen seinen Anteil am Kraftstoffverbrauch im Verkehrssektor stark erhöhen.

Diese Entwicklungen spiegeln den technisch machbaren Anteil von Biokraftstoffen am gesamten Kraftstoffverbrauch bis 2020 wieder. Im PKW-Sektor findet eine 10-prozentige Beimischung von Biodiesel zu Dieselkraftstoff Anwendung, zu der auf EU-Ebene bereits eine entsprechende Norm erarbeitet wird. Für den Nutzfahrzeug-Sektor kann von einer 30-prozentigen Beimischung von Biodiesel zu Dieselkraftstoff ausgegangen werden. Darüber hinaus wird reiner Biodiesel und reines Pflanzenöl vor allem für Nischenanwendungen verwendet, z.B. in der Land- und Forstwirtschaft. Für Bioethanol wird von einer flächendeckenden Beimischung von 10 Prozent Ethanol zu Benzin sowie einem Zuwachs bei der Verwendung von 85-prozentigem Ethanol-Kraftstoff (E85) ausgegangen.

	2005	Durchschnitt 2011-2012	Durchschnitt 2013-2014	Durchschnitt 2015-2016	Durchschnitt 2017-2018	2020
Bioethanol	168,9	543,1	668,1	821,9	1.011,1	1.308,2
davon importiert	-	96,6	112,7	131,5	153,4	185,9
Biodiesel	1.775,6	4.734,1	5.244,3	5.817,9	6.462,7	7.379,7
davon importiert	-	2.827,4	3.193,4	3.606,8	4.073,7	4.741,1
Biogas		10,3	34,2	111,8	365,4	880,3
Strom aus EE	148,1	430,1	522,4	675,1	872,4	1.363,7
Endenergieverbrauch aus EE im Verkehrssektor	2.092,6	5.717,7	6.469,0	7.426,7	8.711,7	10.931,9

Tabelle 5: Erneuerbare Energien im Verkehrssektor bis 2020

III. MASSNAHMEN ZUR ZIELERREICHUNG

III.1 POLITISCHE FÖRDERUNG

1. Maßnahmen bezüglich Verwaltungsabläufen, Vorschriften und Gesetzen¹⁵

Welche Verwaltungseinheiten sind verantwortlich für Autorisierung, Zertifizierung und Genehmigungsprozesse auf nationaler, regionaler oder lokaler Ebene? Wie sollten die Zuständigkeiten am besten zugeordnet und koordiniert werden?

Biogasanlagen bis 500 kW_{el} werden nach Baurecht als privilegiert im Rahmen der Landwirtschaft behandelt und von den Bauämtern der Landkreise (bis 1 MW Feuerungswärmeleistung, entspricht ca. 380 kW_{el}) auch im unbeplanten Bereich genehmigt. Größere Anlagen werden nach Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) von den Gewerbeaufsichtsämtern genehmigt. Ab 500 kW_{el} wird zudem die Erstellung von Flächennutzungs- und Bebauungsplänen notwendig, was eine Einbindung der örtlichen Gemeinde bzw. Stadt bedingt und die Beteiligung der Träger öffentlicher Belange einschließt. Diese dezentrale Struktur mit kurzen Wegen und geschlossenen Stoffkreisläufen führt in aller Regel zu guter Akzeptanz in der Bevölkerung.

Probleme ergeben sich aber insbesondere mit der 500 kW-Grenze, wenn im Zuge des technischen Fortschritts die Anlagenleistung ohne zusätzliche bauliche Maßnahmen gesteigert werden kann, z. B. durch bessere Substratausnutzung, Verbesserung der Gärbiologie, Steigerung des Wirkungsgrads. Hier bedarf es der Einführung eines Flexibilitätsrahmens, damit nicht durch eine Verbesserungsmaßnahme eine Anlage plötzlich ihre Genehmigung verliert.

Biomasseanlagen: Für die Errichtung und dem Betrieb eines Biomasse(heiz)kraftwerkes ist eine Fülle unterschiedlicher Genehmigungen einer Vielzahl unterschiedlicher Behörden (Bezirksregierungen, Landesumweltämter, Bauaufsichtsbehörden etc.) vorzulegen, die von Bundesland zu Bundesland variieren. Insbesondere wenn noch Umweltverträglichkeitsprüfungen erforderlich werden, kann sich ein Genehmigungsprozess auf über zwei Jahre strecken. Hinzu kommt oftmals mangelnde Sachkenntnis der Behörden, insbesondere bei neuen Technologien (z.B. Holzvergasungsanlagen) und daraus resultierende negative oder unsachgemäße Bescheide.

Zuständig für die Genehmigung von **PV- und Solarthermieanlagen** auf Dächern ist in der Regel die untere Bauaufsichtsbehörde. Diese prüft den Bauantrag, beteiligt weitere Behörden und leitet den Antrag dann weiter (one-stop-shop System). Das Verfahren stellt keine wesentliche Barriere dar. Generell gilt die Genehmigungsfreiheit für kleine Solaranlagen an oder auf Gebäuden, jedoch gibt es unterschiedliche Ausnahmen, die zum Teil die Errichtung von Anlagen verhindern können. Wünschenswert wäre, dass die Bundesländer ihre verschiedenen Landesbauordnungen (LBO) harmonisieren und somit einheitliche Regelungen und Fristen bezüglich der Entscheidung über Bauanträge für Solaranlagen einführen.

Große **PV-Freiflächenanlagen** sind genehmigungspflichtig. Dies betrifft die Ausstellung eines Bebauungsplans, eines Flächennutzungsplans oder eine Änderung der Regionalplanung. Vergütungspflicht besteht nur unter besonderen Voraussetzungen. Das EEG sieht

¹⁵ Die nachfolgend aufgeführten Fragen sind aus dem Muster der EU-Kommission, das jeder Mitgliedstaat für seinen Nationalen Erneuerbare Energien Aktionsplan ausfüllen muss.

Einspeisevergütungen für PV-Freiflächenanlagen auf versiegelten Flächen, Konversionsflächen aus wirtschaftlicher oder militärischer Nutzung oder auf Grünflächen, die in den drei vorangegangenen Jahren als Ackerland genutzt wurden, vor. Im Bereich der PV-Freiflächenanlagen ist das Prinzip des one-stop-shop Systems noch keine Realität. So sind verschiedene Akteure wie Gemeinden, Behörden, Bürger bei der Entscheidung über die Anlagengenehmigung beteiligt, was dazu führt, dass sich das Genehmigungsverfahren in die Länge ziehen kann. Da die Standortgemeinden derzeit aufgrund fehlender finanzieller (Steuer) Anreize nicht immer von der Errichtung von PV-Freiflächenanlagen profitieren, haben diese nicht zwangsläufig ein Interesse an der Genehmigung solcher Anlagen. Ein Gewerbesteuer splitting zugunsten der Standortgemeinden, wie z.B. bei der Installation von Windkraftanlagen möglich, würde hier Abhilfe schaffen (§ 29 Abs. 1 GewStG). Eine weitere Straffung der Genehmigungsverfahren bei PV-Freiflächenanlagen sowie eine Überprüfung der Flächenkriterien für die Vergütungsfähigkeit sollte darüber hinaus angestrebt werden.

Bei vertikalen Erdwärmesonden und Grundwasser **Wärmepumpen** sind die kommunalen Unteren Wasserbehörden für die Genehmigung zuständig. Dabei werden uneinheitliche, in vielen Fällen sachlich nicht nachvollziehbare Anforderungen gestellt. Eine länderübergreifend abgestimmte, dem Stand der Technik entsprechende Genehmigungspraxis sowie ein vereinfachtes Verfahren für kleine Anlagen wären wünschenswert.

Die kommunale Untere Wasserbehörde ist auch für die Genehmigung von Erweiterung bzw. Neubau von Wasserkraftanlagen zuständig. Dabei werden je nach Bundesland und Gebietskörperschaft unterschiedliche Anforderungen gestellt, die zum Teil die Wirtschaftlichkeit der Anlagen in Frage stellen. Damit werden in manchen Fällen wirtschaftlich realisierbare ökologische Verbesserungen verhindert. Grundsätzlich erhält ein Betreiber nach dem EEG 2009 eine erhöhte Vergütung, wenn er an seiner Anlage bzw. an dem Gewässer ökologische Verbesserungen durchführt. Bescheinigt wird dies durch die Untere Wasserbehörde oder einen Umweltgutachter. Insbesondere die Möglichkeit einen Umweltgutachter zu beauftragen, hat sich im laufenden Jahr bewährt.

Für die Genehmigung von **Windenergieanlagen** an Land (ab 50 m Höhe) gilt die Genehmigungspflicht nach dem BImSchG. Grundsätzlich findet das vereinfachte Verfahren (ohne Beteiligung der Öffentlichkeit) statt. Ab 20 Anlagen ist eine Umweltverträglichkeitsprüfung und somit ein förmliches Genehmigungsverfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung vorgeschrieben. Befragt werden müssen hier u. a. das Bauamt (sofern nicht selbst Genehmigungsbehörde), die Stadt bzw. Gemeinde, die Wehrbereichsverwaltung, die Bezirksregierung, die Luftfahrtbehörde (bei Anlagen über 100 m Gesamthöhe), die Landschaftsbehörde, evtl. die Wasserbehörde, das Umweltamt (sofern nicht selbst Genehmigungsbehörde), das Amt für Arbeitsschutz, der Landesbetrieb Straßenbau (bei Standorten an Autobahnen), die Straßenbaubehörde (bei Standorten an Landes- und Kreisstraßen).

Prinzipiell sind Windkraftanlagen nach § 35 BauGB im Außenbereich privilegiert. Die Privilegierung gilt uneingeschränkt, wo es keine Steuerung über Regional- oder Flächennutzungsplanung gibt. Andere öffentliche Belange sind nur zu berücksichtigen, soweit sie entgegenstehen. Die Bundesregierung hat bisher von der Möglichkeit keinen Gebrauch gemacht, klare Regelungen zu schaffen, um eine Orientierung zu geben z.B. in dem immer wiederkehrenden Streit über die Frage, ob und inwieweit die Beeinträchtigung von Radar als ein solches entgegenstehendes Belang angesehen werden kann oder muss. Ähnliches gilt auch bei Höhenbeschränkungen und Abstandsregelungen und für

Fragen des Arten- und Denkmalschutzes. Manches könnte natürlich auch auf Landesebene geregelt werden, doch einheitliche bundesweite Regelungen würden mehr Klarheit schaffen.

Wo es Raum- und Flächennutzungsplanung gibt, sind Windanlagen nur zulässig in Eignungsgebieten innerhalb und außerhalb von Regionalplänen, im Geltungsbereich von Bauleitplänen, als Nebenanlage bei privilegierten Gebieten sowie im Innenbereich von Gewerbe- und Industriegebieten. Hier werden – oft willkürliche – Abstandsregelungen unter landesplanerischen und städtebaulichen Gesichtspunkten - zu Einzelhäusern, Kulturdenkmälern, Naturschutzgebieten oder Gasleitungen, Straßen, Freilandleitungen vorgeschrieben. Ebenfalls fester Bestandteil der Prüfung ist die Einhaltung diverser Grenzwerte für Schallemissionen, Schattenwurf sowie Turbulenz.

Wichtiges Hemmnis beim Ausbau der Windenergie an Land sind oft willkürliche Höhenbegrenzungen und restriktive Abstandsregelungen. Der Einsatz der modernsten Anlagen auf hohen Türmen scheitert in den meisten Fällen an den Höhenbegrenzungen der Gemeinden. Sie liegen häufig bei einer Gesamthöhe von 100 Metern. Dies verhindert den rentablen Bau von Großanlagen der Multi-Megawatt-Klasse sowohl an neuen Standorten als auch im Rahmen von Repowering-Maßnahmen. Die starren, willkürlichen und bürokratischen Abstandsregelungen müssen durch die flexiblen und sachlich begründeten bundesgesetzlichen Regelungen des Immissionsschutzes (Schall, Schattenwurf) ersetzt werden. Allerdings sind auch im BImSchG Vorschriften (z.B. die notwendige Vollständigkeitsbescheinigung der Unterlagen, bevor Fristen zu laufen beginnen) zu finden, die gelegentlich willkürlich zu Lasten der Windenergie ausgelegt werden.

Mit dem Jahressteuergesetz 2009 wurde die Zerlegung des Gewerbesteueraufkommens bei Windenergieanlagen an Land neu geregelt. Demnach werden künftig 70 Prozent des Gewerbesteueraufkommens nach dem Sachanlagevermögen (inkl. Wert der Anlage) und nur 30 Prozent des Aufkommens nach den gezahlten Löhnen eines Unternehmens aufgeteilt. Dies führt dazu, dass die Standortgemeinden, in denen im Falle der Windenergie nicht notwendigerweise die Arbeitsplätze angesiedelt sind, in Zukunft einen höheren Anteil der Gewerbesteuer erhalten. Die Akzeptanz für die Ansiedlung von Windenergieanlagen wurde dadurch ohne finanziellen Mehraufwand deutlich erhöht. Diese erfolgreiche Regelung sollte auch auf andere EE-Sparten ausgedehnt werden. Weitere Maßnahmen zur Verbesserung der Akzeptanz von Windparks, wie z.B. die Einführung einer bedarfsorientierten Beleuchtung von Windparks in Kombination mit dem Einsatz moderner Radarsysteme, wären sinnvoll.

Die Genehmigung von **Offshore-Windenergieprojekten** läuft über die jeweils zuständige Behörde. Innerhalb der 12-Seemeilen-Zone sind die Küstenländer für die Genehmigung von Projekten zuständig. Für die Ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) erteilt der Bund die Genehmigungen. Ausführende Behörde ist hier das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) in Hamburg. Grundlage der Beurteilung ist die Seeanlagenverordnung (SeeAnIV).

Seit Herbst 2009 ist die Rechtsverordnung des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) über die Raumordnung in der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone in der Nordsee in Kraft. Diese Verordnung legt zum ersten Mal planungsrechtliche Grundlagen für die verschiedenen Nutzungen und Funktionen der deutschen AWZ in der Nordsee fest. Sie regelt die Interessen der Offshore-Windenergiewirtschaft sowie die Belange der traditionellen Bewirtschaftung der Meere (Fischerei, Schifffahrt, Rohstoffgewinnung, Verlegung von Seekabeln und Rohrleitungen, Aquakultur), der wissenschaftlichen Forschung sowie des Meeresumweltschutzes. Ziel ist die Schaf-

fung von mehr Planungssicherheit für die Vorhaben der maritimen Windenergienutzung und die Reduzierung des Konfliktpotenzials zwischen den Nutzungs- und Schutzinteressen auf See.

Für die Offshore-Windenergie wurden Vorranggebiete eingerichtet – den in diesen Gebieten geplanten Windparks wird Vorrang vor anderen Nutzungsinteressen eingeräumt. In den bislang ausgewiesenen Vorranggebieten können ca. 8.000 MW Windleistung installiert werden (beim Einsatz von Anlagen der 5 MW-Klasse). Bereits genehmigte Offshore-Windenergieparks außerhalb der festgelegten Vorranggebiete werden von den Raumordnungsplänen nicht beeinflusst – sie dürfen wie geplant umgesetzt werden. Um dem Ausbauziel der Bundesregierung für die Offshore-Windenergienutzung gerecht zu werden (geplant sind 25.000 MW bis zum Jahr 2030), können neben den Windenergieparks in den Vorranggebieten auch Offshore-Windenergieprojekte außerhalb dieser Flächen genehmigt werden, in den sog. Weißflächen des Raumordnungsplans. Hier fehlt aktuell allerdings eine befriedigende Lösung über den weiteren planungsrechtlichen Rahmen. Im Zuge einer Änderung der Seeanlagenverordnung soll auf Vorschlag des zuständigen Ministeriums ein neues Konzessionsmodell zur Erkundung künftiger Flächen zur Anwendung kommen. Durch diesen Systemwechsel würden allerdings bereits laufende Genehmigungsverfahren in den Weißflächen obsolet. Grundsätzlich wichtig ist in diesem Zusammenhang deshalb, dass es neben einer ausreichenden Vergütung, einer klaren Regelung zu den Netzanschlusspflichten und dafür vorgesehenen Zeiträumen, eine einheitliche Genehmigungspraxis gibt. Dazu muss auch die zuständige Genehmigungsbehörde (das BSH) mit ausreichend Personal ausgestattet werden, um Antragsverfahren zügig abwickeln zu können. In diesem Zusammenhang sollten auch praktikable Fristen für die Geltungsdauer von Genehmigungen Anwendung finden.

[Ist zusammenfassende Information über den Ablauf von Anträgen, Zertifizierungen und Genehmigungsverfahren für Anlagen Erneuerbarer Energien vorhanden?](#)

Generell sind vor allem Projektentwickler und Installateure mit der Abwicklung der administrativen Anforderungen bei der Installation von EE-Systemen betraut. Da es aber bei den zuständigen Stellen noch Raum für Vereinfachungen gibt, aber auch weil Deutschland oftmals als Beispiel angesehen wird, haben sich europäische Projekte wie „Windbarriers“ oder „PV LEGAL“ zum Ziel gesetzt, über bürokratische Anforderungen bei der Anlagengenehmigung in Europa zu informieren und diese wo möglich abzubauen.

[Sollten Genehmigungsverfahren die Besonderheiten der unterschiedlichen Technologien Erneuerbarer Energien berücksichtigen? Wenn ja, wie?](#)

Klare Regelungen, welche die Besonderheiten der verschiedenen Technologien berücksichtigen, sind notwendig.

[Sollte das Potenzial Erneuerbarer Energien bei der Raumplanung berücksichtigt werden?](#)

Generell sollte Anlagen der Erneuerbaren Energien im Rahmen der Raumordnung Priorität vor konkurrierenden Nutzungen eingeräumt werden. Insbesondere für die Windenergie wäre dies sinnvoll, da so die Argumentation widerlegt werden würde, dass neue Flächen für Onshore Wind in Deutschland knapp geworden oder sogar nicht mehr vorhanden seien. Gerade diejenigen Bundesländer, in denen die Windenergienutzung schon sehr weit vorangeschritten ist (z.B. Schleswig Holstein oder Brandenburg) wollen den Anteil der Eignungsflächen deutlich erhöhen.

Die Potenziale der Windenergie an Land sind noch lange nicht ausgeschöpft. Flächenländer wie Bayern und Baden-Württemberg haben überhaupt noch nicht umfassend damit begonnen, mit Windenergie erschließbare Standorte ökonomisch und ökologisch zu nutzen. In Windländern der „ersten Stunde“ wie Schleswig-Holstein werden die Anlagen aus der Anfangszeit der Windenergienutzung in Deutschland sukzessive ersetzt werden.

[Sollten Zeitpläne für die Bearbeitung von Anträgen vorab bekannt gegeben werden?](#)

Zeitvorgaben für die Dauer von Genehmigungsverfahren sind in einigen Bereichen bereits üblich. Ihre generelle Einführung und Harmonisierung wäre ein wichtiges Element, gerade für kleinere und dezentrale Anlagen Planungssicherheit herzustellen.

[Wie viele Schritte sollten notwendig sein, um die abschließende Genehmigung zu erhalten? Sollte es eine zentrale Anlaufstelle zur Koordinierung aller Schritte \(one-stop shop\) geben?](#)

Je weniger Schritte notwendig sind, desto einfacher und transparenter sind Genehmigungsverfahren. Im Solarbereich ist der one-stop-shop im Aufdach-Segment bereits teilweise Realität. Allerdings bestehen auch im Solarbereich noch Verbesserungsmöglichkeiten, insbesondere bei den Genehmigungen von Freiflächenanlagen, die noch weit von einem one-stop-shop entfernt sind. Eine entsprechende Verkürzung der Wege und Schritte kann auch für andere Technologien ein wichtiges Beschleunigungselement sein.

[Für welche Kleinprojekte sollte es ein vereinfachtes Genehmigungsverfahren geben?](#)

Für erdgekoppelte Wärmepumpen-Anlagen bis 20 kW scheint hier besonderer Bedarf zu bestehen, ebenso für kleine Wasserkraftanlagen bis 100 kW.

2. Maßnahmen für Gebäude

[Welche Maßnahmen sollten in die Baugesetzgebung eingeführt werden, um einen Anstieg des Anteils Erneuerbarer Energien im Gebäudesektor sicherzustellen?](#)

[Wie sollte eine Verpflichtung zur Nutzung eines Mindestanteils Erneuerbarer Energien in neuen und erneuerten Gebäuden aussehen, um am Besten die Integration Erneuerbarer Energien in Gebäuden zu sichern? Wie hoch sollte die Verpflichtung angesetzt werden?](#)

Das EEWärmeG schreibt eine bundesweite Nutzungspflicht von Erneuerbaren Energien in Neubauten vor, die ab dem 1.1.2009 gebaut werden. Es ist ein wichtiger Schritt auf dem Weg zum modernen erneuerbaren Heizungsstandard. Der EE-Anteil variiert für die verschiedenen EE-Technologien. Alternativ können auch Dämmmaßnahmen durchgeführt werden. Ist bereits eine Fotovoltaikanlage installiert oder aus anderen Gründen die Installation einer Solarthermieanlage nicht möglich, entfällt die Nutzungspflicht. In die Pflicht genommen wird der Hausbesitzer. Wenn er die EE-Nutzungspflicht nicht erfüllt, können Bußgelder verhängt werden. In diesem Zusammenhang ist es jedoch wichtig, auch den Vollzug des Gesetzes durch die Bundesländer ausreichend sicherzustellen und zu harmonisieren, um ein Vollzugsdefizit zu vermeiden.

Durch Landesgesetz in Baden-Württemberg besteht ab dem 1.1.2010 dort auch für Bestandsgebäude eine anteilige EE-Nutzungspflicht von 10 Prozent des jährlichen Wärmebedarfs, wenn die Heizungs-

anlage ausgetauscht wird. Auch auf Bundesebene sollte ein Mindeststandard für erneuerbare Wärme auch bei Heizungsmodernisierungen im Gebäudebestand etabliert werden.

Um die Möglichkeiten der Nutzung Erneuerbarer Energien im Gebäudebestand auszuschöpfen, sollte die Nutzungspflicht für Erneuerbare Energien mindestens bei grundlegenden Sanierungsmaßnahmen bundesweit – am Besten per Bundesgesetz – eingeführt werden. Es bleibt jedoch ebenso sehr die Notwendigkeit, neben ordnungsrechtlichen Vorgaben ein verlässliches und haushaltunabhängiges Förderinstrument zu schaffen. Daneben sollten weitere Hemmnisse für die Heizungsmodernisierung, z.B. im Mietrecht, beseitigt werden.

Da der Gesetzgeber mit dem EEWärmeG darauf verzichtet hat, eine bundesweite Bauverpflichtung für den Bestand zu erlassen, liegt es jetzt zunächst an den Bundesländern, umgehend Regelungen für den Gebäudebestand auf Länderebene einzuführen. Die Länder müssen von der Bundesebene nun angehalten werden, solche Anforderungen umgehend zu erlassen und vor allem die zuständigen Behörden zu bestimmen, die dann für die Einhaltung von solchen „Landeswärmegesetzen“ zuständig sind. Gleichwohl wäre eine bundeseinheitliche Regelung vorzuziehen.

Um das Nutzer-Investor-Dilemma aufzulösen, müssen künftig Investitionen in Erneuerbare Energien auf die Bruttomiete umgelegt bzw. die produzierte Wärme als Betriebskosten in Ansatz gebracht werden können. Die Umlagefähigkeit von Heizkosten sollte bei schlechtem energetischem Zustand des Gebäudes begrenzt bzw. sollte dem Mieter ein Mietkürzungsrecht eingeräumt werden.

Welcher Zuwachs der Erneuerbaren Energien im Gebäudesektor wird bis 2020 erwartet?

Lediglich 12 Prozent der Heizungen in Deutschland sind auf dem neuesten Stand der Technik. Die jährliche Modernisierungsrate im Gebäudebestand muss daher dringend von heute nur rund drei Prozent auf mindestens sechs Prozent verdoppelt werden. Der Anteil der Erneuerbaren im Wärmesektor kann sicher auf mindestens 25 Prozent gesteigert werden, wenn die hier ausgeführten Politikvorschläge umgesetzt werden.

Welche Maßnahmen sollten unternommen werden, um die sicherzustellen, dass öffentliche Gebäude ab 2012 eine Vorbildfunktion erfüllen?

In öffentlichen Gebäuden sollte jede energetische Sanierungsmaßnahme als Anlass zur vollständigen Umstellung der Energiebereitstellung des Gebäudes durch Erneuerbare Energien genutzt werden.

3. Maßnahmen bezüglich Information

Wie sollten zielgerichtete Informationen aussehen für verschiedene Gruppen wie Verbraucher, Bauherren, Verwalter, Makler, Installateure, Architekten, Landwirte, Hersteller von Anlagen, öffentliche Verwaltungen?

Neben den bestehenden Informationsstrukturen über die Verbände und Hersteller ist eine breite öffentliche Aufklärung von politischer Seite zu befürworten.

Insbesondere in Bundesländern, die noch keine breite Einführung an sich ausgereifter EE-Technologien wie Windenergie vollzogen haben, müssen die Genehmigungsbehörden genau informiert werden, welche Standorte sinnvollerweise auszuweisen sind, um jahrelange Verzögerungen durch unge-

eignete Standorte zu vermeiden. Hier wird oft fälschlicherweise bei den Behörden, aber auch auf Seiten der politischen Entscheider angenommen, dass gar kein nennenswertes Potenzial existiere.

Wie soll sichergestellt werden, dass Zertifizierungssysteme oder entsprechende Qualifizierungssysteme im Jahre 2012 verfügbar sein werden für Installateure kleiner Biomasse-Boiler und –Öfen, von PV- und Solarthermieanlagen, oberflächennaher Geothermie und Wärmepumpen?

Für Wärmepumpen gibt es bereits eine Zertifizierung für Installateure (EUCERT). Diese sollte allerdings von politischer Seite stärker unterstützt werden – durch Information der Installateure und Verbraucher, aber auch durch finanzielle Unterstützung und Anreize (wie z. B. höhere Fördermittel, wenn ein zertifizierter Installateur beauftragt wird).

Seit Frühjahr 2009 können Installateure von PV-Anlagen ihren Kunden Anlagen-Pässe (www.Photovoltaik-Anlagenpass.de) ausstellen, um die Qualität der Installation zu bescheinigen. Der Anlagenpass wurde von dem Bundesverband Solarwirtschaft (BSW-Solar) und dem Zentralverband der Elektro- und Installationstechnischen Handwerke (ZVEH) mit Unterstützung des TÜV Rheinland entwickelt, um einen Mindeststandard für die Installation von PV-Anlagen in Deutschland zu schaffen.

Der PV-Anlagenpass soll den Installationsprozess standardisieren und für die Kunden sicherstellen, dass alle wichtigen technischen Anforderungen erfüllt wurden und die Anlage korrekt arbeitet. Der Pass ist ein freiwilliges Angebot der Installateure, der sowohl Kunden als auch Installateuren als Richtschnur zur Sicherung eines hohen Standards der Anlagenfunktionsfähigkeit dienen soll. Er unterstützt ferner den Dokumentationsprozess und sorgt für Transparenz im Falle von Streitigkeiten zwischen den Beteiligten.

Wie sollen Planer und Architekten dabei unterstützt werden, die optimale Kombination von Erneuerbaren Energien, hocheffizienten Technologien und Nah- und Fernwärme Heizen und Kühlen bei Planung, Entwurf, Bau und Renovierung von Industrie- oder Wohnbauten zu finden?

Es sollten geeignete Weiterbildungsmaßnahmen entwickelt und verbreitet werden – ggf. mit öffentlicher Unterstützung.

Welche Rolle sollten regionale und lokale Akteure spielen bei Entwurf und Durchführung von Programmen zur Information, Aufklärung und Training für Bürgerinnen und Bürger über Nutzen und praktische Anwendung Erneuerbarer Energien?

Ein Beispiel hierfür sind die Aktionswochen einzelner Technologien – z. B. die „Woche der Sonne“ oder die „Wärmepumpen-Aktionswochen“, die zeigen, dass die Ansprache von Endkunden auf einer lokalen Basis sehr erfolgreich ist. Bei den Wärmepumpen-Aktionswochen werden die Aktionen von Aktionspartnern und Verbandsmitgliedern vor Ort organisiert und lediglich durch eine zentrale, bundesweite Dachkampagne unterstützt. Denkbar und mittelfristig wünschenswert wäre, diese Aktionswochen zu einzelnen Technologien weiterzuentwickeln, um konzertiert über Erneuerbare Wärme zu informieren. Die Unterstützung der regionalen Politik ist hier ein wertvolles Asset.

Wichtig für eine breite Akzeptanz und Anerkennung des Potenzials der Erneuerbaren Energien ist der öffentliche Bekanntheitsgrad von Firmen in der Region, die Erneuerbare Erzeugungsanlagen herstellen. Lernen die Bürger einer Region die Firmen und ihre Arbeitsplätze kennen, identifizieren sie sich

wesentlich stärker mit dem regionalen Ausbau regional hergestellter Anlagen. Insbesondere Zulieferfirmen, die lediglich einen Teil der Komponenten liefern, sind oft gar nicht bekannt als Erneuerbaren-Unternehmen. Regionale Branchentage oder Tage der offenen Tür in Firmen, die sich an Bürger und lokale Entscheider richten, können hier für bessere Informationen sorgen.

Die meisten Bundesländer haben Leitfäden für den Bau von erdgekoppelten Wärmepumpen. Dies ist ebenfalls eine wichtige Informationsmaßnahme, allerdings wäre eine stärkere Einbindung des Verbandes bisweilen sinnvoll.

4. Maßnahmen zur Zertifizierung von Installateuren

[Verantwortliche Stelle\(n\) für Entwurf und Autorisierung von Zertifizierungs-/Qualifizierungs-Programmen ab 2012 für Installateure von kleinen Biomasse-Boilern und –Öfen, PV- und Solarthermie-Anlagen, oberflächennaher Geothermie und Wärmepumpen](#)

Hier könnten die Handwerkskammern, Fach- und Spartenverbände gemeinsam mit den anerkannten Weiterbildungsträgern und Schulungszentren – soweit sie es nicht bereits schon sind – nutzbringend aktiv werden. Einzelne Weiterbildungsträger lassen sich von den einschlägigen akkreditierten Instituten auch zertifizieren (z.B. TÜV). Eine wichtige Rolle kann das Bundesministerium für Bildung und Forschung spielen, welches Aktivitäten zur Förderung und Unterstützung von Bildung auch z.B. im Rahmen der „Qualifizierungsinitiative“ unterhält. Daneben sind einzelne Spartenverbände (z.B. der BWP) auch selbst aktiv in der Qualifizierung – in Kooperation mit anerkannten Schulungszentren.

[Gibt es solche Zertifizierungs-/Qualifizierungs-Programme schon? Bitte beschreiben.](#)

Qualifizierung im Bereich Solar wird hauptsächlich von den Herstellern durchgeführt; diese stellen auch ein "Zertifikat" aus (Hersteller --> zertifizierter Fachhandwerker); daneben gibt es die Solarteurschulen. Solarteure sind ausgebildete Handwerker (Elektro- bzw. Gas-Wasserinstallateur), welche für ihre Kunden individuell das beste Konzept zur Energieversorgung mit Erneuerbaren Energien umsetzen können. Sie haben sich nach Abschluss der Berufsausbildung weitergebildet und an einer europäisch zertifizierten Solarteurschule zum Spezialisten für Erneuerbare Energien zertifizieren lassen.

Für Wärmepumpen-Installateure gibt es ein Schulungsprogramm, dessen Inhalte und Zertifizierungsbedingungen im Rahmen eines EU-Projekts von der europäischen Wärmepumpen-Organisation (EHPA) entwickelt wurden. Diese erfüllen bereits heute in allen Punkten die Forderungen aus Artikel 14 der EE-Richtlinie. Die Fachleute müssen für die Zertifizierung eine 40-stündige Schulung sowie eine Prüfung absolvieren und Referenzanlagen vorweisen und unterliegen einer fortlaufenden Qualitätskontrolle. Eine politische Unterstützung wäre wünschenswert, um die Zertifizierung schneller als bislang zu verbreiten und mehr Anreize für die Fachkräfte zu schaffen, sich zertifizieren zu lassen.

[Gibt es ein spezielles Training für Bearbeiter in den verschiedenen Genehmigungsstellen?](#)

Dies ist nach unserem Kenntnisstand derzeit nicht der Fall, wäre für die verschiedenen Technologien aber sicher sinnvoll.

Sind Informationen über solche Programme öffentlich verfügbar? Sind Listen über zertifizierte oder qualifizierte Installateure veröffentlicht? Wenn ja, wo? Werden andere Programme als den nationalen/regionalen gleichwertig anerkannt?

Die Informationen für den Solarbereich sind bei den Herstellern und bei der Solarteurschule verfügbar. Beispielsweise können Endkunden im Internet unter www.solarfoerderung.de qualifizierte Handwerksbetriebe finden. Für die Wärmepumpen sind z.B. unter www.waermepumpe.de die zertifizierten Installateure und Informationen zur Zertifizierung verfügbar.

5. Maßnahmen zur Elektrizitäts-Infrastruktur

Wie sollten Übertragungs- und Verteilnetze entwickelt werden, um Erneuerbare Energien zu integrieren und gleichzeitig den sicheren Betrieb des Systems sicherzustellen? Wie wird diese Anforderung in die periodischen Netzplanungen der Übertragungs- und Verteilnetz-Betreiber integriert? Wie wird die Entwicklung von intelligenten Netzen und von Speichern sichergestellt?

Die Netzinfrastruktur ist bisher weitgehend auf konventionelle, grundlastbasierte Energieversorgung abgestimmt. Kraftwerkseinheiten sind größer, Kraftwerke nahe den Verbrauchszentren errichtet. Windenergie wird zu einem größeren Teil nicht in der Nähe der Verbrauchszentren, sondern in Räumen mit geringer Bevölkerungsdichte und geringerem Industrialisierungsgrad genutzt (z.B. Schleswig-Holstein, Teile Niedersachsens, Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Sachsen-Anhalt). Ein wachsender Anteil von Windenergie in diesen Ländern führt zu einem Ansteigen der Transportentfernung und gleichzeitig zu Netzengpässen im bestehenden Netz, vor allem auch deshalb, weil in den südlichen Bundesländern das Windpotenzial kaum ausgeschöpft wird. Auch das Transportproblem würde sich durch stärkeren Ausbau der Windenergie deutlich reduzieren. Gleichzeitig gibt es zunehmende Probleme bei dem Anschluss von PV-Anlagen, vor allem bei kleinen Anlagen auf der Niederspannungsebene. Dies ist nur teilweise einer vernachlässigten Netzoptimierung bzw. einem vernachlässigten Netzausbau geschuldet. Gerade im Niederspannungsnetz fehlt es an Investitionen in Netzoptimierung (Stichwort Lastflussumkehr, dumme Trafos etc.). Oftmals ist der eigentliche Grund eine nicht oder verspätet begonnene Netzoptimierung oder Netzausbauplanung. Mitunter werden gerade Anlagenbetreibern im Kleinanlagensegment hohe Hürden von den Netzbetreibern gestellt, die den Regelungen des EEG zum unverzüglichen und vorrangigen Netzanschluss zu wider laufen.

Für die Aufnahme einer wachsenden Menge variablen Stromangebots ist eine zügige Optimierung und mittelfristig ein – optimierter – Ausbau der Netze notwendig, kombiniert mit der Schaffung und Entwicklung intelligenter Netze (Smartgrids). Grundsätzlich planen die Netzbetreiber auf Basis von Prognosen des Kraftwerksausbaus und erwarteter Einspeisung. Für die Integration der Windenergie wurde unter Einbeziehung aller relevanten Akteure eine spezielle Studie erstellt – dena Netzstudie I – um den nötigen Netzausbau zu prognostizieren und Netzbetreibern eine zusätzliche Planungsgrundlage zu geben. Die Fortsetzung – dena Netzstudie II – soll bis Ende 2010 abgeschlossen sein. In der Fortsetzung werden unter anderem Fragen der Optimierung des bestehenden Netzes begutachtet und diskutiert. Als zweiten wichtigen Punkt untersuchen einige Studien auch die Randbedingungen von Strommärkten bzw. des Stromhandels für die Integration großer variabler Windstrom Mengen. Hier geht es u.a. um die Organisation von Strommärkten, um das Freihalten von Übertragungskapazitäten, um Handelszeiträume und Markterweiterungen. Fragen sind hierbei die Integration zu möglichst optimierten Kosten.

Um die Ziele beim Ausbau der Erneuerbaren Energien zu erreichen, muss der Kraftwerkspark künftig deutlich flexibler steuerbar werden. Unflexible Grundlastkraftwerke (Kohle, Kernkraft) würden den Ausbau der Erneuerbaren Energien in den nächsten Jahren deutlich verzögern. Die von der Bundesregierung jetzt vorgesehene Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke ist vor diesem Hintergrund höchst problematisch. Flexible Kraftwerkseinheiten sowie Speichertechnologien sind auch unter diesem Aspekt besonders förderungswürdig und müssen in den kommenden Jahren weiter ausgebaut und entwickelt werden. Um eine bedarfsorientierte Integration der Erneuerbaren Energien anzureizen, müssen kombinierte Erzeugungs- und Speichertechnologien stärker gefördert werden. Möglich wäre dies z.B. durch den in Deutschland bereits diskutierten Bonus für eine Verstetigung bzw. eine stärker an den Erfordernissen des elektrischen Systems und an der Nachfrage ausgerichtete Einspeisung. Vorhandene Speicher müssen genutzt und erweitert und gleichzeitig neue Technologien entwickelt werden.

Aber auch Maßnahmen zur Beeinflussung des Verbrauchsverhaltens durch entsprechende Tarife und die Einführung von intelligenten Zählern sollten ergriffen werden.

Mit dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) wurde ein erster Schritt in Richtung einer Beschleunigung des Netzausbaus gemacht. Künftig können Stromleitungen unter gewissen Bedingungen auch unter der Erde verlegt und damit Genehmigungsverfahren beschleunigt werden. Um einen zügigen weiteren Ausbau der Windenergie an Land und auf See zu erreichen, sollte das Gesetz weiterentwickelt werden. Grundsätzlich sollte für eine beschleunigende Wirkung der Einsatz von Erdkabeln im Bereich der Hochspannungsnetze zum Standard werden, die Kosten für den Einsatz von Erdkabeln umgelegt werden können. Im Bereich der Höchstspannungsnetze sollte grundsätzlich zumindest die teilweise unterirdische Verlegung der Leitungen in sensiblen Bereichen möglich sein. Der Einsatz von Erdkabeln stößt in der Bevölkerung auf deutlich bessere Akzeptanz, langwierige Genehmigungsverfahren mit Einsprüchen gegen Freileitungen können entscheidend abgekürzt werden.

Auch im Bereich des Netzausbaus sollte eine möglichst große Zahl von Akteuren zugelassen werden. Netze sollten nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) § 46 nicht nur verpachtet, sondern auch gekauft werden können.

Wie sollten die Kapazität der Netzkuppelstellen zu Nachbarstaaten verstärkt werden?

In der TRADE Wind Studie wurden europaweit insgesamt 42 Interkonnektoren für die Windenergienutzung an Land identifiziert. Deren Ausbau, der bis spätestens 2020 bzw. 2030 abgeschlossen sein sollte, würde die innereuropäische Integration der Strommärkte generell befördern, und die Netzausbaukosten durch die gewonnenen Optimierungseffekte im europäischen Netzbetrieb und Stromhandel kompensieren. Für den Ausbau der Offshore-Windenergie vertritt die Studie den Ausbau und die Weiterentwicklung eines verzweigten Netzsystems, welches die Einspeisung von Windstrom in verschiedene Anrainerländer von Nord- und Ostsee ermöglicht.

Grundsätzlich gilt: je größer die Fläche mit vorhandener Windkapazität, desto erfolgreicher und sicherer wird die prognostizierte und erwartete Kapazität verfügbar sein, die Leistungsfähigkeit des Gesamtsystems steigt.

Auch der Austausch von Informationen über Prognosen über zu erwartende Einspeisemengen muss grenzüberschreitend verbessert werden. Hier gibt es erste positive Ansätze.

Wie sollten die Genehmigungsverfahren zum Ausbau der Netzinfrastruktur beschleunigt werden?

Die Basis für den Ausbau der Stromleitungen bildet das Energieleitungsausbaugesetz. Es sieht vor, dass auf vier Pilottrassen die neuen Höchstspannungsleitungen unterirdisch verlegt werden können. Die Netzbetreiber können die Mehrkosten für die Erdverkabelung auf die Strompreise umlegen. Auch im Hochspannungsbereich (110 kV) soll die Erdverkabelung ermöglicht werden, wenn Bau und Betrieb nicht mehr als das 1,6-fache einer herkömmlichen Trassenführung kosten. Aus Sicht der Branche werden durch das Gesetz dem wichtigen Einsatz von Erdkabeln mehr Realisierungschancen eröffnet. In der Summe sind die Regelungen aber weiterhin zu restriktiv. Die Regelung für 110 kV-Leitungen soll nur für Vorhaben gelten, bei denen noch kein Planfeststellungs- oder Plangenehmigungsverfahren eingeleitet worden ist. Damit wird die praktische Auswirkung in den nächsten Jahren sehr gering bleiben.

Vorgeschlagen wird, die Leitungen im Hochspannungsbereich grundsätzlich unterirdisch zu verlegen und die Kosten allgemein umzulegen.

Der seit 2006 in diesem Gesetz vorgeschriebene Anschluss von Offshore-Windparks wurde rechtlich nicht präzisiert. Hier sind vor allem der Zeitplan und die jeweiligen Vorbedingungen für die Umsetzung des Anschlusses durch den Netzbetreiber nicht geregelt.

Wie sollte die Koordination zwischen der Genehmigung zum Ausbau der Netzinfrastruktur und der administrative Planungsprozesse sichergestellt werden?

Die Liberalisierung der Strommärkte - insbesondere das Unbundling der bisher integrierten Unternehmen - hat dazu geführt, dass die bisher integrierte Kraftwerks- und Netzplanung auseinander gefallen sind. Gleichzeitig haben die Netzbetreiber die Verpflichtung, jedem Anschlussbegehren nachzukommen und das Netz effizient zu betreiben. Welche Kraftwerksbauten tatsächlich realisiert werden, bleibt aber den betriebswirtschaftlichen Entscheidungen der Unternehmen überlassen. Zahlreiche Unsicherheitsfaktoren (Tempo des EE-Ausbaus, Rohstoffkosten, CO₂-Zertifikatspreise usw.) sowie lange Planungs- und Realisierungszeiten haben die notwendige Planungssicherheit für Netzausbauten eingeschränkt, was zu Verzögerungen bis hin zur Unterlassung des Ausbaus führt.

Um weitere Verzögerungen zu vermeiden, wäre eine Netzausbauplanung auf den unterschiedlichen Ebenen (Bund, Länder und Gemeinden) sehr hilfreich, die mindestens verschiedene Szenarien des EE-Ausbaus betrachtet. Bisher gibt es nur wenige Netzplanungen, die den Ausbau der Erneuerbaren Energien zur Grundlage haben (dena-Netzstudie I, Netzstudien Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern). Ihr Ansatz, die unterschiedlichen Akteure an einen Tisch zu führen, sollte flächendeckend durchgeführt werden.

Sollte es das Recht auf prioritären Netzzugang oder reservierte Anschlusskapazitäten für neue Installationen geben, die Strom aus Erneuerbaren Quellen produzieren?

Hier liefert das EEG seit einigen Jahren eine solide Grundlage, die in der letzten Novelle noch konkretisiert und erweitert wurde. Es gilt neben der vorrangigen Einspeisung für Strom aus erneuerbaren Energiequellen auch die Vorschrift zum unverzüglichen Anschluss und die Regelung, dass Netzbetreiber zum Ausbau des Netzes verpflichtet sind, wenn die Netzkapazität in Gebieten, in denen EE-Kapazität angeschlossen werden soll, nicht ausreichend ist.

Wie sollten die Kosten geteilt werden zwischen Produzenten und Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern? Wie sollte sichergestellt werden, dass Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber in der Lage sind, diese Kosten umzulegen? Sollten irgendwelche Änderungen der Kostentragsregelungen in der Zukunft geplant werden?

Auch die EEG-Regelungen für die Kostenteilung beim Netzanschluss (bis zum nächsten passenden Netzverknüpfungspunkt der Anlagenbetreiber, ab dann der Netzbetreiber) haben sich bewährt. Gleiches gilt für die Pflicht zur Kostentransparenz. Diese Regelungen werden jedoch nicht immer von den Netzbetreibern eingehalten. Hier können sich gerade für Kleinanlagen Hemmnisse ergeben.

Wie soll sichergestellt werden, dass Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber neuen Produzenten, die einen Netzanschluss wünschen, die notwendigen Informationen über Kosten, genauen Zeitplan für die Antragstellung und indikativen Zeitplan für den Netzanschluss zur Verfügung stellen?

Laut EEG gilt die „Unverzüglichkeit“ des Anschlusses. Nachdem lange Zeit kaum Klagen über Verzögerungen oder fehlende Transparenz zu hören waren, scheint sich dies in jüngerer Zeit zu ändern. Es bleibt abzuwarten, ob dies ein Indiz dafür ist, dass die guten rechtlichen Regelungen der vorrangigen Einspeisung und der Unverzüglichkeit des Anschlusses von den Netzbetreibern vermehrt unterlaufen werden.

6. Prioritärer/Garantierter Netzzugang

Sollte prioritärer oder garantierter Netzzugang sichergestellt sein? Bitte erklären.

Der im EEG geregelte prioritäre Netzzugang ist eine wesentliche Bedingung für den zügigen Ausbau Erneuerbarer Energien. Er hat es insbesondere neuen Marktakteuren ermöglicht, zu klaren Bedingungen und absehbaren Kosten den erzeugten Strom einspeisen und verkaufen zu können. Gerade in Märkten, in denen Netze und Erzeugerkapazitäten zu einem wesentlichen Teil in den Händen gleich großer Unternehmen sind, vermeidet der vorrangige Netzzugang einen Marktausschluss der Erneuerbaren Erzeuger durch das vorhandene Oligopol.

Wie sollte sichergestellt werden, dass Übertragungsnetzbetreiber bei Verteilung des erzeugten Stroms denjenigen Priorität gewähren, die Strom aus Erneuerbaren Energien erzeugen?

Klare gesetzliche Regelungen und konsequenter Vollzug der Regelungen sind notwendig.

Wie sollte die Übertragung und Verteilung von Strom aus Erneuerbaren Quellen von den Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern garantiert werden?

Welche netz- und marktbezogenen Maßnahmen sollten unternommen werden, um die Abregelung von Strom aus Erneuerbaren Energien zu minimieren?

Die Transportkapazität der Netze sollte zum einen durch technische Lösungen wie z.B. das Temperaturmonitoring oder den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen gesteigert werden. Hierzu gibt es in Deutschland erste Erfahrungen in eingegrenzten Bereichen. Diese sollten flächendeckend eingeführt werden. An kalten Tagen können so z.B. deutlich größere Mengen Strom durch die Netze transportiert werden als an warmen; eine starre Vorgabe reduziert die Kapazität der Leitungen mehr als notwendig. Weiterhin können gute Prognosesysteme für die Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien helfen, Abschaltung von Anlagen zu Vermeiden.

Um die Systemintegration Erneuerbarer Energien zu verbessern, sollten im Rahmen des EEG Regenerative Kombikraftwerke gefördert werden und Anreize geschaffen werden, Energiespeicher aller Art zu erschließen. Hier kann die Einführung eines Bonus zur Verstetigung der Einspeisung bzw. für eine stärker an den Erfordernissen des elektrischen Systems und an der Nachfrage ausgerichtete Einspeisung entscheidende Anreize geben.

7. Biogas-Integration in das Erdgasnetz

Wie soll gesichert werden, dass Durchleitungs- und Verteiltarife nicht Gas aus Erneuerbaren Quellen diskriminieren?

Die rechtlichen Regelungen bezüglich der Gebühren für die Durchleitung und Verteilung von Biogas im Erdgasnetz, die überwiegend in der Gasnetzzugangs- und Gasnetzentgeltverordnung zum Energiewirtschaftsgesetz enthalten sind, sind in der Theorie weitgehend diskriminierungsfrei. Der praktische Zugang von Biogasanlagen, die nicht von Gasversorgungsunternehmen betrieben oder mitbetrieben werden, zum Gasnetz ist jedoch mit einigen Problemen behaftet.

Für einen „normalen“ Betreiber einer Biogasanlage, z.B. mit einer äquivalenten Größe zwischen 0,5 und 1,5 Megawatt elektrisch, gestaltet sich die Einspeisung des Biogases aus mehreren Gründen schwierig:

- a. Es ist für den Biogasanlagenbetreiber sehr schwierig, Blockheizkraftwerke (BHKW) –Betreiber am Erdgasnetz zu finden, die gewillt sind, ihre BHKW auf Biogas umzustellen. Ihm stehen nicht die Informationen über BHKW-Standorte und –Betreiber zur Verfügung, über die der Gasnetzbetreiber verfügt.
- b. Für den BHKW-Betreiber ist die Sicherheit wichtig, dass er für den EEG-Vergütungszeitraum von maximal 20 Jahren immer Biogas zur Verfügung gestellt bekommt. Für den Betreiber einer Biogasanlage in der oben genannten Größenordnung ist es schwierig, die für ein größeres BHKW benötigten Biogasmengen alleine zur Verfügung zu stellen. Das Verhältnis von Biogasanlagenbetreiber und BHKW-Betreiber ist folglich mit den jetzigen rechtlichen Rahmenbedingungen von Unsicherheiten geprägt.
- c. Aufgrund dieser Unsicherheiten und der Vergütungen aus dem KWK-Gesetz für BHKW, die mit Erdgas betrieben werden, bleibt die Anreizwirkung für den BHKW-Betreiber zur Umstellung auf Biogas gering.
- d. Trotz der Regelungen der neuen Gasnetzzugangsverordnung vom April 2008 gestaltet sich der Netzanschluss für Biogaseinspeise-Projekte, an denen nicht die Energieversorgungsunternehmen selbst oder deren Tochtergesellschaften beteiligt sind, sehr schwierig. Es kommt immer wieder zu Problemen und Verzögerungen.
- e. Aufgrund des fehlenden breiten Marktes für die Aufbereitungstechnologie sind die Skaleneffekte bislang noch gering und die Technologie daher verhältnismäßig teuer. Das könnte sich mit einem Erneuerbaren-Gas-Einspeisegesetz (EGE) ändern.

Um diese Probleme zu lösen, sollte auch für das EGE nach dem Vorbild des EEG mit Anschluss-, Abnahme-, Durchleitungs- und Vergütungspflicht eingeführt werden.

Sollte eine Untersuchung auf nationaler oder regionaler Ebene durchgeführt werden über die Notwendigkeit zur Erweiterung des Gasnetzes, um die Aufnahme von Gas aus Erneuerbaren Energien zu erleichtern?

Die Gasnetzinfrastruktur ist in Deutschland bereits sehr gut. Mit einfachen Maßnahmen könnte die Aufnahmefähigkeit der Netze mit geringen Druckstufen für Biogas und andere erneuerbare Gase noch verbessert werden, z.B. durch die Rückspeisung in höhere Druckstufen. Eine Studie, welche die Aufnahme- und Integrationsfähigkeit der Erdgasnetze für Biogas und deren Verbesserungsmöglichkeiten untersucht, wäre sehr hilfreich. Bei der Vergabe einer solchen Studie müsste jedoch streng gewährleistet sein, dass die Auftragnehmer (die Wissenschaftler) absolut neutral sind und nicht von Unternehmen der Gaswirtschaft/von Gasnetzbetreibern beeinflusst werden können.

8. Entwicklung der Infrastruktur für Fernwärme und –kälte

Welchen Bedarf gibt es für neue Fernwärme und –kälte-Infrastruktur zur Nutzung von Erneuerbaren Energien als Beitrag zur Erfüllung des 2020-Zieles? Wie sollten diese Pläne vorangetrieben werden?

Für einen wirtschaftlichen Betrieb von (Biomasse-)Nahwärmenetzen ist eine Mindest-Anschlussdichte und –Wärmeabnahme essentiell. Daher könnte die Einführung einer Anschlusspflicht an ein Nahwärmenetz in Neubaugebieten hilfreich sein. Um jedoch ineffiziente oder unwirtschaftliche Projekte und somit Fehlinvestitionen zu vermeiden, müssen auch bei der Fördermittelvergabe strikte Qualitätsstandards eingehalten werden. Gleichzeitig sollten Anreize geschaffen werden zur Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien in bestehenden Fernwärme-netzen.

Auch im Rahmen des EEG könnten über die Optimierung des KWK-Bonus wärmegeführte Biomasse-KWK stärker unterstützt und somit auch Anreize für Nahwärmenetze gesetzt werden.

Maßnahmen fangen bei der Stadtplanung an und gehen über die Erweiterungen der Möglichkeiten des Wärme-Contracting etc.

Im Geothermiebereich können insbesondere KWK-Kraftwerke Beiträge zur netzgebundenen Wärmeversorgung leisten. Darüber hinaus können „kalte Nahwärmenetze“¹⁶ ganze Siedlungsteile aus einer einzigen Wärmequelle versorgen, die mittels hauseigener Wärmepumpen genutzt werden.

Was ist der geplante Beitrag von großer Biomasse, Solar- und Geothermie in den Fernwärme- und -kälte-Systemen?

Die bislang üblichen Kombianlagen von Einzelgebäuden, die durch solare Nahwärme gespeist werden, nutzen fast ausschließlich einen Kurzzeit-Wärmespeicher, womit solare Deckungsraten des jährlichen Gebäudewärmebedarfs von bis zu 30 Prozent erreicht werden können.

Sollen deutlich mehr als 30 Prozent des Wärmebedarfs – also auch ein beträchtlicher Teil des Raumwärmebedarfs im Winter – durch Solarenergie gedeckt werden, bietet sich der Einsatz von saisonalen Wärmespeichern (Langzeit-Wärmespeicher) als zentraler Bestandteil des Systems an. Damit kann ein

¹⁶ Kalte Nahwärmenetze erschließen Wärmequellen mit einem niedrigen Temperaturniveau wie das Grund- oder Oberflächenwasser, Erdreich oder Abwärme zentral für eine größere Anzahl von Gebäuden. Dezentrale Wärmepumpen heben das Temperaturniveau im einzelnen Gebäude auf die benötigte Temperatur an. Im Sommer können die Netze mit entsprechenden Wärmepumpen auch für die äußerst energiesparende „passiven Kühlung“ eingesetzt werden.

Teil der im Sommerhalbjahr erzeugten Wärme bis in das Winterhalbjahr gespeichert werden und somit solare Deckungsgrade mit 50 Prozent und mehr erreicht werden. Konzepte für Neubauten, die annähernd zu 100 Prozent mit Solarthermie versorgt werden sind bereits am Markt verfügbar.

Es wird insgesamt von einer wachsenden Bedeutung der Kraft-Wärme-Kopplung bei Bioenergieanlagen ausgegangen. Die heutige BHKW-Wärmebereitstellung von etwa 20 TWh wird sich bis 2020 auf 45 TWh mehr als verdoppeln. Die Branche nimmt an, dass bis 2020 die Nutzung von bis zu 60 Prozent der Abwärme der BHKWs gelingen kann.

9. Erfüllung der Nachhaltigkeitskriterien durch Biokraftstoffe und andere flüssige Biomasse

Wie werden die Nachhaltigkeitskriterien für Biokraftstoffe und flüssige Biomasse auf nationaler Ebene umgesetzt?

Wie sollte sichergestellt werden, dass Biokraftstoffe und flüssige Biomasse, die auf das nationale Ziel für Erneuerbare Energien angerechnet und/oder finanzielle Förderung erhalten, die Nachhaltigkeitskriterien der Artikel 17.2-5 erfüllen?

Bereits am 16. September vom Bundeskabinett verabschiedet, ist die Nachhaltigkeitsverordnung für Biokraftstoffe am 2. November 2009 in Kraft getreten. Die Verordnung für die Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse ist ebenfalls bereits in Kraft getreten. Beide Verordnungen gleichen sich in den grundlegenden Anforderungen und Maßnahmen und setzen die Richtlinie in nationales Recht um. Das Gesetz zur Änderung der Förderung von Biokraftstoffen verknüpft die staatlichen Fördermaßnahmen direkt mit dem Nachweis der Nachhaltigkeit.

Die Nachhaltigkeitsverordnung regelt den Nachweis der aus der Richtlinie 2009/28/EG stammenden Nachhaltigkeitskriterien. Im Rahmen eines Massenbilanzsystems muss lückenlos die Herkunft der Biomasse nachgewiesen werden. Eine Vermischung von nachhaltiger und nicht-nachhaltiger Biomasse ist möglich, solange die nachhaltigen Mengen vorab erfasst werden und die entnommene Menge der nachhaltigen Biomasse nicht höher ist als der Bestand. Eine Saldierung der Treibhausgasbilanz von verschiedenen Biokraftstoffen darf nur erfolgen, wenn jeder zugefügte Anteil mindestens die Treibhausgaseinsparung von 35 Prozent erreicht.

Die Verordnungen regeln auch, wie die Einhaltung der Kriterien über einen Nachhaltigkeitsnachweis zu zertifizieren ist. Die Zertifizierungsstelle kontrolliert mindestens einmal im Jahr, ob die Schnittstelle die Voraussetzung für die Ausstellung eines Zertifikates erfüllt. Darüber hinaus prüft sie, ob der Anbau der für die Biokraftstoffherstellung verwendeten Biomasse den Nachhaltigkeitskriterien entspricht.

Die Verordnung ist im Rahmen von Übergangsbestimmungen nur anzuwenden auf Biokraftstoffe, die nach dem 1.7.2010 in Verkehr gebracht werden.

Aus Sicht der deutschen Biokraftstoffindustrie ist der Zeitraum für die Einführung der Nachhaltigkeitsverordnung sehr knapp bemessen. Für die praktische Umsetzung der Verordnung wird aktuell eine Verwaltungsvorschrift erarbeitet, die u.a. wichtige Definitionen für No-go-areas regelt sowie Anforderungen an das Massenbilanzsystem vorgibt. Diese wurde für Anfang November 2009 erwartet. Durch die Nachhaltigkeitsverordnung kommt auf die betroffenen Unternehmen ein großer Verwaltungsaufwand zu, der nicht unerhebliche Kosten verursacht. Die Implementierung eines umfassenden

den Massenbilanzsystems muss geregelt werden, die Zertifizierung der Schnittstellen, die Anerkennung von Zertifizierungssystemen und Zertifizierungsstellen muss erfolgen. Darüber hinaus ist die Erarbeitung von unabhängigen Zertifizierungssystemen noch nicht abgeschlossen, so dass unklar ist, welche Anforderungen sich aus diesen Systemen für die Wirtschaft noch ergeben.

Eine Umsetzung dieser umfassenden Vorgaben bis zum 1.7.2010 ist aus Sicht der Industrie sehr ambitioniert. Derzeit fehlen die Vorgaben der Europäischen Kommission für die Umsetzung der Richtlinie 2009/28/EG (Guidelines). Darin wird u.a. auch die Übertragung der Nachhaltigkeitskriterien in nationales Recht geregelt. Die Guidelines der EU müssen daher nachträglich in der deutschen Nachhaltigkeitsverordnung implementiert werden. Außerdem werden die Anforderungen an den Nachweis und das Massenbilanzsystem konkretisiert sowie genauere Definitionen für die zu erfüllenden Nachhaltigkeitskriterien aufgeführt. Ggf. muss die gerade implementierte deutsche Nachhaltigkeitsverordnung an die Vorgaben der Europäischen Kommission angepasst werden.

Zur Schaffung eines fairen Wettbewerbs wäre es im Übrigen notwendig, die Nachhaltigkeitskriterien auf Biomasse zur Nutzung in der Futter- und Nahrungsmittelindustrie, insbesondere aber auch auf fossile Rohstoffe, auszudehnen.

Unter welchem nationalen oder internationalen Regelwerk sollten betroffene Schutzgebiete klassifiziert werden?

Einführung neuer Definitionen sollte vermieden werden. Die Definition von Naturschutzflächen ist in Deutschland bereits ausreichend geregelt.

Welches Verfahren sollte für die Veränderung des Schutzstatus von Land angewandt werden? Wie häufig sollten Status-Änderungen registriert werden?

All dies ist in der Land- und Forstwirtschaft in Deutschland und in der EU bereits geregelt. Hier sollten keine neuen Definitionen für Energie eingeführt werden, sondern es sollte – was es heute ist - ein Agrarthema bleiben.

Wie sollte die nationale Überprüfung der Erfüllung der Kriterien der guten umweltfachlichen Praxis in der Landwirtschaft und anderer Anforderungen (wie in Artikel 17.6 gefordert) gesichert werden?

Der Nachweis der guten fachlichen Praxis bzw. der Einhaltung von Cross Compliance erfolgt entsprechend der Vorgaben aus der Verordnung (EG) Nr. 73/2009 des Europäischen Rates. Eine regelmäßige Kontrolle der Betriebe, ob sie die Anforderungen einhalten, ist auch in der deutschen Nachhaltigkeitsverordnung implementiert. Eine Neuregelung ist nicht erforderlich und sollte unterbleiben.

Sollte es (ein) freiwillige(s) "Zertifizierungs"-System(e) geben für Biokraftstoffe und flüssige Biomasse, wie es in Artikel 18.4 beschrieben wird?

Ja, das wäre – wenn darin die materiellen Anforderungen der Richtlinie gleichwertig umgesetzt werden – sehr sinnvoll, um die Umsetzung der Nachhaltigkeitskriterien praxisnah zu verwirklichen.

III.2 FINANZIELLE FÖRDERUNG

1. Förderinstrumente für Strom aus Erneuerbaren Energien

Welche weiteren Verbesserungen könnten umgesetzt werden, um das Ziel im Stromsektor zu erreichen?

Das EEG mit den garantierten aber degressiven Einspeisetarifen und dem prioritären Netzzugang ist zentrales Element des Erfolgs im Stromsektor. Ein regelmäßiges behutsames Nachsteuern der Tarife und Degressionssätze wie z.B. durch den „atmenden Deckel“ bei der Förderung der Photovoltaik, können hier feinsteuern und Überförderung verhindern oder Unterförderung austarieren. Beispiele aus Ländern wie Spanien, in denen die Tarife für einzelne Technologien zu hoch angesetzt waren, zeugen davon, dass nur mit angemessenen und nachhaltigen Tarifen ein effektiver Marktaufbau betrieben werden kann. Anreize zur kombinierten Erzeugung von Strom aus verschiedenen Erneuerbaren Energien und Speicherentwicklung wären weitere beschleunigende Elemente.

Unterstützung bei der Finanzierung:

Welche Art von Investitionshilfe sollte durch das Fördersystem gewährt werden? (Subventionen, Bürgschaften, niedrig verzinsten Kredite, Steuerausnahmen oder –Reduktionen, Steuererstattungen). Wer könnte durch ein solches System begünstigt sein?

Zuschüsse aus dem Marktanzreizprogramm und zinsverbilligte Förderprogramme des Bundes, der Länder, der KfW und andere gezielte Anreize haben sich in der Vergangenheit als hilfreich erwiesen. Dieses Instrument sollte gezielt weiter ausgebaut werden, um innovativen Technologien den Marktzugang zu ebener.

Sollten Anträge kontinuierlich entgegengenommen werden oder sollte es periodische Antragsstermine geben? Wenn periodisch, wie sollten Häufigkeit und Bedingungen aussehen?

Kontinuierlicher Zugang zu den Förderinstrumenten und durchgängige Gewährung sind essentiell, um ein Auf und Nieder im Markt zu vermeiden und Investitionssicherheit zu gewährleisten. Nur so kann die Industrie nachhaltig wirtschaften und langfristig Nachfrageschwankungen auszugleichen.

Unterstützung beim Betrieb:

Welche Voraussetzungen sollten bestehen für den Erhalt der festen Vergütungen?

Die Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien im Sinne des EEG muss die einzige Bedingung bleiben.

Sollte es eine mengenmäßige Begrenzung der jährlich erzeugten Strommenge oder installierten Kapazität geben für den Erhalt der festen Vergütung?

Eine Deckelung der Förderung verhindert Investitionssicherheit und führt dazu, dass die Branche nicht weiter wachsen kann (siehe Spanien). Atmende Deckel (Korridore) hingegen können in Ausnahmefällen akzeptabel sein, denn sie erlauben eine flexible Anpassung der Vergütung je nach der Menge der installierten Leistung.

Sollte das System technologiespezifisch gestaltet sein? Welches sollte die jeweilige Höhe der Vergütung sein?

Technologiespezifische Förderung ist unumgänglich, um den verschiedenen Technologien der Erneuerbaren Energien und nicht nur den jeweils aktuell kostengünstigsten den Markteintritt zu ermöglichen. Nur dadurch kann die Industrie kontinuierlich investieren und über Skaleneffekte Kosten reduzieren.

Sollte es andere Differenzierungen für die Vergütung geben?

Größe, Technologie und ggf. Standort der Anlage. Auch ein Bonus für Eigennutzung, d.h. für den dezentralen Verbrauch, wird für sinnvoll gehalten.

Wie lange sollte die festgesetzte Vergütung garantiert werden?

In der Regel dürften 20 Jahre ein geeigneter Zeitraum sein.

Sollte eine Anpassung der Tarife im System vorgesehen sein?

Ja, eine jährliche Degression fördert Innovationen

Sollte das System periodisch überprüft werden?

Ja. Regelmäßige Überprüfungen und Anpassungen sind notwendig, um einerseits Überförderungen zu vermeiden und andererseits auf retardierende Faktoren reagieren zu können. Dies muss jedoch in gewissen Mindestabständen (am Besten vier Jahre) geschehen, um Investitionsattentismus und Verunsicherung möglicher Investoren zu verhindern.

Wer sollte das Fördersystem betreiben?

Das Verfahren der umfassenden Erfahrungsberichte auf wissenschaftlicher Grundlage und Entscheidung nach breiter Einbeziehung der Branche durch den Deutschen Bundestag hat sich bewährt, weil so die breite Unterstützung für Erneuerbare Energien in der Bevölkerung und auch in allen Fraktionen des Parlaments sich effektiv durchsetzen kann.

2. Förderung von Erneuerbaren Energien im Wärme- und Kältebereich

Welche Maßnahmen sind am Besten geeignet, Systeme zur Nutzung von Erneuerbaren Energien im Wärme- und Kältesektor zu sichern?

Durch eine konsequente Fortführung einer kombinierten Strategie des Forderns und Förderns kann es gelingen, die Potenziale der Solarenergie, Biomasse und Geothermie für Versorgungssicherheit, Energieeinsparung und Klimaschutz zu erschließen und gleichzeitig mit einem nachhaltigen erneuerbaren Heizungsstandard die Energiekosten für Verbraucherinnen und Verbraucher dauerhaft zu senken.

Es gilt daher in den kommenden Jahren das Marktanreizprogramm von derzeit 500 Millionen Euro weiter auf mindestens eine Milliarde Euro pro Jahr aufzustocken, die dort verankerten Modernisierungsanreize fortzuführen, die Förderung insbesondere in der Sanierung zu verstärken und die För-

derung zu einem haushaltsunabhängigen und bedarfsgerechten Instrument weiterzuentwickeln. Auch eine Vereinfachung der Förderanträge erscheint sinnvoll.

Daneben gilt es, die Nutzungspflicht für Erneuerbare Energien auch auf den Gebäudebestand deutlich auszuweiten und durch geeignete Maßnahmen das Nutzer-Investor-Dilemma zu lösen. Steuerliche Anreize für Investitionen in Erneuerbare Energien wären sinnvoll.

Welche Fördersystematik ist am Besten geeignet, die Nutzung von Erneuerbaren Energien in Nahwärme- und –kältenetzen anzureizen?

Für die tiefe Geothermie mit KWK-Wärmenetzen gibt es bereits eine Unterstützung der Wärmequellenerschließung. Eine ähnliche Förderung kalter Nahwärmenetze für die aufwändige oberflächennahe Wärmequellenerschließung wäre wünschenswert. Generell wären Investitionszuschüsse für Netze im MAP unter Wahrung von Qualitätsstandards nützlich, ebenso wie über den Bebauungsplan ggf. vorzusehende Anschlusspflichten in Neubaugebieten.

Eine höhere Vergütung des Wärmeanteils im KWK-Bonus des EEG könnte die regenerative Wärmenutzung deutlich voranbringen.

3. Förderung Erneuerbarer Energien im Transportsektor

Welches sollten die konkreten Verpflichtungen/Ziele pro Jahr sein (nach Kraftstoff oder nach Technologie)?

Die Strategie zum Ausbau Erneuerbarer Energien im Verkehrssektor basiert auf zwei Säulen: dem Ausbau nachhaltig produzierter Biokraftstoffe und dem Ausbau der Elektromobilität. Während die Biokraftstoffe die einzige derzeit in nennenswertem Umfang verfügbare Alternative zum Ersatz fossiler Rohstoffe im Verkehrssektor sind, kommt der Elektromobilität vor allem perspektivisch eine bedeutende Rolle zu.

Die Aufgabe der Biokraftstoffpolitik der kommenden Jahre ist demnach die Wiederherstellung der Wettbewerbsfähigkeit heimischer, nachhaltiger Biokraftstoffproduktion über ein zweigeteiltes Fördersystem. Einerseits sollte die letzte Absenkung der Biokraftstoffgesamtquoten zurückgenommen werden und die schrittweise Anhebung auf acht Prozent im Jahre 2015 erfolgen, wie es bereits im Biokraftstoffquotengesetz festgeschrieben war.

Über eine Steuerdifferenzierung kann andererseits wieder ein Marktsegment für Reinkraftstoffe geschaffen werden. Hier sollte über eine steuerliche Förderung von besonders CO₂-effizienten Reinkraftstoffen zusätzlich ein verstärkter Anreiz zur Treibhausgasminderung erfolgen.

Im Bereich der Elektromobilität hat die Bundesregierung mit ihrem Aktionsplan Elektromobilität bereits die ersten Weichen für einen Ausbau geschaffen, mit dem Ziel von 1 Mio. Elektrofahrzeuge in 2020. Perspektivisch sollten nicht nur Anreizprogramme zur Anschaffung von Fahrzeugen aufgelegt werden, sondern weitere Vorteile von Elektromobilität (z.B. Bevorzugung auf Grund geringer Lärm- und Schadstoffentwicklung) sollten als Anreiz Anwendung finden.

Sollte es unterschiedliche Förderung geben für verschiedene Kraftstofftypen (Biodiesel, Bioethanol) und Technologien (Zweite Generation Biokraftstoffe, Elektromobilität)?

Grundsätzlich ist eine Differenzierung bei der Förderung verschiedener Biokraftstoffe sinnvoll, da sich Rohstoffe, Produktionsverfahren und Verwendungsmöglichkeiten sowie Wettbewerbsfähigkeit und Marktdurchdringung deutlich unterscheiden. Ebenfalls sinnvoll erscheint eine Differenzierung nach verschiedenen Technologien, um die unterschiedliche Marktreife zu berücksichtigen. Dies spiegelt sich auch in den nationalen Förderinstrumenten für Biokraftstoffe und Elektromobilität sowie in der Direktive 2009/28/EG wider.

Für die Förderung neuer Technologien (d.h. im Wesentlichen Markteinführung der „2. Generation“) sind F&E-Mittel erforderlich.

III.3 ERWEITERUNG DER BIOMASSE-VERFÜGBARKEIT

Biomasse-Verfügbarkeit: Heimisches Potenzial und Import

Biomasse-Verfügbarkeit in 2007

Für den Energiepflanzenanbau genutzte landwirtschaftliche Flächen		Fläche in ha
1) Flächen für die Produktion von Biokraftstoffen und Pflanzenöl	davon:	
	1.1 Für Bioethanol (Getriebe, Mais, Zuckerrüben)	250.000
	1.2 Für Biodiesel (Raps, Sonnenblumen und andere)	1.120.000
2) Flächen für schnell wachsende Bäume (Weiden, Pappeln)		
3) Flächen für andere Energiepflanzen wie Gräser (Rohrglanzgras, Rutenhirse, Miscanthus), Hirse		400.000 (für Biogasproduktion)

Tabelle 6: Aktuelle Landnutzung für Energiepflanzenproduktion im Jahr 2007.

Zurzeit wird der Im- und Export von Biomasse zur energetischen Nutzung nicht separat statistisch erfasst. Daher können keine quantitativen Angaben zum Import und Export von energetisch genutzter Biomasse gemacht werden. Nach Angaben des DBFZ exportiert Deutschland zur Zeit mehr Holzrohstoffe zur energetischen Verwendung als importiert werden. Nach vorläufigen Angaben des DBFZ beläuft sich die Menge des als Brennholz importierten Rohholzes 2007 auf ein Volumen von 458.000 m³ (von insgesamt 4.417.000 m³ importiertem Rohholz). In Deutschland wurden 2008 etwa 1,5 Mio. t an Pellets produziert, wovon ca. 600.000 t exportiert und 900.000 t im Inland genutzt wurden. Holzpelletimporte lassen sich für Deutschland nicht exakt ausweisen, da sie in der Außenhandelsstatistik zusammen mit Sägespänen, Holzabfällen, Holzausschuss und Briketts erfasst werden. Angesichts der in-

ländischen Pelletproduktion/-kapazitäten und des Pelletverbrauchs spielt der Pelletimport keine bedeutende Rolle.

Um den künftigen Biomassebedarf zur Strom- und Wärmeerzeugung abzudecken, reichen die heimischen Biomassepotenziale aus. Es wird aber erwartet, dass Bioenergierohstoffimporte, zum Beispiel im Segment der Holzpellets, zunehmen werden. Bis 2020 werden demnach real noch nicht alle heimischen Potenziale verwendet.

Für die Biokraftstofferzeugung wird in der Prognose angenommen, dass etwa die Hälfte der Rohstoffe im Jahre 2020 von inländischen Flächen stammt, der Rest wird importiert. Der Flächenbedarf für die Biokraftstoffproduktion in Deutschland steigt demnach von 1,4 Millionen Hektar im Jahr 2007 auf 2,4 Millionen Hektar im Jahr 2020.

Herkunftssektor		Primärenergieproduktion (ktoe)	Endenergie (ktoe)
A) Biomasse aus der Forstwirtschaft	1. direkt für die Energieerzeugung verfügbare Holzbiomasse aus Wäldern und sonstigen bewaldeten Flächen	4.538	3.857
	2. indirekt für die Energieerzeugung verfügbare Holzbiomasse	1.314	1.117
B) Biomasse aus Landwirtschaft und Fischerei :	<i>davon:</i>		
	1. direkt für die Energieerzeugung verfügbare landwirtschaftliche Nutzpflanzen und Fischereierzeugnisse	10.368	7.870
	2. Nebenerzeugnisse der Landwirtschaft/verarbeitete Rückstände sowie Nebenerzeugnisse der Fischerei für die Energieerzeugung	7.094	6.030
C) Abfallbiomasse	1. Biologisch abbaubarer Anteil der festen Industrieabfälle, einschließlich Biomüll (1.003	642
	2. Biologisch abbaubarer Anteil der Industrieabfälle (einschließlich Papier, Pappe, Pellets)	1.791	1.415
	3. Klärschlamm	908	581

Tabelle 7: Biomassepotenziale in 2020

- Welche Maßnahmen sind am Besten als Anreize geeignet, die Nutzung von ungenutztem Ackerland oder degradierten Land für Energiezwecke anzureizen, welche sind geplant?
- Welche Maßnahmen sind am Besten geeignet, eine höhere Produktivität des genutzten Landes oder – wo anwendbar - mehr als eine Ernte pro Jahr zu sichern, welche sind geplant?
- Wie sollten Anreize gestaltet sein, um die energetische Nutzung von vorhandenem Material (wie z.B. Gülle) zu unterstützen?
- Welche Maßnahmen wären geeignet, Waldmanagement-Techniken im Sinne der Maximierung nachhaltiger Biomasse-Gewinnung zu verbessern?
- Wie könnte die Auswirkung auf andere Sektoren der Land- und Forstwirtschaft durch die Nutzung von Biomasse zu Energiezwecken am Besten festgestellt werden?
- Welche Entwicklungen in anderen Bereichen der Land- und Forstwirtschaft könnten Auswirkungen auf die Energie-Nutzung haben? (Gibt es mögliche positive Effekte wie z.B. erhöhte Biomasse-Verfügbarkeit für Energie-Zwecke durch allgemeine Effizienzsteigerung oder negative Effekte, wie z.B. die geringere Verfügbarkeit von Nebenprodukten für Energiezwecke durch allgemeine Effizienzsteigerungen?)

Die gesicherte Versorgung mit Biomasse (zur Energieerzeugung) ohne eine Beeinträchtigung der Nahrungsmittelverfügbarkeit und unter Berücksichtigung von Umwelt- und Klimaschutzgesichtspunkten ist der wichtigste Baustein für den weiteren Ausbau der energetischen Verwendung von Biomasse.

Besonderes Augenmerk sollte hier auf die Nutzung degradierter Flächen zur Erzeugung von Biomasse gelegt werden. Laut FAO gelten derzeit etwa 3,5 Mrd. ha Landfläche als degradiert. Nur ein Teil dieser Fläche wäre bereits ausreichend, um einen Großteil der weltweiten Energieversorgung über Bioenergie zu decken. Darüber hinaus hat der Anbau von Biomasse auf degradierten Böden weitere positive Effekte, wie die Verringerung von Bodenerosion durch Wind und Wasser, Speicherung von CO₂ in den Pflanzen, etc.

Um Anreize für eine verstärkte Nutzung degradierter Flächen zu schaffen, müssen Instrumente entwickelt werden, die einen Ausgleich für die geringeren Erträge und das Risiko eines solchen Anbaus bieten. Die Richtlinie 2009/28/EG bietet für flüssige Bioenergie (Biokraftstoffe, Biobrennstoffe) über einen Treibhausgas-Bonus für die Nutzung degradierter Flächen einen Anreiz. Dieser wird allerdings nur dann wirtschaftlich wirksam, wenn sich durch die verbesserte Treibhausgasbilanz auch ein Vorteil im Markt für Biokraftstoffe ergibt. Dies ist bisher noch nicht der Fall, denn Biokraftstoffe müssen nur die Mindestmarke von 35 Prozent Treibhausgasminderung einhalten, um auf die Zielerreichung angerechnet zu werden. Eine bessere Treibhausgasbilanz bietet hier vorerst noch keine direkten wirtschaftlichen Vorteile.

Als geeignete Maßnahmen, um die Flächeneffizienz des Biomasseanbaus zu steigern, erscheinen zum einen neue und verbesserte Anbaumethoden, z.B. Mischkulturanbau, Zweifruchtsysteme und Inter-cropping. Außerdem hat sich in der Vergangenheit gezeigt, dass sich durch Züchtung die Erträge in der Landwirtschaft deutlich steigern lassen. Hier muss ein Fokus auf die Weiterentwicklung ertragreicher Energiepflanzen gelegt werden, um z.B. einen möglichst großen Massezuwachs zu ermöglichen. Da sich hier noch großer Forschungsbedarf auftut, wäre vorerst die Bereitstellung von F&E-Mitteln vorrangig.

Um auch den Anbau von Kurzumtriebsplantagen (KUP) voranzutreiben und einen Anreiz für Landwirte zu schaffen, muss einerseits Capacity Building bei den Landwirten betrieben werden, um überhaupt eine Akzeptanz des Anbaus bei den Bauern zu erreichen. Andererseits müssen erhebliche Anstrengungen bei der Erforschung der geeigneten Pflanzensorten, der Anbautechnik sowie der Ernte- und Verarbeitungstechnik unternommen werden. Nicht zuletzt ist hier auch eine rechtliche Klärung notwendig, damit bei Kurzumtriebsplantagen auf landwirtschaftlichen Nutzflächen der Acker weiterhin Landwirtschaftsfläche bleibt und nicht automatisch den Status „Wald“ bekommt.

Um die Biomassepotenziale aus der Forstwirtschaft besser zu erschließen, ist es vor allem notwendig, geeignete Nutzungsstrukturen für Privatwälder zu schaffen. Hier ist durch Klein- und Kleinstwälder eine Bewirtschaftung oft nicht gegeben, so dass große Potenziale ungenutzt bleiben. Ein mögliches Konzept ist die Förderung von Waldbetriebsgemeinschaften, die eine gemeinsame Bewirtschaftung mehrerer Privatwälder, evtl. auch durch einen externen Dienstleister, ermöglicht und die brachliegenden Potenziale erschließt. Um die Weiterverarbeitung und Vermarktung solcher Biomassemengen zu vereinfachen, bietet sich das Konzept von zentralen Biomassehöfen an. Um bessere Anreize für die umfassende Nutzung der Holzpotenziale zu schaffen, werden Anpassungen im EEG notwendig, so wird z.B. auch für kleinere Anlagen ein höherer Vergütungssatz benötigt, um die Transportkosten für Waldholz auch über größere Distanzen zu ermöglichen und somit einen wirtschaftlichen Betrieb sicherzustellen. Darüber hinaus sollte das Ausschliesslichkeitsprinzip des EEG aufgebrochen werden, um auch eine Vermischung von NawaRo und Nicht-NawaRo-Biomasse zu ermöglichen. Dadurch wird z.B. die Zufeuerung von Waldholz in Altholzkraftwerken möglich, die auch die wirtschaftliche Nutzung von Waldholz in größeren Kraftwerken zulässt. Weiterhin kann über eine Anschlussverpflichtung an Biomasse-Nahwärmenetzen in Neubaugebieten ein starker Anreiz geschaffen werden, verstärkt dezentrale Versorgungskonzepte mit regionaler Biomasse – und damit Waldholz – zu fördern.

Um umfassend die bestehenden Biomassepotenziale auch zu nutzen, sind Anreize notwendig, die einen rechtlich verbindlichen und dauerhaft gesicherten Rahmen für die Energieerzeugung aus Biomasse schaffen. Dazu gehört auch die weitere Mobilisierung von biogenen Siedlungsabfällen und weiterem Biomüll, der besonders CO₂-effizient energetisch genutzt werden kann. Außerdem sollte die Nutzung von Biomasse aus Naturschutzgebieten vorangetrieben werden, solange diese Nutzung nicht dem Naturschutzzweck entgegensteht.

III.4 FLEXIBILITÄTSMechanismen/GEMEINSAME PROJEKTE/Europäische Perspektive

Welche Verfahren sollten für die Nutzung des statistischen Transfer und der gemeinsamen Projekte eingeführt werden?

Um den statistischen Transfer aktiv anzubieten, sollte die Bundesregierung – sobald ihr einigermaßen verlässliche Berechnungen über mögliche Überschüsse bei Zielpfad und 2020-Ziel vorliegen – an andere Regierungen herantreten, die Unterstützung benötigen. Die Verhandlungen, über Umfang, Zeitraum, Kosten etc. sollten alsbald aufgenommen werden. Allerdings sollte die Unterstützung bei der Zielerreichung im eigenen Land Vorrang haben vor dem Übertragen von statistischen Mengen.

Für gemeinsame Projekte sollte BMU (oder eine nachgeordnete Behörde) als Anlaufpunkt dienen, bei dem sowohl interessierte Investoren als auch Regierungen mit Interesse an solchen Projekten die Konkretisierung diskutieren und vereinbaren können. Die Bundesregierung muss umgehend – und nicht erst bei Vorliegen der ersten Anfragen – prüfen, welche rechtlichen Veränderungen ggf. nötig sind, um gemeinsame Projekte in Deutschland mit (teilweiser) Anrechnung der Produktion auf das Ziel eines anderen MS notwendig sind.

Wie sollten private Akteure an gemeinsamen Projekten mit anderen Mitgliedstaaten oder Drittstaaten teilnehmen?

Private als Investoren können und sollen in Projekte eingebunden werden. Über das Ausmaß der Übertragung eines Teiles der Produktion zur Zielerfüllung in einem anderen MS muss eine Einigung zwischen den beteiligten Regierungen (nach vorheriger Prüfung des rechtlichen Rahmens) erfolgen.

In welchen Sektoren kann Erneuerbare Energie zum Zwecke der Nutzung in gemeinsamen Projekten in Ihrem Land entwickelt werden? Mit welcher Technologie? Wie viel der installierten Kapazität/Elektrizität/erzeugten Wärme pro Jahr?

Generell kommen alle Bereiche und Technologien in Frage. Ob dabei einzelne Projekte komplett oder nur teilweise auf die Ziele anderer MS angerechnet werden sollten, muss – nach Stand der Zielerfüllung und nach Abwägung der Kostenteilung – im jeweiligen Einzelfall entschieden werden.

Wie sollten die Standorte für gemeinsame Projekte identifiziert werden?

Nicht anders als alle Standorte von EE-Projekten.

Haben Sie Kenntnis bezüglich des Potenzials für gemeinsame Projekte in anderen Mitgliedstaaten oder Drittstaaten? (In welchem Sektor? Wie viel Kapazität? Welche geplante Unterstützung? Welche Technologien?)

Diese Frage stellte sich für uns nicht ernsthaft, da wir nicht sehen, dass zur Zielerfüllung in Deutschland solche benötigt werden.

Interessant für die weitere politische Diskussion in der EU fänden wir es allerdings, wenn frühzeitig an die Schaffung eines gemeinsamen Förderrahmens auf Mindestpreisbasis (Einspeisesystem) herangegangen würde. Auch hier regen wir an, dass die Bundesregierung umgehend prüft, welche rechtlichen Voraussetzungen dazu erfüllt sein müssen und sie auch frühzeitig Kontakt zu anderen Mitgliedstaaten aufnimmt, um gemeinsame Regelungen zu entwickeln und ggf. zu vereinbaren.

	Durchschnitt 2011-2012	Durchschnitt 2013-2014	Durchschnitt 2015-2016	Durchschnitt 2017-2018	2020
Geschätzter Überschuss	9.738,963	10.989,845	13.590,033	16.756,320	20.747,438

Tabelle 8: Geschätzte Überschuss- und Defizitproduktion Erneuerbarer Energien im Vergleich mit dem indikativen Entwicklungspfad

Als Referenzwerte haben wir ein Szenario angenommen, dass bis 2020 das nationale Gesamtziel punktgenau erfüllt.

IV. Kosten-Nutzen-Schätzung Der Förderung Erneuerbarer Energien

Wie ist der geschätzte Verbrauch Erneuerbarer Energien (in ktoe)?

2005	Durchschnitt 2011-2012	Durchschnitt 2013-2014	Durchschnitt 2015-2016	Durchschnitt 2017-2018	2020
15.028,99	28.491,66	33.040,34	38.288,86	45.634,19	54.709,10

Tabelle 9: Geschätzte Verbrauch Erneuerbarer Energien (in ktoe)

Welches sind die geschätzten Kosten (in Euro) zur Erreichung des 2020-Zieles?

Für die Kostenberechnungen wurden zwei Energiepreisvarianten angenommen:

Preispfad A: Starker Energiepreisanstieg: Der Erdölpreis steigt bis 2020 auf 200 \$₂₀₀₈/Barrel. Der Strommarktpreis steigt dadurch auf 15 ct₂₀₀₈/kWh in 2020. Preispfad B: Moderater Energiepreisanstieg: Der Erdölpreis steigt bis 2020 auf 100 Dollar 2008/Barrel. Der Strommarktpreis steigt dadurch auf 9 ct₂₀₀₈/kWh in 2020. Bei beiden Preispfaden wird ein linearer Anstieg bis 2020 angenommen.

Strom

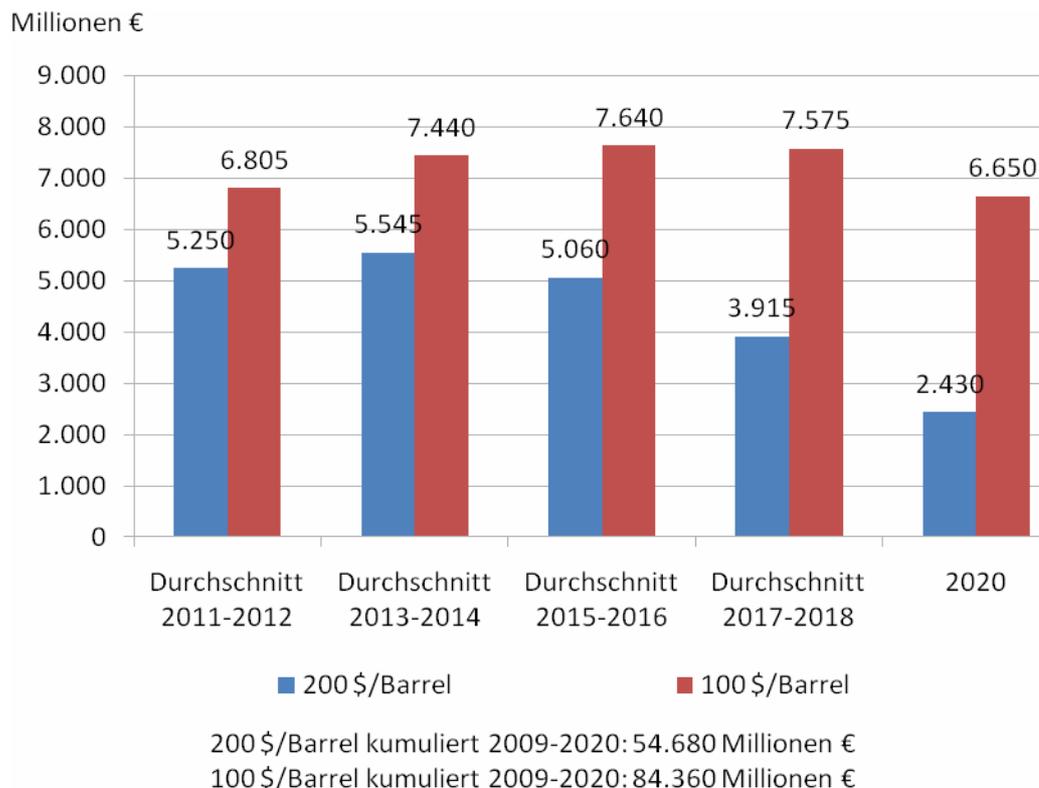
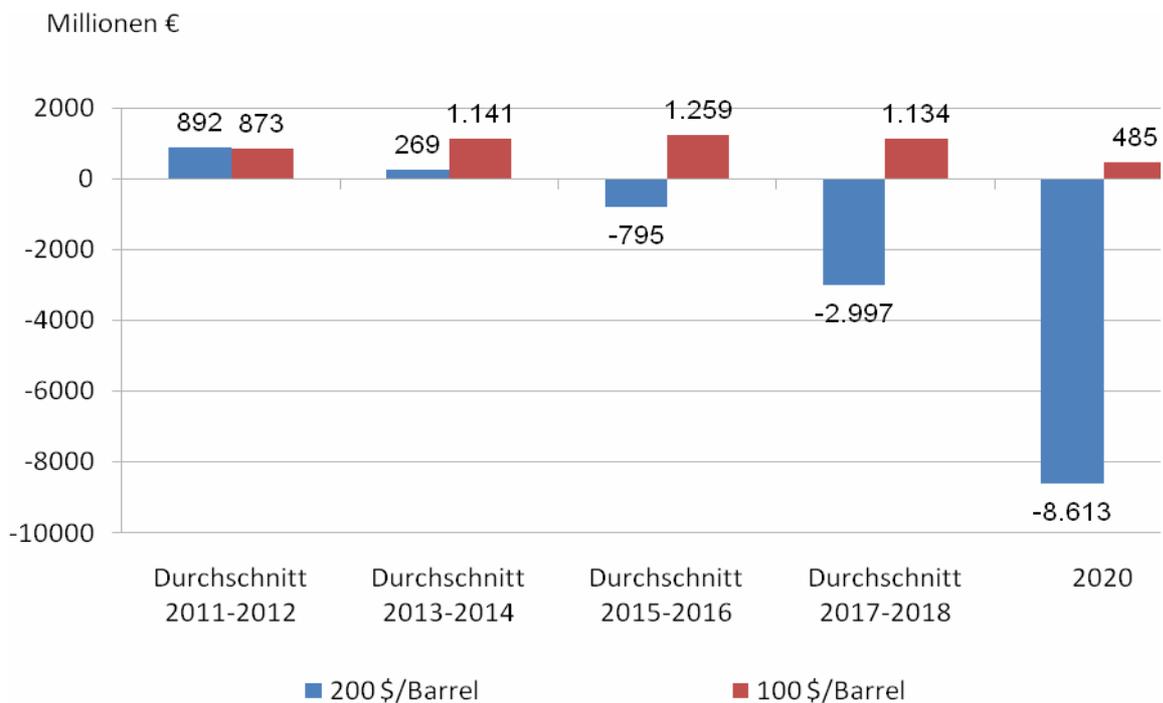


Abbildung 8: Differenzkosten Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien

Millionen €	Durchschnitt 2011-2012	Durchschnitt 2013-2014	Durchschnitt 2015-2016	Durchschnitt 2017-2018	2020	kumuliert (2009-2020)
200 \$ ₂₀₀₈ /Barrel	5.250,00	5.545,00	5.060,00	3.915,00	2.430,00	54.680,00
100 \$ ₂₀₀₈ /Barrel	6.805,00	7.440,00	7.640,00	7.575,00	6.650,00	84.360,00

Tabelle 10: Differenzkosten Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien

Wärme



200 \$/Barrel kumuliert 2009-2020: -18.710 Millionen €

100 \$/Barrel kumuliert 2009-2020: 10.959 Millionen €

Abbildung 9: Wärmeprognose Kosten

Ohne die Anrechnung der vermiedenen Kosten ergibt sich folgender Förderbedarf im Wärmesektor:

Million €	Durchschnitt 2011-2012	Durchschnitt 2013-2014	Durchschnitt 2015-2016	Durchschnitt 2017-2018	2020	kumuliert (2009-2020)
200 \$ ₂₀₀₈ /Barrel	926,57	798,77	500,85	1,25	-	5,37 Mrd. EUR
100 \$ ₂₀₀₈ /Barrel	892,91	1.248,17	1.529,06	1.685,56	1.715,18	14,95 Mrd. EUR

Tabelle 11: Wärmeprognose Kosten

Verkehr

Eine belastbare Prognose der Biokraftstoffkosten bis 2020 ist nicht möglich, da die Preisbildung der Biokraftstoffe in der Zukunft von sehr vielen nicht vorhersehbaren Faktoren abhängt:

Hoher Rohstoffanteil

Bei Biodiesel machen die Rohstoffkosten den größten Anteil der endgültigen Produktkosten aus (Größenordnung 60 Prozent). Biodiesel ist damit sehr stark von den Rohstoffkosten abhängig. Verschiedene Entwicklungen beim Biomasseanbau können deutliche Auswirkungen auf die Rohstoffpreise haben, z.B. würde ein Anbau auf marginalen Böden mit geringeren Erträgen zu einer Verteuerung der Rohstoffe führen. Positive Preiswirkungen können sich bei der Nutzung marginaler Böden aber über eine preiswirksame bessere CO₂-Bilanz ergeben. Grundsätzlich wird sich der Rohstoffpreis für Biokraftstoffe als Benchmark an dem Ölpreis orientieren. Die Preise für Agrarrohstoffe sind darüber hinaus aber noch volatil, so dass eine Voraussage zukünftiger Preise bzw. eines Mittelwerts nicht möglich ist.

Hoher Fertigungsanteil

Bei Bioethanol oder auch Biokraftstoffen der Zweiten Generation wird der Endpreis vor allem durch den hohen Anteil der Fertigungskosten bestimmt. Hier sind die Energiekosten vorherrschender Preisanteil. Durch den hohen Anteil der Energiekosten steht die Produktion dieser Kraftstoffe in sehr großer Abhängigkeit von den fossilen Referenz-Energiepreisen.

Weiteren Einfluss auf die Biokraftstoffkosten hat der zukünftige Wert der vermiedenen Treibhausgasemissionen. Es ist noch nicht abzuschätzen, welcher wirtschaftliche Vorteil sich durch die geringeren Emissionen der Biokraftstoffe bildet.

Trotz der schwierigen Prognostizierbarkeit können generelle Aussagen über die Differenzkosten von Biokraftstoffen gemacht werden. Biokraftstoffe weisen gegenüber konstruktiven Maßnahmen im Fahrzeugbau und Elektrofahrzeugen deutlich geringe CO₂-Vermeidungskosten auf. Selbst wenn die prognostizierten Kostensenkungen für Batterien von 80 Prozent bis 2020 verwirklicht werden können, hat ein Kleinwagen mit 100 km elektrischer Reichweite Mehrkosten von fast 4000 Euro.

Die vorgelegten Zahlen sind eigene Berechnungen, die aus sich aus einer möglichen Ölpreisentwicklung auf 100 bzw. 200 \$₂₀₀₈/Barrel ergeben¹⁷. Die von FHI/EEG verwendeten Zahlen weichen sowohl hinsichtlich der Annahmen zur Ölpreisentwicklung als in anderen Punkten wesentlich davon ab. In ihrem Szenario ACT kommen FHI/EEG auf folgende kumulierte Werte bis 2020: Elektrizitätssektor: 70.670 M€, Wärmesektor: 62.240 M€, Transportsektor (biofuels): 17.800 M€.

Insbesondere im Wärmesektor weicht die Differenzkostenberechnung deutlich von unserer ab. In dieser Größenordnung hätte dies deutliche Auswirkungen auf die Akzeptanz des Ausbaupfades.

Welche Einsparung von THG wird erwartet (t pro Jahr)?

Die jährliche CO₂-Einsparung durch Erneuerbare Energien liegt in Deutschland derzeit (2008) bei 109 Mio. t und wird nach unseren Berechnungen bis 2020 auf 287 Mio. t CO₂eq ansteigen.

¹⁷ Es wird ein gleichmäßiger Anstieg des Ölpreises angenommen.

Wie viele Arbeitsplätze werden voraussichtlich geschaffen?

Von 2004 bis 2008 ist die Zahl der in Arbeitsplätze im Bereich der Erneuerbaren Energien in Deutschland lt. AGEESat von 160.000 auf 280.000 gestiegen. Die Branche hat zugesagt, bis 2020 rund 500.000 Arbeitsplätze zu schaffen. Mit dieser weiteren Verdopplung wäre gesichert, dass die EE weiterhin einer der wenigen Jobmotoren des Standorts Deutschland bleiben.

Welche Importe fossiler Energieträger werden vermieden werden?

Die vermiedenen Kosten lagen nach unseren Berechnungen im Jahr 2006 noch bei 5,5 Mrd. Euro. 2008 waren es bereits 7,8 Milliarden. Bis zum Jahr 2020 wird der Betrag auf 49,6 Mrd. Euro ansteigen.

Welche Vermeidung externer Kosten wird erwartet?

Im Jahre 2005 wurden nach unseren Berechnungen in Deutschland durch Erneuerbare Energien 7,5 Mrd. Euro an externen Kosten vermieden. 2008 waren es schon 9,2 Milliarden. Der Betrag wird bis 2020 auf 12,3 Mrd. Euro weiter ansteigen.

Fazit

Wir haben in dieser Roadmap gezeigt, dass Deutschland mit großem ökonomischen und ökologischen Nutzen deutlich mehr als das vorgegebene Ziel von 18 Prozent Erneuerbaren im Jahr 2020 erreichen kann und von daher natürlich für andere Mitgliedstaaten als Partner für flexible Instrumente und beim statistischen Transfer zur Verfügung stehen sollte. Gemeinsame Projekte können das Potenzial weiter erhöhen. Gleichwohl halten wir die Entwicklungsmöglichkeiten für Erneuerbare Energien auch für andere Mitgliedstaaten für so attraktiv, dass diese in aller Regel durch eigene Maßnahmen ihre Ziele erreichen sollten und auch können. Je mehr alle Mitgliedstaaten den Ausbau voranbringen, desto schneller wird die vollständige Umstellung auf Erneuerbare Energien in den vor uns liegenden Jahrzehnten zu erreichen sein.

Impressum



Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)

Reinhardtstraße 18

10117 Berlin

Fon: 030/ 2 75 81 70 – 0

Fax: 030/ 2 75 81 70 – 20

info@bee-ev.de

www.bee-ev.de