



# Klimaschutz: Der Plan

Energiekonzept für Deutschland

GREENPEACE

[www.greenpeace.de](http://www.greenpeace.de)

**Mit Zuarbeiten von:** Dr. Jessica Stenglein, Siggie Achner, Stefan Brühl, Bastiaan Milatz, Lukas Schuffelen, Dr. Norbert Krzikalla, Dr. Horst Wolter (BET) bei der Berechnung des Szenarios, und Robert Werner, Dr. Matthias Sandrock, Dr. Sönke Häseler (HAMBURG INSTITUT) bei der Potentialabschätzung für erneuerbare Energien.

## ➔Kein Geld von Industrie und Staat

Greenpeace ist international, überparteilich und völlig unabhängig von Politik, Parteien und Industrie. Mit gewaltfreien Aktionen kämpft Greenpeace für den Schutz der Lebensgrundlagen. Mehr als 590.000 Menschen in Deutschland spenden an Greenpeace und gewährleisten damit unsere tägliche Arbeit zum Schutz der Umwelt.

## Inhaltsverzeichnis

<b>Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>6</b>
<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>8</b>
<b>GREENPEACE E.V.: .....</b>	<b>10</b>
<b>1 Zusammenfassung .....</b>	<b>10</b>
<b>2 Aufgabenstellung und Herangehensweise .....</b>	<b>15</b>
<b>3 Energie- und Klimapolitik.....</b>	<b>17</b>
<b>3.1 Kernelemente der Klimaschutz- und Energiepolitik der         Bundesregierung .....</b>	<b>17</b>
<b>3.2 Entwicklung der Emissionen .....</b>	<b>20</b>
<b>HAMBURG INSTITUT: .....</b>	<b>23</b>
<b>4 Potenzialbetrachtung bis 2050.....</b>	<b>23</b>
<b>4.1 Effizienzpotenziale zur Senkung des Strom- und         Wärmebedarfs .....</b>	<b>23</b>
<b>4.1.1 Primärenergie-Produktivität .....</b>	<b>24</b>
<b>4.1.2 Endenergie-Produktivität.....</b>	<b>25</b>
<b>4.2 Industrie .....</b>	<b>26</b>
<b>4.2.1 Endenergieeinsatz in der Industrie nach Nutzungsbereichen .....</b>	<b>26</b>
<b>4.2.2 Energieeffizienz-Indikatoren im Sektor Industrie .....</b>	<b>26</b>
<b>4.2.3 Strombedarf der Industrie .....</b>	<b>27</b>
<b>4.2.4 Wärmebedarf der Industrie.....</b>	<b>29</b>
<b>4.3 Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) .....</b>	<b>31</b>
<b>4.3.1 Endenergieeinsatz im Sektor GHD nach Nutzungsbereichen .....</b>	<b>31</b>
<b>4.3.2 Energieeffizienz-Indikatoren im Sektor GHD .....</b>	<b>32</b>
<b>4.3.3 Strombedarf des Sektors GHD.....</b>	<b>33</b>
<b>4.3.4 Wärmebedarf des Sektors GHD .....</b>	<b>34</b>
<b>4.4 Private Haushalte .....</b>	<b>35</b>
<b>4.4.1 Endenergieeinsatz im Sektor Haushalte nach Nutzungsbereichen</b>	<b>35</b>
<b>4.4.2 Energieeffizienz-Indikatoren im Sektor Haushalte .....</b>	<b>36</b>

---

4.4.3	Strombedarf des Sektors Haushalte.....	37
4.4.4	Wärmebedarf des Sektors Haushalte .....	38
<b>5</b>	<b>Erneuerbare Energien.....</b>	<b>41</b>
5.1	Strom.....	41
5.1.1	Bisherige Entwicklung .....	41
5.1.2	Windkraft Onshore .....	42
5.1.3	Windkraft Offshore .....	45
5.1.4	Photovoltaik.....	47
5.1.5	Biomasse/Biogas.....	49
5.1.6	Geothermie .....	50
5.1.7	Wasserkraft.....	52
5.1.8	Fazit zur Potenzialanalyse Strom.....	53
5.2	Wärme .....	53
5.2.1	Solarthermie .....	54
5.2.2	Geothermie und Umweltwärme .....	56
5.2.3	Biomasse/Biogas.....	58
5.2.4	Industrielle Abwärme .....	59
<b>6</b>	<b>Potenziale der Kraft-Wärme-Kopplung.....</b>	<b>61</b>
6.1	Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung.....	62
6.2	Entwicklung der KWK-Wärmeerzeugung .....	63
	<b>BÜRO FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT UND TECHNISCHE PLANUNG (BET): .....</b>	<b>65</b>
<b>7</b>	<b>Das 100 %-Szenario bis 2050 .....</b>	<b>65</b>
7.1	Der gewählte Modellrahmen .....	65
7.2	Der Strom- und Wärmemarkt .....	66
7.2.1	Entwicklung des Strom- und Wärmebedarfs bis 2050 .....	69
7.2.2	Zur Verfügung stehende Optionen zur Deckung des Strombedarfs.....	70
7.2.3	Entwicklung der Stromerzeugung bis 2050 .....	72
7.2.4	Entwicklung der Kraft-Wärmekopplung (KWK) .....	76
7.2.5	Entwicklung der Wärmeerzeugung und daraus resultierende Emissionen .....	77
<b>8</b>	<b>Im- und Exporte und Importabhängigkeit .....</b>	<b>80</b>
8.1	Im- und Exporte Strom .....	80
<b>9</b>	<b>Projektion der Börsenstrompreisentwicklung im Greenpeace-Szenario.....</b>	<b>82</b>

---

---

<b>10</b>	<b>Versorgungssicherheit der Stromversorgung</b>	<b>85</b>
10.1	Speicheroptionen	85
10.1.1	Wärmespeicher	86
10.1.2	Stromspeicher	86
10.1.3	Pumpspeicher	87
10.1.4	Batterien	89
10.1.5	Druckluftspeicher	89
10.1.6	Power to Gas	91
10.1.7	Zusammenfassung Speicher	92
10.2	Netze	94
10.2.1	Problemstellung	94
10.2.2	Lösungsoptionen zur Ertüchtigung des Stromnetzes	96
10.3	Marktdesign	99
10.3.1	Problemstellung	99
10.3.2	Lösungsoptionen	103
	<b>GREENPEACE E.V.:</b>	<b>106</b>
<b>11</b>	<b>Der Verkehrssektor</b>	<b>106</b>
11.1	Potenziale zur CO <sub>2</sub> -Reduktion in der Mobilität	106
11.1.1	Verfügbarkeit erneuerbarer Energien im Verkehrssektor	108
11.1.2	Der Einsatz von Agrokraftstoffen	108
11.1.3	Wechsel der Fahrzeugtechnologie	109
11.1.4	Motorisierter Individualverkehr (MIV)	110
11.1.5	Öffentlicher Personennah- und Fernverkehr (ÖPV)	112
11.1.6	Güterverkehr	114
11.1.7	Weitere Verkehrsträger	115
11.1.8	Emissionen des Verkehrssektors	117
<b>12</b>	<b>Weitere Emittenten</b>	<b>119</b>
12.1	Industrieprozesse	119
12.2	Landwirtschaft + LULUC	120
12.3	Waldnutzung / Forstwirtschaft	122
12.4	Abfall und Abwasser	123
12.5	Lösemittel- und Produktverwendung	123
	<b>GREENPEACE E.V.:</b>	<b>125</b>
<b>13</b>	<b>Fazit und Gesamtemissionen</b>	<b>125</b>

---

---

<b>GREENPEACE E.V.:</b> .....	<b>130</b>
<b>14 Politische Maßnahmen und Forderungen zur Erreichung des Planes</b> .....	<b>130</b>
<b>14.1 Übergeordnete Maßnahmen</b> .....	<b>130</b>
14.1.1 Eintreten für ein ambitioniertes internationales Klimaschutzabkommen .....	130
14.1.2 Eintreten für ambitionierte Klimaziele auf EU Ebene (sog. „2030-Ziele“) .....	130
14.1.3 Maßnahmen zur Steigerung des CO <sub>2</sub> -Preises, Reform des ETS	131
<b>14.2 Maßnahmen im Stromsektor</b> .....	<b>132</b>
14.2.1 Effizienz .....	132
14.2.2 Umbau des Kraftwerksparks .....	132
<b>14.3 Stabiler Betrieb des Elektroenergiesystems</b> .....	<b>134</b>
14.3.1 Sicherstellung der Versorgungssicherheit .....	135
14.3.2 Förderung und Ausbau von Speichern .....	136
14.3.3 Förderung und Ausbau von Demand-Side-Management .....	136
<b>14.4 Marktdesign</b> .....	<b>137</b>
<b>14.5 Optimierung, Umbau oder Ausbau des Stromnetzes</b> .....	<b>137</b>
14.5.1 Optimierung, Umbau oder Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze .....	137
14.5.2 Ausbau der Kuppelstellen zu den Nachbarländern .....	138
14.5.3 Minimierung des Netzausbaubedarfs durch Planung „nicht bis zur letzten kWh“ .....	138
14.5.4 Maßnahmen für die Kraft-Wärme-Kopplung .....	139
<b>14.6 Wärmesektor</b> .....	<b>139</b>
14.6.1 Ausstieg aus Nachtspeicherheizungen .....	140
14.6.2 Technische Vorgaben zum Wärmeverbrauch .....	140
14.6.3 Reform des Ordnungsrecht im Wärmesektor .....	141
14.6.4 Regulierungsrahmen Fernwärmeversorgung .....	141
14.6.5 Steigerung der Sanierungsquote .....	141
14.6.6 Nutzung erneuerbarer Energien im Gebäudebestand und Neubau	141
14.6.7 Kommunale Handlungsebenen stärken .....	141
14.6.8 Stärkung Wärme-Infrastruktur .....	142
<b>14.7 Minimierung anderer Treibhausgase</b> .....	<b>142</b>
14.7.1 Maßnahmen zur Reduktion der Methan-Emissionen: .....	143
14.7.2 Maßnahmen zur Reduktion der N <sub>2</sub> O-Emissionen: .....	143

---

<b>14.7.3</b>	<b>Maßnahmen zur Reduktion der F-Gas-Emissionen:</b>	<b>144</b>
<b>14.8</b>	<b>Landwirtschaft</b>	<b>144</b>
<b>14.9</b>	<b>Waldnutzung und Waldschutz</b>	<b>145</b>
<b>14.10</b>	<b>Verkehrssektor</b>	<b>146</b>
<b>14.10.1</b>	<b>Motorisierter Individualverkehr (MIV)</b>	<b>146</b>
<b>14.10.2</b>	<b>Öffentlicher Personen-Verkehr (ÖPV)</b>	<b>147</b>
<b>14.10.3</b>	<b>Güterverkehr</b>	<b>147</b>
<b>14.10.4</b>	<b>Flugverkehr</b>	<b>148</b>
	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>149</b>
	<b>Anhang</b>	<b>159</b>

---

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Effizienzziele der Bundesregierung .....	23
Tabelle 2: Anwendungsstruktur des Stromverbrauchs im Jahr 2012 .....	29
Tabelle 3: Entwicklung des Strombedarfs in der Industrie bis 2050 im Greenpeace-Szenario .....	29
Tabelle 4: Entwicklung des Wärmebedarfs in der Industrie bis 2050 im Greenpeace-Szenario .....	31
Tabelle 5: Anwendungsstruktur des Stromverbrauchs (GHD) im Jahr 2012 .....	34
Tabelle 6: Entwicklung des Strombedarfs im Sektor GHD bis 2050 im Greenpeace-Szenario .....	34
Tabelle 7: Entwicklung des Wärmebedarfs im Sektor GHD bis 2050 im Greenpeace-Szenario .....	35
Tabelle 8: Anwendungsstruktur des Stromverbrauchs (Haushalte) im Jahr 2012 .....	37
Tabelle 9: Entwicklung des Strombedarfs im Sektor Haushalte bis 2050 im Greenpeace-Szenario .....	38
Tabelle 10: Entwicklung des Wärmebedarfs im Sektor Haushalte bis 2050 im Greenpeace-Szenario .....	40
Tabelle 11: Wind-Onshore Stromerzeugung .....	44
Tabelle 12: Wind-Offshore Stromerzeugung .....	47
Tabelle 13: Photovoltaik Stromerzeugung .....	49
Tabelle 14: Biomasse / Biogas Stromerzeugung .....	50
Tabelle 15: Geothermie Stromerzeugung .....	52
Tabelle 16: Wasserkraft Stromerzeugung .....	53
Tabelle 17: Ausbaupfad der Solarthermie .....	56
Tabelle 18: Ausbaupfad der Geothermie und Umweltwärme .....	58
Tabelle 19: Ausbaupfad der Wärme aus Bioenergie .....	59
Tabelle 20: Pfad der Nutzung Industrieabwärme .....	60
Tabelle 21: Beitrag der KWK zur Deckung des Strombedarfs bis 2050 im Greenpeace-Szenario .....	63
Tabelle 22: Beitrag der KWK zur Deckung des Wärmebedarfs bis 2050 .....	64
Tabelle 23: Entwicklung des Endenergiebedarfs bis 2050 des Strom- und Wärmesektors ...	69
Tabelle 24: Beitrag der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung .....	70
Tabelle 25: Entwicklung der Emissionen der Energiewirtschaft bis 2050 .....	75
Tabelle 26: Möglicher Beitrag der erneuerbaren Energien zur Wärmebereitstellung .....	77
Tabelle 27: Entwicklung der des Wärmeenergiebedarfs nach Sektoren bis 2050 .....	79
Tabelle 28: Entwicklung Agrokraftstoff seit 2005 .....	108
Tabelle 29: Obergrenze für in den Verkehr gebrachte Neuwagenflotten (Durchschnitt pro Pkw) (85) .....	111
Tabelle 30: Entwicklung des Energiebedarfs im MIV bis 2050 .....	111
Tabelle 31: Entwicklung des Energiebedarfs im ÖPV bis 2050 .....	113
Tabelle 32: Entwicklung des Energiebedarfs im Güterverkehr bis 2050 .....	115
Tabelle 33: Entwicklung der Emissionen im Verkehrssektor bis 2050 .....	117
Tabelle 34: Entwicklung der Emissionen von weiteren Emittenten bis 2050 .....	124
Tabelle 35: Erwartete Emissionen nach Bereichen .....	128



Tabelle 36: Entwicklung des Endenergiebedarfs bis 2050 des Strom- und Wärmesektors	159
Tabelle 37: installierte Leistung zur Strombereitstellung	160
Tabelle 38: Stromerzeugung aus Energiequellen (Werte von 2013 gemäß (5), Bruttostromerzeugung, 2020 – 2050 Nettostromerzeugung)	160
Tabelle 39: Möglicher Beitrag der erneuerbaren Energien zur Wärmebereitstellung	161
Tabelle 40: Entwicklung der des Wärmeenergiebedarfs nach Sektoren bis 2050	161
Tabelle 41: Entwicklung des Energiebedarfs im MIV bis 2050	162
Tabelle 42: Entwicklung des Energiebedarfs im ÖPV bis 2050	162
Tabelle 43: Entwicklung des Energiebedarfs im Güterverkehr bis 2050	162
Tabelle 44: Emissionen nach Energiequellen	163
Tabelle 45: Preisannahmen im Greenpeace-Szenario	163
Tabelle 46: CO <sub>2</sub> -Emissionsfaktoren	163

---

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Emissionen in Deutschland.....	21
Abbildung 2: Entwicklung der Energieproduktivität .....	24
Abbildung 3: Endenergieeinsatz in der Industrie nach Nutzungsbereichen 2012.....	26
Abbildung 4: Energieeffizienz im Sektor Industrie.....	27
Abbildung 5: Strombedarf der Industrie und Entwicklung bis 2050 im Greenpeace-Szenario .....	28
Abbildung 6: Wärmebedarf der Industrie und Entwicklung bis 2050 im Greenpeace-Szenario .....	30
Abbildung 7: Endenergieeinsatz im Sektor GHD nach Nutzungsbereichen 2012 .....	31
Abbildung 8: Energieeffizienz im Sektor GHD. ....	32
Abbildung 9: Strombedarf im Sektor GHD und Entwicklung bis 2050 im Greenpeace- Szenario.....	33
Abbildung 10: Wärmebedarf des Sektors GHD und Entwicklung bis 2050 im Greenpeace- Szenario.....	34
Abbildung 11: Endenergieeinsatz im Sektor Haushalte nach Nutzungsbereichen 2012.....	35
Abbildung 12: Energieeffizienz im Sektor Haushalte: .....	36
Abbildung 13: Strombedarf der Haushalte und Entwicklung bis 2050 im Greenpeace- Szenario.....	37
Abbildung 14: Energiefaktoren im Sektor Haushalte:.....	38
Abbildung 15: Wärmebedarf des Sektors Haushalte und Entwicklung bis 2050 im Greenpeace-Szenario .....	39
Abbildung 16: Entwicklung EE-Stromerzeugung und deren Anteil am Bruttostromverbrauch in Deutschland in TWh/a .....	41
Abbildung 17: Bruttostromerzeugung in 2013.....	42
Abbildung 18: Wind-Onshore Stromerzeugung .....	44
Abbildung 19: Durchschnittliche installierte Nennleistung in kW der Windenergieanlagen in Deutschland .....	45
Abbildung 20: Wind-Offshore Stromerzeugung .....	46
Abbildung 21: Historische Entwicklung der Preise für PV-Module (PSE AG/Fraunhofer ISE, Datenquelle: Strategies Unlimited/Navigant Consulting/EuPD). Die Gerade zeigt den Trend der Preisentwicklung. ....	47
Abbildung 22: Photovoltaik Stromerzeugung .....	49
Abbildung 23: Biomasse / Biogas Stromerzeugung .....	50
Abbildung 24: Geothermie Stromerzeugung.....	51
Abbildung 25: Wasserkraft Stromerzeugung .....	52
Abbildung 26: Entwicklung der Wärmerzeugung aus EE und deren Anteil am Wärmeverbrauch in Deutschland in TWh/a .....	54
Abbildung 27: Wärmebereitstellung durch Solarthermie und Entwicklung bis 2050 im Greenpeace-Szenario .....	56
Abbildung 28: Wärmerzeugung Geothermie.....	57
Abbildung 29: Beitrag biogener Energieträger zur Wärmebereitstellung in Deutschland im Jahr 2013.....	58
Abbildung 30: Wärmerzeugung Biomasse / Biogas .....	59

Abbildung 31: Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung im Greenpeace-Szenario .....	62
Abbildung 32: Entwicklung der KWK-Wärmeerzeugung .....	63
Abbildung 33: Aspekte der Versorgungssicherheit .....	67
Abbildung 34: Installierte Leistung und Erzeugung im Greenpeace-Szenario von 2020 bis 2050 .....	73
Abbildung 35: Zubau und Stilllegungen im Greenpeace-Szenario ab 2015 .....	74
Abbildung 36: Überschüssige (nicht direkt zu dem Zeitpunkt der Erzeugung nutzbare) erneuerbare Energien-Strommenge .....	75
Abbildung 37: Strom Im- und Exporte nach bzw. von Deutschland in die betrachteten Nachbarländer.....	80
Abbildung 38: Abschätzung der Strompreisentwicklung im Greenpeace-Szenario.....	82
Abbildung 39: Einsatzbereiche verschiedener Speichertechnologien .....	87
Abbildung 40: Prozessschritte Power to Gas.....	91
Abbildung 41: Eigenschaften und Kosten von Stromspeichertechnologien.....	93
Abbildung 42: Netzausbau für Szenario B2024 nach dem NEP 2014.....	97
Abbildung 43: Vergleich der Investitionskosten für das Verteilnetz nach Spannungsebene..	98
Abbildung 44: Verschiebung der Merit-Order.....	100
Abbildung 45: Entwicklung der Frontjahr Notierungen für Strom.....	102
Abbildung 46: Komponenten des Marktdesigns.....	105

GREENPEACE E.V.:

## 1 Zusammenfassung

Die Ergebnisse auf einen Blick:

- Ein nahezu klimaneutrales Deutschland bis zum Jahr 2050 ist mit den heute verfügbaren Technologien machbar, ohne die Versorgungssicherheit mit Strom zu gefährden. Im Wärmebereich wird die Versorgungssicherheit durch die drastische Erhöhung des Anteils an erneuerbaren Energien und einem entsprechenden Zurückdrängen von Öl und Erdgas erhöht. Spätestens in der letzten Dekade des Betrachtungszeitraumes ist eine Substitution von Erdgas durch „Windgas“, also mit temporär überschüssigem Windstrom erzeugtem Wasserstoff oder Methan, denkbar und notwendig, um das 100 %-Ziel zu erreichen.
- Für die Zielerreichung 2050 ist jedoch außerdem eine konsequente Reduzierung des absoluten Verbrauchs von Energie notwendig.
- Ein vorzeitiger Atomausstieg bis zum Jahre 2018 ist bei bestimmten Rahmenbedingungen technisch ohne Einschränkungen der Versorgungssicherheit und ohne Aufgabe der langfristigen Klimaziele machbar.
- Neben dem Ausstieg aus der Atomkraft, kann bereits schrittweise mit dem Ausstieg aus der Braunkohle bis zum Jahr 2030 und dem Ausstieg aus der Steinkohle bis zum Jahr 2040 begonnen werden.
- Im Wärmebereich muss neben der KWK auch die Erzeugung aus erneuerbaren Energien ausgebaut werden, um das Ziel einer klimaneutralen Energieversorgung bis 2050 zu erreichen.
- Im Verkehrsbereich werden die notwendigen CO<sub>2</sub>-Reduktionen im Wesentlichen durch eine Minimierung des Autoverkehrs, durch einen Wechsel des Fahrzeugtyps (Bahn, Bus, Nahverkehr) und durch Effizienzsteigerungen sowie einem Wechsel der Antriebstechnik (z. B. Strom) erreicht.

Mit der vorliegenden Studie aktualisiert Greenpeace das im Jahre 2007 erstmals als „Plan B“ veröffentlichte und zuletzt 2009 zum „Klimaschutz Plan B 2050“ erweiterte Szenario eines nahezu vollständig CO<sub>2</sub>-freien Deutschland. Die Anpassung war angesichts der fortschreitenden Entwicklung der Energiewende sowie der Veränderung der energiepolitischen Rahmenbedingungen notwendig geworden.

Die wesentliche energiepolitische Rahmensetzung nach 2009 war der unter dem Eindruck der Nuklearkatastrophe von Fukushima erfolgte Bundestagsbeschluss, demzufolge alle Kernkraftwerke sukzessive bis 2022 abzuschalten sind. Gleichzeitig wurde mit diesem von allen Bundestagsfraktionen getragenen Schritt der Ausbau der erneuerbaren Energien be-

kräftigt sowie das Klimaziel von mindestens 80 % CO<sub>2</sub>-Reduktion im Jahre 2050 bestätigt. Mit den Novellierungen des EEG im August 2014 hält der Gesetzgeber an seinem Ausbauziel für den Strombereich von 40 % erneuerbare Energien bis 2035 und 80 % in 2050 fest. Im Jahr 2013 trugen die EE-Anlagen rund 25 % zur Deckung des Bruttostromverbrauchs bei. Den Fortschritten beim Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung stehen jedoch die Misserfolge in den Bereichen Wärme und Verkehr gegenüber. Weder kommt der Ausbau der erneuerbaren Energien im Wärmebereich zielführend voran, noch erfolgt die notwendige Erschließung der Effizienzpotenziale beim Strom- und Wärmebedarf.

In Deutschland stieg 2013 trotz des Ausbaus der erneuerbaren Energien im Strombereich der CO<sub>2</sub>-Ausstoß laut Bundesumweltamt auf 951 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalente (1). Deutschland wird ohne ambitionierte Maßnahmen (siehe jüngster Klimaschutzaktionsplan der Bundesregierung) sein selbstgestecktes Ziel einer Absenkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 40 % im Jahre 2020 wohl nicht erreichen. Das vom Bundesumweltministerium vorgestellten Maßnahmenpaket „Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 und die abgeleiteten und im Juli 2015 beschlossenen Maßnahmen zielen darauf ab, die Lücke zur Zielerreichung zu schließen. Dennoch bleiben Bedenken offen, ob die Maßnahmen ausreichen werden.

Beim G7 Gipfel 2015 im deutschen Elmau beschlossen die Staats- und Regierungschefs einen Umbau der Energiewirtschaft auf erneuerbare Energien bis zum Jahr 2050. Bei der UN-Klimaschutzkonferenz in Paris ist die Umstellung auf 100 Prozent erneuerbare Energien bis zum Jahr 2050 neben den CO<sub>2</sub>-Reduktionszielen das zentrale Thema<sup>1</sup>.

Mit diesem Bericht wird gemäß der Zielstellung von Greenpeace ein Szenario eines Deutschlands bis 2050 untersucht, das in den Sektoren Strom und Wärme auf 100 Prozent Erneuerbare setzt. Um dies zu erreichen, muss in erster Linie die Energieversorgung betrachtet werden. Mit Blick auf die vorgegebene und geforderte Zielerreichung werden insbesondere folgende Aspekte betrachtet:

- die Reduktion des Bedarfs in Bezug auf Strom, Wärme und Verkehr
- die Entwicklung der Energiebereitstellung in Bezug auf Technologien und Brennstoffbedarf für Strom, Wärme und Verkehr
- eine Abschätzung der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Bereich der Landwirtschaft

### **Reduktion des Energiebedarfs**

Die Senkung des absoluten Verbrauchs ist zwingend für ein Erreichen einer CO<sub>2</sub>-freien Energieversorgung. Für das vorliegende Szenario wird von ambitionierten Effizienzzielen ausgegangen, was zu einer Reduktion des Stromendverbrauchs um 17,9 % auf 456 TWh/a und des Wärmeverbrauchs um rund 46 % auf 693 TWh/a bis 2050 zur Folge hat (Basis: 2012).

---

<sup>1</sup> Vgl. Abschlusserklärung unter [https://www.bundesregierung.de/Content/DE/\\_Anlagen/G8\\_G20/2015-06-08-g7-abschluss-deu.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.bundesregierung.de/Content/DE/_Anlagen/G8_G20/2015-06-08-g7-abschluss-deu.pdf?__blob=publicationFile&v=4)

Im Verkehrssektor bezieht sich die Strategie vor allem auf eine Vermeidung und Reduktion des motorisierten Individualverkehrs durch eine Förderung des öffentlichen Verkehrs, des Fußgehens und des Radfahrens.

Zudem können durch Effizienzsteigerungen und verbesserte Motortechnik die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen des Straßengüterverkehrs bis 2020 um 10 % (gegenüber 2005) sinken. Danach reduzieren sich die spezifischen Emissionen um etwa 1 % p.a., was zu einer Reduktion im Jahr 2050 um etwa 33 % (gegenüber 2005) führt.

Insofern ist eines der wichtigsten Ergebnisse dieser Untersuchung, dass es zur Zielerreichung massiver Anstrengungen für eine langfristige Verbrauchsminderung in allen Sektoren bedarf.

### **Entwicklung der Energiebereitstellung**

In den letzten Jahren zeichnet sich deutlich ab, dass die Erzeugung aus Windkraft und aus Photovoltaik den dynamischsten Ausbau unter den erneuerbaren Technologien im Stromsektor ausweist. Diese Entwicklung wird nach Einschätzung vieler Experten anhalten und dazu führen, dass die fluktuierenden Erzeugungsarten im Mittelpunkt der zukünftigen Stromerzeugung stehen werden. Für das Jahr 2050 führt die Potenzialabschätzung zu dem Ergebnis, dass bei anhaltender Kostenreduktion die Offshore Windkraft mit 52.000 MW neben Onshore Windkraft eine tragende Rolle übernehmen wird und letztere bei der Stromerzeugung sogar übertreffen kann. Die Photovoltaik birgt weitere Ausbau-Potenziale. In das Szenario gehen Annahmen über 110.000 MW installierter Leistung aus. Die drei Säulen Onshore-Windkraft, Offshore-Windkraft und Photovoltaik bewirken zu gewissen Zeitpunkten allerdings eine teilweise erhebliche „Überproduktion“ an erneuerbaren Energien. Zur Kompensation müssen frühzeitig laststeuernde und lastverschiebende Maßnahmen (Demand Side Management DSM) eingeführt werden, des Weiteren ist ein erheblicher Ausbau an zusätzlichen Speicherkapazitäten etwa ab dem Zeitraum 2035 bis 2040 erforderlich.

Der Ausbaugrad der Bioenergien wird im Gegensatz zu den fluktuierenden Erzeugungsarten verstetigt auf dem heutigen Niveau angenommen, da es Auffassung von Greenpeace ist, dass sich ein weiterer Ausbau nicht mit den ökologischen und ethischen Kriterien vereinbaren lässt. Ebenso wurde die Wasserkraft auf dem heutigen Niveau belassen (knapp 5 MW und 22 TWh/a), da eine durchaus mögliche Leistungssteigerung durch Naturschutzmaßnahmen, wie z. B. die Gewährung einer permanenten Überströmung von Wehranlagen, kompensiert werden wird. Obwohl die Stromerzeugung durch Tiefen-Geothermie ein erhebliches Ausbaupotenzial besitzt, stockt deren Erschließung derzeit, weshalb ein moderater Ausbaupfad (auf 3.000 MW in 2050) angenommen wird. Dies lässt aber die Möglichkeit einer späteren erfolgreichen Kostenreduktion ausdrücklich offen.

Der Einsatz der erneuerbaren Energien im Wärmebereich hat 2013 ca. 11 % erreicht und liegt damit hinter den Entwicklungen im Strombereich deutlich zurück. Der überwiegende Teil der erneuerbaren Wärme stammt aus Bioenergie. Neben dem verstärkten Einsatz erdgasbefuerter KWK besteht ein weiteres Potenzial und die Notwendigkeit, den Anteil der Solarthermie und der oberflächennahen Geothermie deutlich zu steigern. Die Bioenergie wird auch im Wärmebereich bis 2050 in etwa auf dem Niveau von 2013 (117 TWh/a) bleiben.

Trotz dieses Ausbaus an erneuerbaren Energien bedarf es mittelfristig (bis etwa 2030) eines Ausbaus der KWK. So soll der Beitrag für den Strombereich bis 2030 um rund 50 % auf 152 TWh/a gegenüber heute ansteigen; im Wärmebereich auf 312 TWh/a. Im Jahre 2050 sinkt der Beitrag der KWK auf etwas oberhalb des heutigen Niveaus. Allerdings wird im Jahre 2050 die KWK mit erneuerbaren Energien betrieben, wozu vor allem die Biomasse und Methan aus mit erneuerbaren Energien erzeugtem Wasserstoff zählen sollen.

Um CO<sub>2</sub>-Emissionen signifikant zu senken, ist zusätzlich zur Reduktion des Energieverbrauchs und des Ausbaus der erneuerbaren Energien eine Umstellung im Kraftwerkspark der konventionellen Anlagen zur Zielerreichung erforderlich. Deshalb wird entsprechend der Vorgaben von Greenpeace ein Ausstieg aus den drei Technologien Atomkraft (bis 2018), Braunkohle (bis 2030) und Steinkohle (bis 2040) vorgegeben. Dies scheint systemtechnisch möglich, ohne dass Versorgungsengpässe entstehen würden. Voraussetzung dazu ist

- eine drastische und schnelle, zeitgerechte Senkung des Energiebedarfs,
- eine Effizienzsteigerung,
- ein konsequenter Ausbau der erneuerbaren Energien,
- ein mittelfristiger Ausbau der KWK
- ein zeitgerechter Netzausbau
- sowie die Vorhaltung ausreichend gesicherter Leistung und Flexibilitätsoptionen im In- und Ausland.

Um die Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien zu unterstützen wird auch die Möglichkeit zum Stromhandel (Import/Export) mit den benachbarten Energiemärkten angenommen. Gleichzeitig wird eine Einführung von Abscheidung und Lagerung von CO<sub>2</sub> (CCS-Technologien) ausgeschlossen.

Eine CO<sub>2</sub>-Reduktion im Verkehrssektor kann neben einer massiven Effizienzsteigerung nur durch den weitgehenden Ersatz des klassischen Verbrennungsmotors durch CO<sub>2</sub>-freie Konzepte erreicht werden. Hierfür ist ein Antriebs- und folglich ein Brennstoffwechsel in allen Verkehrssektoren notwendig. So wird zwar der Strombedarf dieses Sektors aufgrund zunehmender Elektrifizierung von Antriebskonzepten steigen, gleichzeitig aber wird der Verbrauch von Agro- als auch konventionellen Kraftstoffen drastisch auf 64,1 TWh sinken, was einer Reduktion um 89 % gegenüber 2005 entspricht. Im Flug- und Schiffsverkehr wird eine vollständige CO<sub>2</sub>-Reduktion bis 2050 noch erhebliche Anstrengungen erfordern.

Neben den klassischen Energiesektoren sind auch weitere Emittenten, wie die Bereiche der Landwirtschaft und Industrie untersucht worden. Es wird hier angenommen, dass hiermit zusammenhängende Prozessemissionen und Emissionen anderer Treibhausgase (THG) von 69 bzw. 85 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalente in 2012 bis 2050 auf 20 bzw. 42 Mio. t gesenkt werden können.

### **Die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Übersicht**

In dem vorliegenden Szenario ist eine Gesamtreduktion der THG-Emissionen bis 2050 um etwa 90 % (gegenüber 1990) erreichbar. Im Stromsektor lassen sich ein Großteil der Emissionen vermeiden, jedoch wird ein Umbau der Erzeugungslandschaft nicht ohne Umbau und

Ausbau des Stromnetzes, der Schaffung von Flexibilitäten (wie z. B. Lastverschiebungen und Speicher) und längerfristig die Entwicklung eines neuen Marktdesigns für den Handel von Strom und den notwendigen Systemdienstleistungen notwendig werden.

Abschließend kann festgehalten werden, dass in allen Sektoren die Erschließung der vorhandenen Effizienzpotenziale, der massive Ausbau der erneuerbaren Energien und eine Reduktion oder Substitution von Emissionen-verursachenden Produkten und Verkehrsmitteln Voraussetzungen für einen Ausstieg aus fossilen Brennstoffen sind und mit vielfältigen Maßnahmen vorangetrieben werden müssen.



## 2 Aufgabenstellung und Herangehensweise

Seit der erstmaligen Erstellung des Greenpeace Bericht Klimaschutz Plan B für 2020 im Jahr 2007 sind nunmehr sieben Jahre vergangen. In diesem Zeitraum wurde der Bericht in 2009 erstmalig aktualisiert und dabei der Betrachtungszeitraum des Szenarios von 2020 auf 2050 ausgeweitet. Seit 2009 gab es weitreichende Veränderungen in der deutschen Energielandschaft und deren politischer Rahmenbedingungen, welche eine erneute Aktualisierung und Überarbeitung des Plans erforderlich machen. Auch die rasanten technischen Entwicklungen bei den erneuerbaren Energien erfordern eine Anpassung der Potenzialabschätzungen.

Greenpeace e.V. legt mit dem vorliegenden Plan eine Aktualisierung des Klimaschutzkonzeptes für Deutschland vor. Dabei bediente sich Greenpeace der Zuarbeit des Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET) und Hamburg Institut (HI), um auf Basis der Vorgaben von Greenpeace e.V. eine Potenzialanalyse sowie daraus abgeleitet ein Szenario für eine nahezu CO<sub>2</sub>-emissionsfreie Energieversorgung im Jahre 2050 neu zu berechnen.

Die Schlüssigkeit von Szenarien ist stark abhängig von der jeweiligen Parametrisierung. Das Szenario basiert auf einer Reihe von Annahmen, mit denen Greenpeace den Rahmen setzt:

- Berücksichtigung eines vorzeitigen Ausstiegs aus der Atomkraft im Jahre 2018
- Ein festgelegter Ausstiegspfad für Steinkohle- und Braunkohlekraftwerke
- Ausschluss einer Einführung von Abscheidung und Lagerung von CO<sub>2</sub> (CCS-Technologien)
- Ein CO<sub>2</sub>-Preis in Höhe von über 40 €/t im Jahre 2050
- Keinen weiteren Ausbau der Bioenergie im Strom- und Wärmebereich, sowie gleichbleibende Kapazitäten in der Wasserkraft

Grundsätzlich geht Greenpeace in seinem Szenariorahmen von einer europäisch stattfindenden Energiewende aus, d. h. auch in den europäischen Nachbarstaaten, mit denen insbesondere der deutsche Strommarkt eng verbunden ist, schreitet ein Ausbau mit erneuerbaren Energie voran.

Die Vergleichbarkeit des hier vorgelegten Szenarios mit anderen Potenzialabschätzungen erscheint aus mehreren Gründen nicht unproblematisch. Zum einen liegen den jeweiligen Studien unterschiedliche Zeitraster bzw. -horizonte zugrunde. Zum anderen ist die Parametrisierung meistens so unterschiedlich, dass keine direkte Vergleichbarkeit zulässig ist. Es können jedoch grobe Tendenzen bei den Potenzialabschätzungen verglichen werden. Um die Diskussion entsprechend anzuregen, sind in den jeweiligen Sektoren die Werte der Leitstudie des Bundesumweltministeriums aus dem Jahre 2011 dargestellt.

Zum Vorgehen: In Kapitel 3 erfolgt zunächst eine kursorische Beschreibung des aktuellen Standes der deutschen Energie- und Klimapolitik. In diesem werden die Entwicklungen nach den in 2011 beschlossenen Restlaufzeiten für Atomkraftwerke, dem im August 2014 in Kraft getretenen, reformierten Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG 2014) sowie die Situation in der Effizienzpolitik beschrieben.

Einer der Schwerpunkte des neuen Plans ist die Analyse der Potenziale in den verschiedenen Energiemarktsektoren Strom, Wärme und Verkehr. Insbesondere zu Strom und Wärme werden vom HAMBURG INSTITUT sowohl die Potenziale der Bedarfsminderung als auch des Ausbaus der erneuerbaren Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung untersucht (Kapitel 5 und 6). Grundlage der Betrachtungen ist die Annahme, dass nur vorhandene, einsatzbereite Technologien unter Berücksichtigung ihres belegbaren Entwicklungspfades zur Anwendung kommen. Bei der Bedarfsabschätzung musste der Strombedarf für E-Mobilität und Wärmepumpen geschätzt werden. Die Frage, welche qualitative und quantitative Rolle die Konzepte Vehicle to Grid und Power to Heat in einem zukünftigen Energiesystem spielen werden, konnte im Rahmen dieser Studie nicht eingehend untersucht werden. Die vollständige Integration in ein Szenario würde Annahmen zum Lastverhalten und zur Speicherfunktion voraussetzen, die hier nicht entwickelt werden konnten. Deshalb wurde der Strombedarf dieser beiden Bedarfssenken grob geschätzt.

Das mit Hilfe des BET-Strommarktmodells EuroMod gerechnete Szenario stellt als zweiten Schwerpunkt die auf Basis des Potenzials nahezu CO<sub>2</sub>-freie Stromversorgung bis 2050 dar (Kapitel 7-10). Dabei wird auch auf die Auswirkungen auf Importabhängigkeit und Strompreise auf dem Stromhandelsmarkt eingegangen. Einen Fokus setzt der vorliegende Plan auf die Versorgungssicherheit. Ihre Bedeutung ist vor allem bei ambitionierten Energiezielen im Blick zu halten, weshalb hierzu beschreibende Übersichten zum Thema Kapazitätssicherung und Speicher hinzugefügt wurden, ohne dass konkrete Konzepte Gegenstand dieser vorliegenden Untersuchung wären (Kapitel 10).

Im Kapitel 11 und 12 erläutert Greenpeace die Energiewende im den Sektoren Verkehr, Landwirtschaft und Waldwirtschaft, allerdings mit einem deutlich geringeren Detaillierungsgrad als in den Kapiteln zu Strom und Wärme.

In Kapitel 14 stellt Greenpeace einen Maßnahmenkatalog zur Diskussion, mit dem das vorliegende Szenario eines nahezu 100 %ig dekarbonisierten Energieeinsatzes bis 2050 im Wesentlichen erreicht werden soll.

### 3 Energie- und Klimapolitik

#### 3.1 Kernelemente der Klimaschutz- und Energiepolitik der Bundesregierung

Die Bundestagswahl 2009 führte verbunden mit dem Regierungswechsel zu einem Einschnitt in der deutschen Energiepolitik. Mit dem Energiekonzept von 2010 (2) sowie weiteren gesetzlichen Neuregelungen der Regierungskoalition aus CDU/CSU und FDP wurde der unter der rot-grünen Regierung 2002 verabschiedete Atomausstieg mit der Novellierung des Atomgesetzes aufgekündigt. Die Atomenergie sollte fortan als „Brückentechnologie“ im Übergang zu erneuerbaren Energien genutzt werden. Hierfür wurde die Laufzeitverlängerung der 17 in Betrieb stehenden Atomkraftwerke beschlossen. Die Nuklearkatastrophe des japanischen Atomkraftwerks Fukushima Daiichi im März 2011 veranlasste die damalige Regierungskoalition zu einer Neubewertung des Risikos von Atomkraftwerken sowie der Rolle der Atomenergie für die Energieversorgung Deutschlands. Sieben Atomkraftwerke und das bereits 2009 aufgrund mehrerer Zwischenfälle heruntergefahrenes Atomkraftwerk Krümmel wurden dauerhaft abgeschaltet. Die Laufzeiten der übrigen Atomkraftwerke wurden auf die Regelungen des ursprünglichen Atomausstiegs reduziert. Spätestens 2022 erfolgt demnach die Abschaltung des letzten Atomkraftwerks in Deutschland.

Die Novellierung des EEG in 2009 und 2012 führte zu einer Fortsetzung der Erfolgsgeschichte im Ausbau von erneuerbaren Energien in Deutschland. Ihr Anteil am Bruttostromverbrauch ist im Jahr 2013 auf knapp 25 % gestiegen (3). Ziel eines Großteils der Reformbemühungen seit 2009 galt der zunehmenden Heranführung der regenerativen Energien an den Strommarkt. Für die Photovoltaik wurde zudem mit dem sogenannten „atmenden Deckel“ eine Mengensteuerung des weiteren Zubaus eingeführt, indem die Vergütungsdegression an den Ausbau der PV gekoppelt und die Förderung bis auf eine installierte Leistung von 52 GW<sub>el</sub> begrenzt wurde (§ 20b Abs. 9a EEG 2012).

Mit den beschlossenen Änderungen der EEG-Novelle 2014 ist eine stärkere Mengensteuerung des Zubaus vorgesehen. Die Methodik des „atmenden Deckels“ wurde auf die übrigen erneuerbaren Energien übertragen. Das Marktprämienmodell, d. h. die Direktvermarktung des aus erneuerbare Energie Anlagen erzeugten Stromes, wird sukzessive für neue Anlagen mit einer Leistung von mindestens 100 kW<sub>el</sub> verpflichtend, das Grünstromprivileg als Vermarktungsform abgeschafft. Ferner wird der Eigenverbrauch von selbsterzeugtem Strom aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen an der EEG-Umlage beteiligt. Der Erlass der europäischen Leitlinie für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen fordert die Erprobung von Ausschreibungen als Fördersystem für erneuerbare Energien<sup>2</sup>. Erste Erfahrungen sollten im Technologiesegment der PV-Freiflächenanlagen ab 2015 gesammelt werden. Die Bundesregierung verspricht sich hierdurch insbesondere eine kosteneffizientere Förderung des weiteren Ausbaus von regenerativen Erzeugungsanlagen. Die bisherigen Zielsetzungen der Bundesregierung zum Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland werden durch die Novellierung bestätigt. Der Anteil der erneuerbaren Energien an der

---

<sup>2</sup> Ob das deutsche EEG als Beihilfe zu werten ist und damit in den Geltungsbereich der EU-Leitlinie fällt ist umstritten.

Stromversorgung soll bis spätestens 2020 auf 35 % bzw. bis spätestens 2050 auf 80 % erhöht werden. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte soll weiterhin bis 2020 auf 14 % erhöht werden. Wie hoch der Zubau aufgrund der Kürzung der Vergütungssätze für die einzelnen Technologien sowie der Einführung von Ausschreibungsmodellen tatsächlich ausfallen wird, muss die Praxis zeigen.

Für die Finanzierung der Maßnahmen in den Klimaschutz hat die Regierung 2010 den Energie- und Klimafond (EKF) eingeführt<sup>3</sup>. Ab 2011 sollte dieses Sondervermögen aus den Einnahmen der Kernbrennstoffsteuer<sup>4</sup> und ab 2013 aus den Einnahmen des Emissionshandels finanziert werden. Ziel war es, zusätzliche Maßnahmen in den Bereichen Energieeffizienz, erneuerbare Energien, Energiespeicher- und Netztechnologien, Gebäudesanierung, E-Mobilität und Klimaschutz zu fördern (4). Aufgrund der Rücknahme der Laufzeitverlängerung sowie geringen CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreisen blieben aber die erhofften Einnahmen aus. Für 2013 stellt zwar die Kreditanstalt für Wiederaufbau einen Betrag von 311 Mio. € zur Verfügung, die Programmmittel konnten damit allerdings nur zu einem Teil des ursprünglich geplanten Wertes erreicht werden. Die Fördermaßnahmen zur Umsetzung der Energiewende blieben damit hinter ihren Zielen zurück. Mit dem Beschluss des Haushaltsausschusses des Deutschen Bundestages vom 12. November 2014 stimmten die Abgeordneten für einen jährlichen Zuschuss des EKF aus dem Bundeshaushalt. Für 2015 betragen demnach die Mehrausgaben zur Aufstockung des EKF bis zu 781 Mio. €, 2016 sind bis zu 848,5 Mio. € vorgesehen.

Für die Integration einer zunehmenden Erzeugung aus dezentralen, regenerativen Energien ist ein Um- und Ausbau der Übertragungs- und Verteilernetze erforderlich. Auf Übertragungsnetzebene sind mit dem Energieleitungsausbaugesetz (kurz EnLAG) aus 2009, dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz (kurz NABEG) aus 2011, den Novellierungen des Energiewirtschaftsgesetzes sowie der Verabschiedung des Bundesbedarfsplangesetzes (kurz: BBPIG) und dem Beschluss zur Einführung einer Beteiligung von betroffenen Bürgern an Netzausbauprojekten (sog. Bürgerdividende) aus 2013 verschiedene Maßnahmen umgesetzt worden, die den Netzausbau auf Höchstspannungsebene beschleunigen sollen. Demgegenüber reizen die Investitionsbedingungen auf Verteilernetzebene aktuell wenig zum erforderlichen Aus- und Umbau an. Die Weiterentwicklung der Anreizregulierung ist aber erforderlich, auch um die Rahmenbedingungen für den Ausbau intelligenter Verteilernetze zu schaffen, die ihrerseits Voraussetzung für ein dezentrales Energiemanagement bei Erhalt einer hohen Versorgungssicherheit (siehe „Versorgungssicherheit“ auf Seite 67) darstellen. Gemäß den Zielen des Koalitionsvertrages der Regierungskoalition war die Weiterentwicklung der Anreizregulierung für Mitte 2015 vorgesehen<sup>5</sup>.

Mit dem Beschluss zur Änderung der EU-Emissionshandels-Richtlinie zum sog. „Backloading“ Anfang 2014 werden kumuliert 900 Mio. t CO<sub>2</sub>-Emissionshandelszertifikate verteilt auf die Jahre 2014-2016 temporär aus dem Markt genommen. Ziel dieser Maßnahme ist es, den

---

<sup>3</sup> Gesetz zur Errichtung eines Sondervermögens „Energie- und Klimafonds“ (EKFG) vom 8. Dezember 2010.

<sup>4</sup> Eingeführt aufgrund der ursprünglich angedachten Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken.

<sup>5</sup> Vergleiche „10-PunkteEnergie-Agenda“ des BMWi

Zertifikate-Preis für den Ausstoß einer Tonne CO<sub>2</sub> zu stützen und kurzfristig eine Reduktion der bestehenden Überkapazitäten an Emissionszertifikaten zu erreichen. 2019 und 2020 sollen diese Mengen wieder in den Markt geführt werden.

Mit dem Beschluss des Europäischen Rates Ende Oktober 2014 wurden die Energie- und Klimaziele der EU bis 2030 festgelegt. Diese sehen als zentrales Element die Reduktion der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 um mindestens 40 % vor<sup>6</sup>. Für die nicht vom Emissionshandel erfassten Sektoren und Bereiche beträgt das Einsparungsziel 30 %. Ab 2021 soll der jährliche Faktor, mit dem die Anzahl der Zertifikate gesenkt wird, von 1,74 % auf 2,2 % angehoben werden. In Deutschland sind zuletzt die Emissionen aus Treibhausgasen angestiegen. Grund hierfür ist eine verstärkte Verstromung aus Steinkohlekraftwerken, ein witterungsbedingt erhöhter Heizenergiebedarf in 2013 gegenüber 2012 sowie ein gestiegener Stromexportsaldo<sup>7</sup>. Projektionen über die weitere Entwicklung der Treibhausgasemissionen zeigen für Deutschland eine Minderung von 33-34 % bis 2020 gegenüber 1990 an, sofern nicht weitere Maßnahmen zur Treibhausgasminderung direkt oder indirekt ergriffen werden. Dies entspräche einer Zielverfehlung von sechs bis sieben Prozentpunkten und veranlasste die Bundesregierung bereits zum Handeln. Mit dem am 03. Dezember 2014 vom Bundeskabinett beschlossenen „Aktionsprogramm Klimaschutz 2020“ will die Bundesregierung die Zielerreichung der Emissionsminderung von Treibhausgasen sicherstellen. Im Zentrum der Maßnahmen steht der Sektor Energiewirtschaft, der die höchsten Treibhausgasemissionen verursacht. Im Oktober 2015 schloss die Bundesregierung eine Vereinbarung mit drei Betreibern über die Überführung von 6 Braunkohlekraftwerken in eine „Reserve“. Nach vier Jahren sollen die Anlagen dauerhaft stillgelegt werden. Für die Vorhaltung der Kraftwerke als „Reserve“ erhalten die Betreiber insgesamt 1,6 Mrd. Euro. Am 23. September 2015 hat das Kabinett der Bundesregierung eine Novellierung des Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetzes beschlossen und in das parlamentarische gesetzgebungsverfahren gegeben, welches zum Redaktionsschluss der vorliegenden Veröffentlichung noch andauert. Ziel des Entwurfes ist eine Erhöhung der KWK-Förderung mit der erwarteten Wirkung einer CO<sub>2</sub>-Einsparung von 4 Mio. Tonnen bis 2020.

Zudem sollen eine steigende Energieeffizienz sowie Maßnahmen vor allem in den Sektoren Industrie, Landwirtschaft und Verkehr die Zielerreichung sicherstellen, indem in Summe über die genannten Sektoren einschließlich der Energiewirtschaft 712 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalente bis 2020 eingespart werden sollen<sup>8</sup>. Ende 2014 erfolgte dadurch die Ankündigung des Bundeswirtschaftsministeriums, die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus deutschen Kraftwerken bis zum Jahr 2020 zusätzlich um 22 Mio. t Kohlenstoffdioxid reduzieren zu wollen. Für die Umsetzung der entsprechenden Reduktionen ist ein Gesetz für Mitte 2015 geplant.

Die Steigerung der Energieeffizienz, verbunden mit der Senkung des Energieverbrauchs, ist weiterhin erklärtes Ziel der Bundesregierung. Dies scheint insoweit notwendig, da die jüngste

---

<sup>6</sup> Weiter soll der Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch in der EU mindestens 27 % betragen und die Energieeffizienz um mindestens 27 % verbessert werden.

<sup>7</sup> Aufgrund des Territorialprinzips werden in die Treibhausgasbilanz Emissionen einbezogen, die innerhalb des Staatsgebiets verursacht werden.

<sup>8</sup> Die Zuordnung der Emissionen zu den Sektoren erfolgt im „Aktionsprogramm Klimaschutz 2020“ entsprechend dem Quellprinzip, d. h. einer Zuordnung am Entstehungsort.

Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in Deutschland eine leichte Erhöhung von 2012 auf 2013 um 2,5 % aufwies (bzw. bereinigt um Witterungseffekte um 1,1 %). Neben den ausgeführten gesetzlichen Neuerungen und Festlegungen sollten weitere Maßnahmen ergriffen werden, um die Energieeffizienz in Deutschland anzureizen. 2010 wurde mit dem Gesetz über Energiedienstleistungen und anderen Energieeffizienzmaßnahmen (EDL-G) ein gesetzlicher Rahmen geschaffen, der einen breiten Angebotsmarkt für Energiedienstleistungen entstehen ließ. Auch die Neuregelung des Energiesteuer- und Stromsteuergesetzes, die 2013 in Kraft trat, leistet einen Beitrag, die Energieeffizienzpotenziale in Unternehmen sichtbar und damit nutzbar zu machen. Unternehmen des produzierenden Gewerbes erhalten demnach eine umfangreiche Rückerstattung bzw. Erlassung der Strom- und Energiesteuern, wenn sie Energie- und Umweltmanagementsysteme ein- oder Energieaudits durchführen. Eine Einführungs- bzw. Umsetzungspflicht besteht bislang allerdings nicht. Die Novelle der Energieeinsparverordnung in 2014 (EnEV) sieht u. a. die Anfertigung eines Energieausweises für Bestandsgebäude oder Neubauten sowie energetische Mindestanforderungen für Neubauten oder Sanierungen bestehender Gebäude vor. Mit dem am 03. Dezember 2014 von der Bundesregierung beschlossenen Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (kurz NAPE) verspricht sich die Regierung bis 2020 zusätzlich 390-460 PJ an Primärenergie einzusparen und dadurch das Ziel der Reduktion des Primärenergieverbrauchs bis 2020 um 20 % (bzw. umgerechnet 1.758 PJ) gegenüber 2008 erfüllen zu können. Zu den Sofortmaßnahmen des NAPE gehören die Einführung von Ausschreibungen als wettbewerbliches Förderinstrument zur Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen, die Erhöhung der steuerlichen Anreize zur Gebäudesanierung sowie die Schaffung von Energieeffizienznetzwerken zwischen Industrie- und Gewerbeunternehmen. Darüber hinaus stellt der Aktionsplan mittel- und langfristige Maßnahmen in Aussicht, um die Energieeffizienzmaßnahmen weiterzuentwickeln und eine Zielerreichung sicherzustellen. Mit den erarbeiteten und geplanten Maßnahmen zur Förderung der Energieeffizienz wählt die Bundesregierung den Weg, durch die Anrechnung von Energiereduktionsmaßnahmen des Bundes bzw. der Länder, die europäische Energieeffizienzrichtlinie umzusetzen. Für die Anrechnung der Maßnahmen muss es allerdings nachweislich zu Endenergieeinsparungen beim Endverbraucher kommen.

### **3.2 Entwicklung der Emissionen**

Im Jahr 2011 betragen die gesamten Treibhausgas-Emissionen in Deutschland 926 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalente (CO<sub>2</sub>äq). Gegenüber dem Ausgangswert von 1.218 Mio. t CO<sub>2</sub>äq im Basisjahr 1990 entspricht dies einer Minderung von 292 Mio. t CO<sub>2</sub>äq bzw. 24 %. Damit liegt Deutschland im Zielkorridor des Kyoto-Protokolls, das eine Verringerung um 21 % im Durchschnitt der Jahre 2008 bis 2012 (bezogen auf das Basisjahr 1990) vorsieht.

Den größten Anteil an diesem deutlichen Rückgang haben die CO<sub>2</sub>-Emissionen, die von 1.006 Mio. t auf 807 Mio. t (- 20 %) gesunken sind. Die Emissionen der anderen Treibhausgase (Methan, Lachgas, HFCs, PFCs, SF<sub>6</sub>) sind von 1990 bis 2011 um insgesamt 94 Mio. t CO<sub>2</sub>äq (minus 44 %) auf 119 Mio. t reduziert worden. Hierbei entfallen 49 Mio. t CO<sub>2</sub>äq auf Methan und 57 Mio. t CO<sub>2</sub>äq auf Lachgas. Dem Trend entgegen verläuft die Entwicklung der HFCs, die im betrachteten Zeitraum wegen des verstärkten Einsatzes in der Kälteerzeugung kontinuierlich gestiegen sind und seit 2001 etwa konstante 9 Mio. t CO<sub>2</sub>äq betragen.

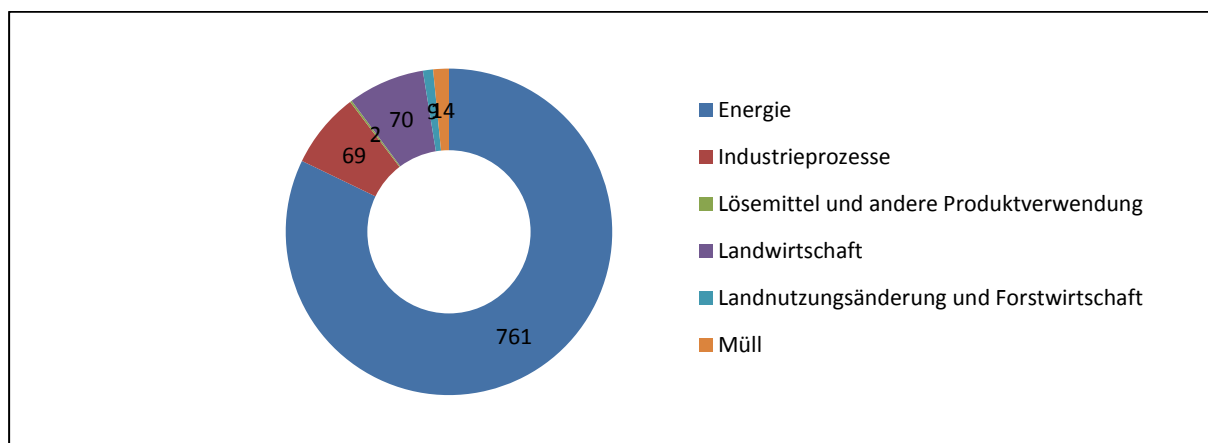


Abbildung 1: Emissionen in Deutschland (5) (in Mio. t CO<sub>2</sub>äq) (2011)

Nach einem kurzfristigen Anstieg der gesamten Treibhausgas-Emissionen von 2000 bis 2002 ist bis 2011 eine Minderung zu verzeichnen (-115 Mio. CO<sub>2</sub>äq seit 2002). Das Umweltbundesamt führt diesen Rückgang auf eine Kombination verschiedener dämpfender Effekte (z. B. überdurchschnittlich hohe Temperaturen, starke Preisanstiege für die fossilen Energieträger Öl und Gas, Mehrwertsteuererhöhung zu Beginn des Jahres 2007 verbunden mit vorgezogenen Heizöleinkäufen, ein erneuter Zuwachs der erneuerbaren Energien) zurück. Mit Ausnahme des Ausbaus der erneuerbaren Energien handelt es sich um Einmaleffekte, die laut Umweltbundesamt ein Nachlassen in den Klimaschutzanstrengungen nicht rechtfertigen. Zusammen mit dem aktuell durch die Wirtschaftskrise bedingten Rückgang der Emissionen kann diese Entwicklung hinsichtlich des zukünftigen Trends nicht als nachhaltig gelten.

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen haben mit über 85 % nach wie vor den größten Anteil an den gesamten Treibhausgas-Emissionen. Dabei ist zunächst festzuhalten, dass Deutschland zu den wenigen westlichen Industrieländern gehört, in denen die Emissionen heute erheblich unter dem Niveau von Anfang der 90er Jahre liegen. Über den gesamten Zeitraum war die Energiewirtschaft der mit großem Abstand wichtigste Emittent. Ihr Anteil, der in den 90er Jahren etwa 35 % betrug, erhöhte sich seit Ende der 90er auf nunmehr fast 40 %. Im Sektor Verkehr ist seit 1999 ein stark rückläufiger Trend zu erkennen, sodass die Emissionen 2007 niedriger waren als 1990. Als wesentliche Ursache kann in diesem Zusammenhang der sinkende Kraftstoffverbrauch auf der Straße aufgrund verbesserter Fahrzeugtechniken und der Einsatz von Agrokraftstoffen (wobei hier die ILUC Emissionen nicht berücksichtigt wurden) genannt werden<sup>9</sup>. Stark gesunken sind in den Jahren nach 2001 die Emissionen bei den privaten Haushalten sowie im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD).

Die Höhe der CO<sub>2</sub>-Emissionsminderungen schwankt im Zeitverlauf stark. Allein im Zeitraum 1990 bis 1995 waren im Zuge der Wiedervereinigung bereits knapp 132 Mio. t CO<sub>2</sub>äq reduziert worden. Dagegen sanken die Emissionen in den Jahren von 1996 bis heute in vergleichbarem Umfang um weitere 157 Mio. t CO<sub>2</sub>äq. Derzeit werden die Emissionsbilanzen durch die Wirtschaftskrise verzerrt.

<sup>9</sup> Ein Ersatz fossiler durch Agrokraftstoffe führt allerdings nicht zu einer 100-prozentigen Emissionsminderung, da die Produktion der Agrokraftstoffe vergleichsweise hohe Emissionen verursacht (sogenannte Emissionen der Vorkette).

Auch ist darauf hinzuweisen, dass die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Energiewirtschaft von 2000 bis 2007 und auch zuletzt gestiegen waren und auf einem hohen Niveau, vergleichbar mit dem von 1990 trotz des rapiden Ausbaus der erneuerbaren Energien verharrten. Dies ist u. a. auf zwei Effekte zurückzuführen. Zum einen ist ein erhöhter Anteil der Stromerzeugung durch fossile Kraftwerke, insbesondere Kohlekraft zu nennen. Zum anderen hat eine deutliche Erhöhung der Bruttostromerzeugung zum Anstieg der Emissionen der Energiewirtschaft beigetragen, die sowohl auf einen erhöhten nationalen Strombedarf als auch auf einen stetig steigenden Stromexport zurückzuführen ist.

Angesichts der von der Bundesregierung definierten mittel- und langfristigen Klimaschutzziele ergibt sich hieraus die Notwendigkeit, das Tempo der Emissionsminderung gegenüber der Periode von 1990 bis 2011 erheblich zu beschleunigen.



HAMBURG INSTITUT:

## 4 Potenzialbetrachtung bis 2050

### 4.1 Effizienzpotenziale zur Senkung des Strom- und Wärmebedarfs

Der effizientere Einsatz von Energie besitzt auf dem Weg in eine nachhaltige Energieversorgung eine Schlüsselfunktion. Die Transformation des Energiesystems auf eine Vollversorgung mit erneuerbaren Energien erfordert die konsequente Erschließung der Effizienzpotenziale bei der Erzeugung und Umwandlung, der Verteilung und der Nutzung von Energie.

Die Energieeffizienz ist ein Maß dafür, welcher Nutzen in Bezug auf die eingesetzte Energie tatsächlich erzielt werden kann. Ebenso wie die grundsätzliche Vermeidung von Energiebedarfen – etwa durch Suffizienzstrategien – trägt die Erhöhung der Energieeffizienz bei dem Einsatz und der Umwandlung von Energie zur Einsparung von Energie bei. In Bezug auf die Energieeffizienz verfolgt die Bundesregierung im Rahmen ihres Energiekonzeptes (2010) (2) und ihrer Nachhaltigkeitsstrategie (2002) (6) folgende Ziele:

Effizienzziel	Bis 2020	Bis 2050
Energieproduktivität <b>(Nachhaltigkeitsstrategie)</b>	Verdopplung 1990	gegenüber
Endenergieproduktivität <b>(Energiekonzept)</b>		+ 2,0 % jährlich (2008-2011) + 2,1 % jährlich (2008-2050)
Primärenergieverbrauch <b>(gegenüber 2008)</b>	- 20 %	- 50 %
Brutto-Stromverbrauch <b>(gegenüber 2008)</b>	- 10 %	- 25 %
Gebäude-Wärmebedarf <b>(gegenüber 2008)</b>	- 20 %	
Gebäude- Primärenergiebedarf		- 80 %

Tabelle 1: Effizienzziele der Bundesregierung (2) (6)

Die Ermittlung von Effizienz-Indikatoren ist komplex. Eine wesentliche Voraussetzung für die Bestimmung von Effizienz-Indikatoren ist die Verfügbarkeit verlässlicher statistischer Daten zum Energieeinsatz und der wirtschaftlichen Entwicklung. Dies ist nicht in allen Fällen in ausreichendem Maß gegeben.

Ein üblicher Indikator für die Beurteilung der Energieeffizienz ist die **Energieproduktivität**. Sie setzt den erzielten Nutzen in das Verhältnis zu der Energiemenge, die für das Erreichen

dieses Nutzens eingesetzt wurde. Die Energieproduktivität ist eine relative Größe, die sowohl von der wirtschaftlichen Entwicklung (z. B. Bruttoinlandsprodukt, BIP) als auch vom Energieverbrauch (Primärenergieverbrauch oder Endenergieverbrauch) abhängt. Der Energieverbrauch wiederum hängt von zahlreichen weiteren Faktoren wie etwa der Witterung, Verhaltensänderungen und strukturellen Effekten ab.

Im Energiekonzept der Bundesregierung wird die Energieeffizienz an der Energieproduktivität bezogen auf den Endenergieverbrauch gemessen. Die Nutzengröße ist hier das reale BIP. Eine Steigerung der Energieproduktivität erfordert in Bezug auf das Bruttoinlandsprodukt somit einen effizienteren Einsatz der Energie.

#### 4.1.1 Primärenergie-Produktivität

Für die Bestimmung der Energieproduktivität werden unterschiedliche Bezugsgrößen des Energieverbrauchs verwendet. Die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität wird in der Regel auf den Einsatz von Primärenergie bezogen.<sup>10</sup>

**Energieproduktivität  $ep$  = Bruttoinlandsprodukt  $BIP$  / Primärenergieverbrauch  $PEV$**

Die auf den Primärenergieeinsatz bezogene gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität spiegelt auch die Effizienzfortschritte wider, die im Umwandlungssektor erzielt wurden. Dies betrifft z. B. die höheren Wirkungsgrade bei der Stromerzeugung, den Einsatz der Kraft-Wärme-Koppelung (kurz: KWK) oder Zuwachs an Stromerzeugung durch Windkraft und Photovoltaik.

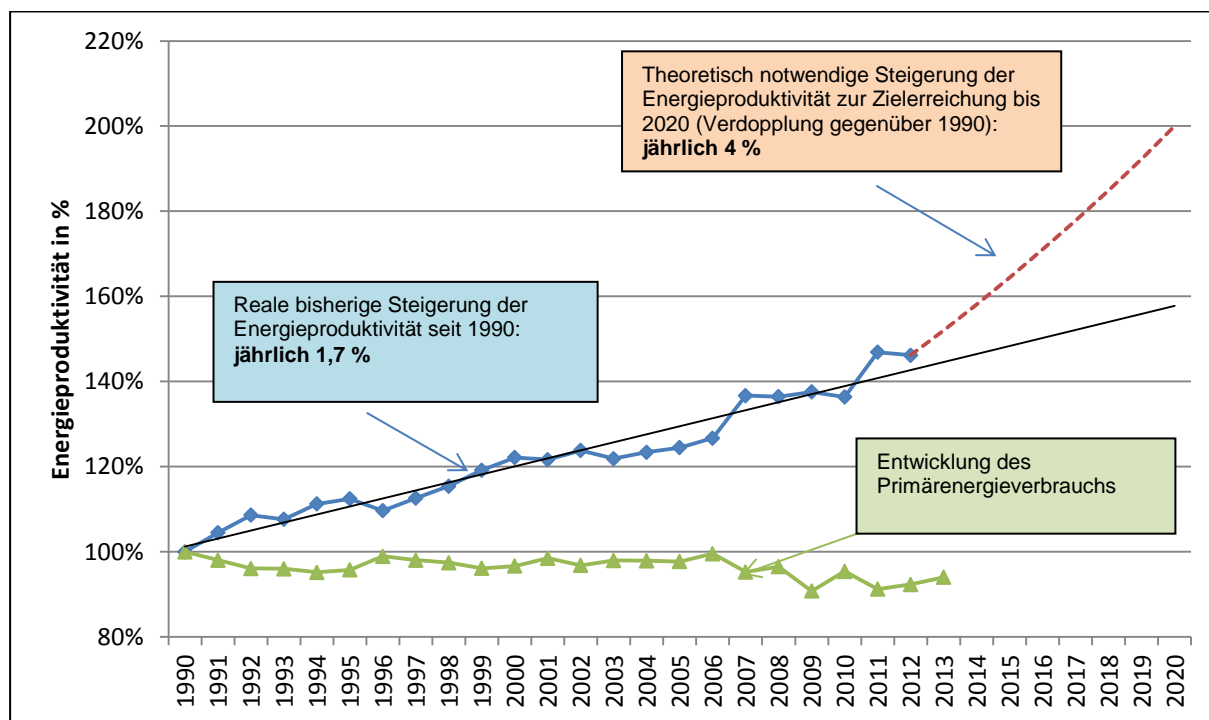


Abbildung 2: Entwicklung der Energieproduktivität (Quellen: (7); (8), (9), (10), (11), (12), eigene Berechnungen)

<sup>10</sup> AGEB: Ausgewählte Effizienzindikatoren zur Energiebilanz Deutschland, September 2013

Die reale Entwicklung der letzten beiden Jahrzehnte zeigt jedoch deutlich, dass die Effizienzpotenziale bei weitem nicht ausreichend erschlossen wurden.

Bis zum Jahr 2012 ist die primärenergiebezogene Energieproduktivität gegenüber dem Jahr 1990 um etwa 46 % angestiegen, dies entspricht einer durchschnittlichen jährlichen Steigerung von rd. 1,7 %. Im gleichen Zeitraum ist das preisbereinigte Bruttoinlandsprodukt um etwa 35 % angestiegen.

Um das Ziel einer Verdopplung der Energieproduktivität bis 2020 erreichen zu können, müsste diese Steigerungsrate auf einen theoretischen Wert von rd. 4 % mehr als verdoppelt werden. Gegenüber dem Greenpeace-Energieszenario aus dem Jahr 2009 hat sich diese „Effizienzlücke“ damit drastisch vergrößert. Folgt die Entwicklung auch im letzten Drittel des Betrachtungszeitraumes dem bisherigen Trend, so würde dieser Zielwert im Jahr 2020 um mehr als 40 % verfehlt.

Auch das Ziel einer Reduktion von 20 % des Primärenergieverbrauchs bis zum Jahr 2020 ist bei einem Fortschreiben der bisherigen Entwicklung in die Zukunft ohne erhebliches Gegensteuern nicht erreichbar. Im Zeitraum zwischen 1990 und 2013 konnte der Primärenergieverbrauch nur um etwa 6 % reduziert werden.

#### **4.1.2 Endenergie-Produktivität**

Die im Energiekonzept fixierten Ziele zur Energieproduktivität (2,1 % Steigerung jährlich) beziehen sich auf den Endenergieverbrauch. Sie sind deutlich weniger ambitioniert als die Zielsetzungen nach der nationalen Nachhaltigkeitsstrategie mit einer Verdopplung gegenüber 1990 bis zum Jahr 2020.

*Endenergieproduktivität **eep** = Bruttoinlandsprodukt **BIP** / Endenergieverbrauch **EEV***

Die Endenergieproduktivität hat sich im Zeitraum zwischen 2008 und 2011 um jährlich durchschnittlich 2 % erhöht. Damit entspricht das Ergebnis nahezu den Zielen des Energiekonzepts für diesen Zeitraum von 2,1 % pro Jahr. Dabei ist jedoch zu beachten, dass insbesondere der milde Winter im Jahr 2011 eine starke Steigerung bewirkt hat. Bei einer temperaturbereinigten Bewertung sinkt die Steigerungsrate von 2,0 % auf 1,4 %.

Auch für die Beurteilung der Energieeffizienz in den einzelnen Verbrauchssektoren (Industrie, Haushalte etc.) wird die Energieproduktivität in der Regel auf den Endenergieverbrauch bezogen.

Die Effizienzpotenziale beim Strom- und Wärmeeinsatz wurden bereits in zahlreichen wissenschaftlichen Studien analysiert. Im Folgenden werden in den verschiedenen Anwendungssektoren im Schwerpunkt die Bereiche angesprochen, in denen in den letzten Jahren nur unzureichende Effizienzpotenziale erschlossen wurden und die für eine handlungsorientierte und langfristige Energiestrategie besonders bedeutsam sind.

## 4.2 Industrie

Der Sektor Industrie hat mit einem Endenergieverbrauch von rd. 2.600 PJ einen Anteil von etwa 29 % am gesamten Endenergieverbrauch Deutschlands (7). Seit dem Jahr 1990 hat sich dieser Anteil nur unwesentlich verändert.

### 4.2.1 Endenergieeinsatz in der Industrie nach Nutzungsbereichen

Der Endenergieeinsatz für die einzelnen Nutzungsbereiche wurde erst in den letzten Jahren wissenschaftlich eingehend untersucht (13), (14). Für den Sektor Industrie ergeben sich daraus für das Jahr 2012 folgende Nutzungsanteile:

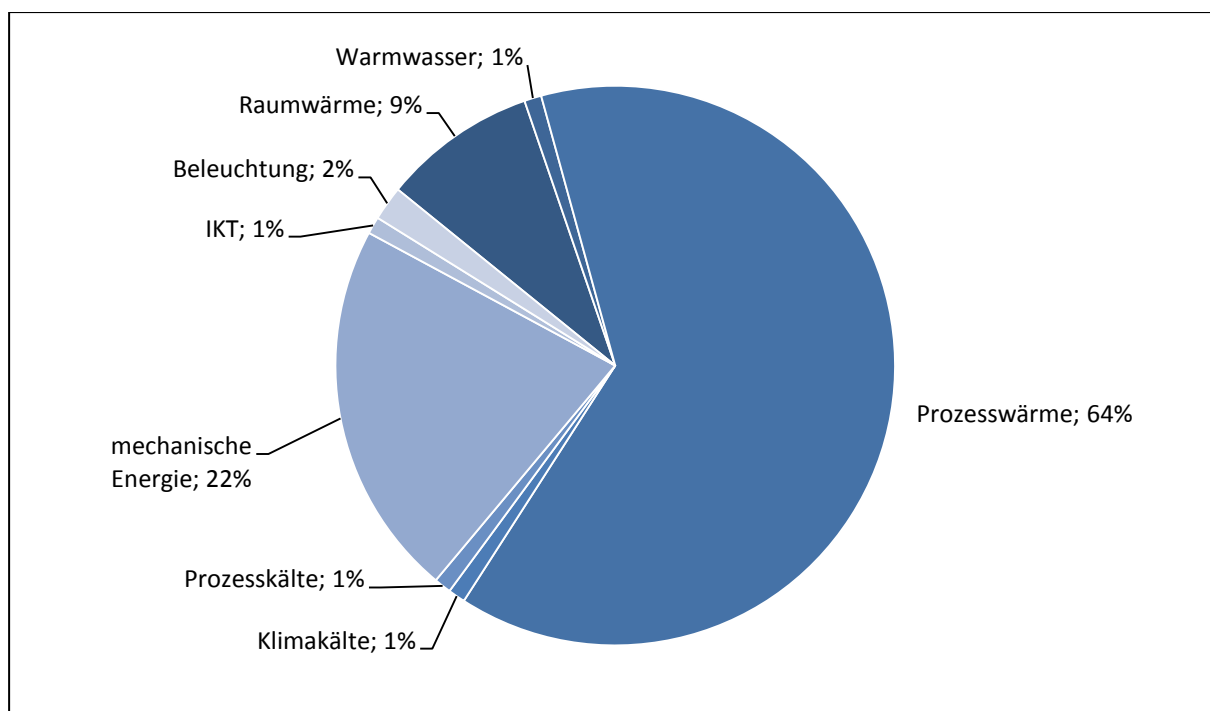


Abbildung 3: Endenergieeinsatz in der Industrie nach Nutzungsbereichen 2012. Daten nach (13), (14)

Die insgesamt stark dominierende Anwendung im Sektor Industrie ist die Wärmeerzeugung, die einen Anteil von etwa 74 % des gesamten Endenergieverbrauchs einnimmt. Allerdings ist im Bereich der Industrie nicht die Raumwärme zur Beheizung von Gebäuden im Endenergieeinsatz bestimmend, sondern die Bereitstellung von Prozesswärme. Daneben ist der Bereich der mechanischen Energie (etwa für Antriebe und Pumpen) relevant, in dem mehr als 20 % der Endenergie umgewandelt werden. In den weiteren Anwendungskategorien werden zusammen weniger als 5 % der Endenergie eingesetzt.

### 4.2.2 Energieeffizienz-Indikatoren im Sektor Industrie

Im Bereich der sektorbezogenen Effizienz-Indikatoren wird in der Regel der Endenergiebedarf mit einer spezifischen Bezugsgröße ins Verhältnis gesetzt. Im Sektor Industrie betrifft dies eine wertmäßige Leistungsgröße, etwa den Bruttowertproduktionswert oder die Bruttowertschöpfung.

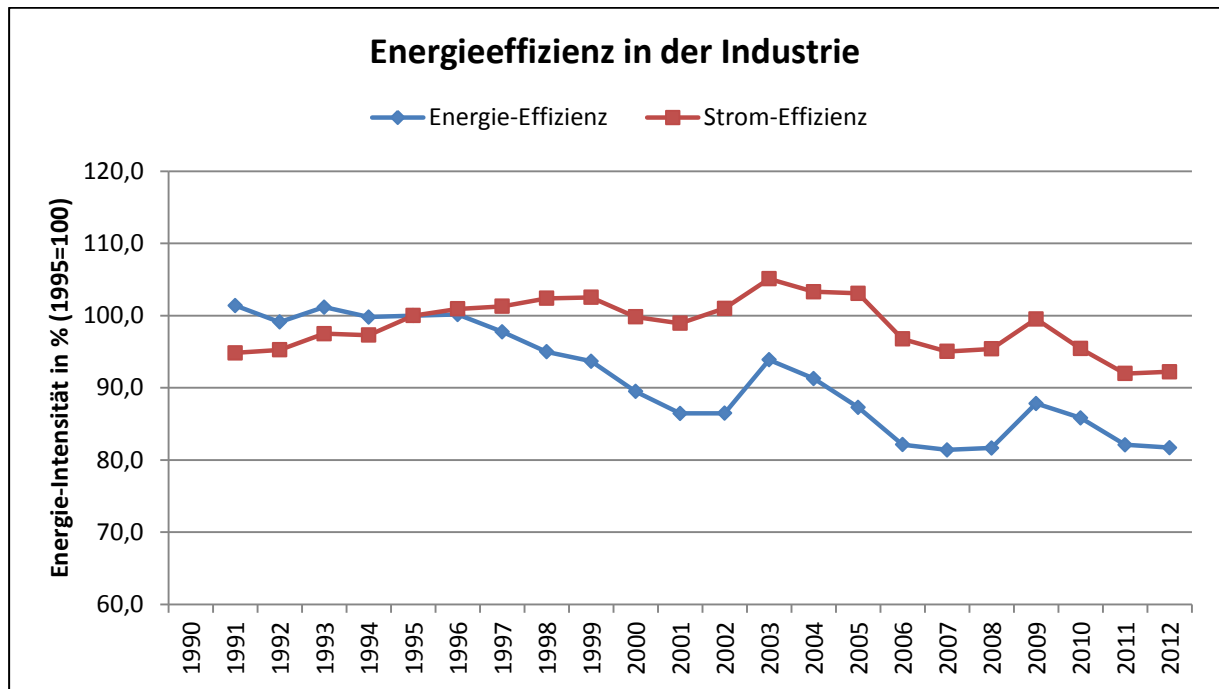


Abbildung 4: Energieeffizienz im Sektor Industrie. Endenergieverbrauch je 1000 Euro Bruttowertschöpfung (2005) (7)

Im industriellen Bereich ist eine Verbesserung der Endenergieeffizienz in den letzten 20 Jahren von etwa 20 % ersichtlich, also eine Senkung der Energieintensität von rd. 1 % jährlich. Der Schwerpunkt der Effizienzsteigerung liegt hier im Brennstoffsektor. Die strombezogene Energieeffizienz hat sich dagegen nur um etwa 0,1 % jährlich verbessert. Dazu hat auch ein Wechsel der Energieträger, z. B. der vermehrte Ersatz von fossilen Brennstoffen durch elektrischen Strom bei der Prozesswärmeerzeugung beigetragen. Insgesamt wurde die Steigerung der Energieproduktivität auch durch eine generelle Entwicklung energieintensiver Produktion hin zu weniger energieintensiven Sektoren begünstigt.

#### 4.2.3 Strombedarf der Industrie

Der absolute Stromverbrauch der Industrie ist zwischen den Jahren 1990 und 2012 um etwa 9 % angestiegen. Nach einem zwischenzeitlichen Maximum des industriellen Stromverbrauchs im Jahr 2007 ist der Verbrauch im Jahr 2012 mit einem Wert von 226 TWh wieder auf dem Wert des Jahres 2004 (225 TWh) angelangt. Sehr deutlich erkennbar ist der stark verbrauchsmindernde Einfluss der Wirtschafts- und Finanzkrise im Jahr 2009.

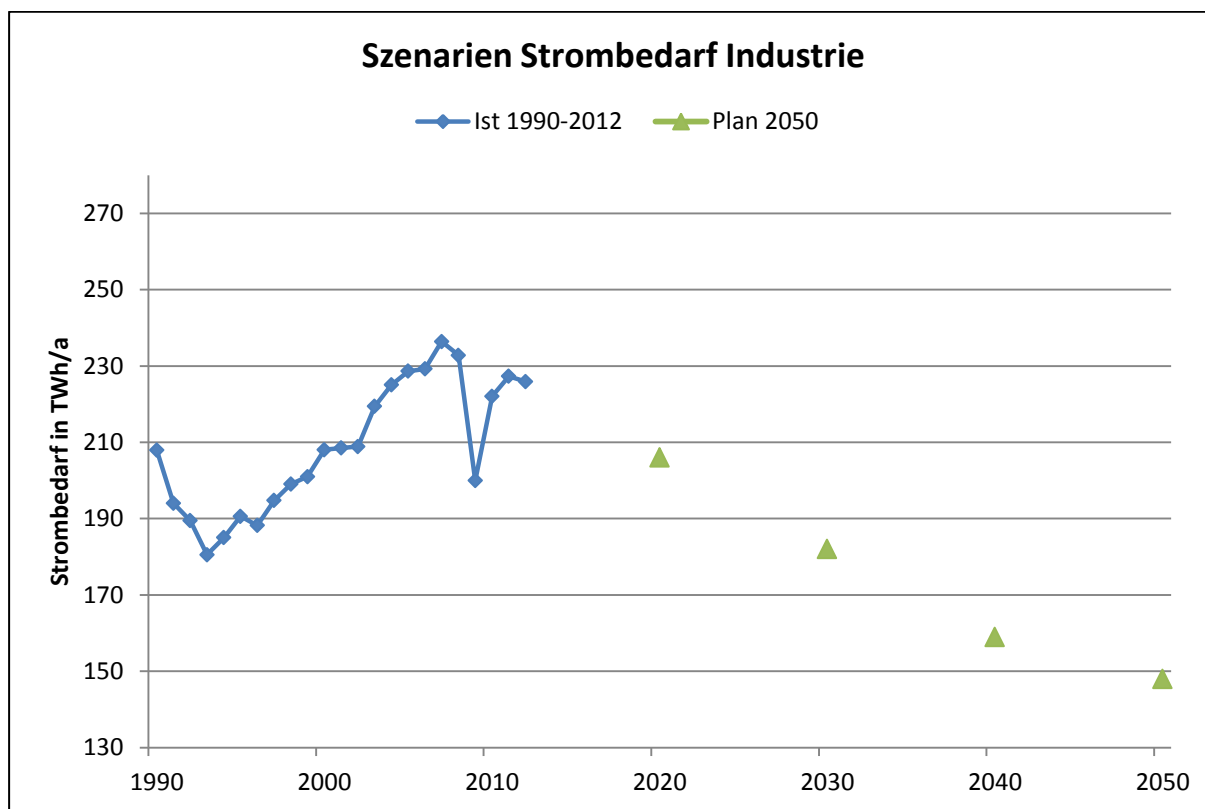


Abbildung 5: Strombedarf der Industrie und Entwicklung bis 2050 im Greenpeace-Szenario

Für die langfristige Entwicklung des industriellen Strombedarfs sind in verschiedenen bisher vorliegenden Szenarien gegenüber den anderen Verbrauchssektoren (Haushalte und GHD) nur sehr moderate Einsparungen berücksichtigt. In dem Szenario E3 der Leitstudie 2008 (15) ist für das Jahr 2050 ein Zielwert von 190 TWh industriellem Strombedarf fixiert, dies entspricht einer Einsparung von etwa 16 % gegenüber dem heutigen Stand. Auch die Studie des Umweltbundesamtes aus dem Jahr 2010 (16) liegt mit dem Zielwert von 201 TWh industriellem Strombedarf in diesem Korridor.

Ein deutlich geringerer Zielwert wird für den industriellen Strombedarf auf der Grundlage des Energiekonzepts der Bundesregierung in der Leitstudie 2011 im Basisszenario 2050 formuliert. Mit einem Zielwert in Höhe von 136 TWh liegt die theoretische Einsparung damit gegenüber dem Ist-Wert von 2012 bei etwa 40 %.

Auch das Umweltbundesamt (kurz: UBA) benennt in einer aktuellen Studie aus dem Jahr 2013 „Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050“ (17) deutlich höhere Einsparpotenziale als bisher. Es geht davon aus, dass es bis zum Jahr 2050 möglich sein sollte, den industriellen Strombedarf auf einen Wert von 159 TWh – also um rd. 30 % - zu reduzieren. Um diesen Wert zu erreichen, sind auch Umstellungen in den industriellen Produktionsprozessen notwendig.

So geht das UBA in der Studie u. a. davon aus, dass es in der Stahlindustrie keine Primärstahlerzeugung über die Hochofen-Oxygenstahl-Route mehr gibt. Dafür wird die Elektrostahlerzeugung mittels Schrott und Schwammeisen (kurz: DRI) massiv ausgebaut. Als Energieträger für die Direktreduktion dient dann ausschließlich regenerativ erzeugtes Methangas

und für die Elektrolichtbogenöfen sowie die Walzwerksöfen kommt ausschließlich regenerativer Strom zum Einsatz. Weitere sehr große Potenziale für eine effizientere Stromnutzung liegen im Bereich der mechanischen Energie (Motoren, Lüfter etc.).

Die Siemens AG beziffert in einer aktuellen Studie (18) das wirtschaftliche Stromeinsparpotenzial bei einer Lebensdauerbetrachtung allein im Bereich der Technologieentwicklung auf 42 TWh/a. Dies entspricht einer Einsparung von rd. 19 %. Siemens sieht dabei wesentliche Chancen bei den elektrischen Antrieben.

Eine Studie der Roland Berger Strategy Consultants (19) kommt zu dem Ergebnis, dass in den besonders stromintensiven Sparten (Grundstoffchemie / Papier / Metallerzeugende Industrie / Erden und Steine) bis zum Jahr 2050 wirtschaftliche Effizienzpotenziale zwischen 29 % und 50 % erschlossen werden können. Den in der Studie angesetzten Investitionskosten zur Effizienzverbesserung von 23 Mrd. Euro stehen Einsparungen von mehr als 100 Mrd. Euro gegenüber. Die Hebel der Effizienzsteigerung liegen dabei zum einen in der Technologie-Entwicklung (z. B. die Optimierung von Aggregaten und Steuerungstechnologien) und zum anderen in der Technologie-Verwendung (z. B. der Prozess- und Produktionsoptimierung).

Wenn die vorliegenden technischen Potenziale zur Effizienzsteigerung konsequent genutzt werden, sollte eine Einsparung von etwa 35 % bis zum Jahr 2050 gegenüber dem heutigen Stand möglich sein.

Stromanwendungen	Wärme	Kälte	Antriebe	IKT	Licht
Industrie	19 %	4 %	68 %	4 %	5 %

Tabelle 2: Anwendungsstruktur des Stromverbrauchs im Jahr 2012

Strombedarf in TWh/a	2012	2020	2030	2040	2050
Industrie	226	206	182	159	148
Minderung gegenüber 2012		-9 %	-19 %	-30 %	-35 %

Tabelle 3: Entwicklung des Strombedarfs in der Industrie bis 2050 im Greenpeace-Szenario

#### 4.2.4 Wärmebedarf der Industrie

Gegenüber dem Strombedarf ist im Sektor Industrie der Wärme und Brennstoffbedarf – insbesondere der Anteil an Prozesswärme – deutlich höher (s. Kap. 4.2.1). In den 1990er Jahren konnte der industrielle Wärmebedarf um mehr als 20 % gesenkt werden, seit etwa 15 Jahren ist jedoch ein eher stagnierender Verlauf im Wärmeverbrauch festzustellen. Im Jahr 2012 betrug der Wärme- und Brennstoffbedarf etwa 496 TWh jährlich. Auch beim Wär-

mebedarf ist der Einbruch im Jahr 2009 durch die Wirtschafts- und Finanzkrise deutlich erkennbar.

Die Datenqualität der statistischen Erhebungen bleibt jedoch für den Wärmesektor hinter den Statistiken zum Stromverbrauch zurück. Für die hier herangezogene Zeitreihe wurden die Endenergiebedarfe der Industrie bereinigt um die Stromverbräuche und den Einsatz erneuerbarer Energien nach den Energiebilanzen der AGEB, da diese Daten auf einer einheitlichen und damit vergleichbaren Systematik beruhen. Die Daten beziehen fossile Brennstoffe und den Bezug von Fernwärme mit ein, nicht jedoch den Einsatz von Strom für Wärme- und Kälteanwendungen.

In den letzten Jahren wurde im Rahmen verschiedener Forschungsvorhaben die Struktur des Endenergieverbrauchs auf die jeweiligen Nutzbereiche näher untersucht. Diese Untersuchungen kommen teilweise zu abweichenden Ergebnissen. So weist eine Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes (20) für das Jahr 2008 einen industriellen Brennstoffverbrauch von 469 TWh gegenüber den hier verwendeten 486 TWh aus.

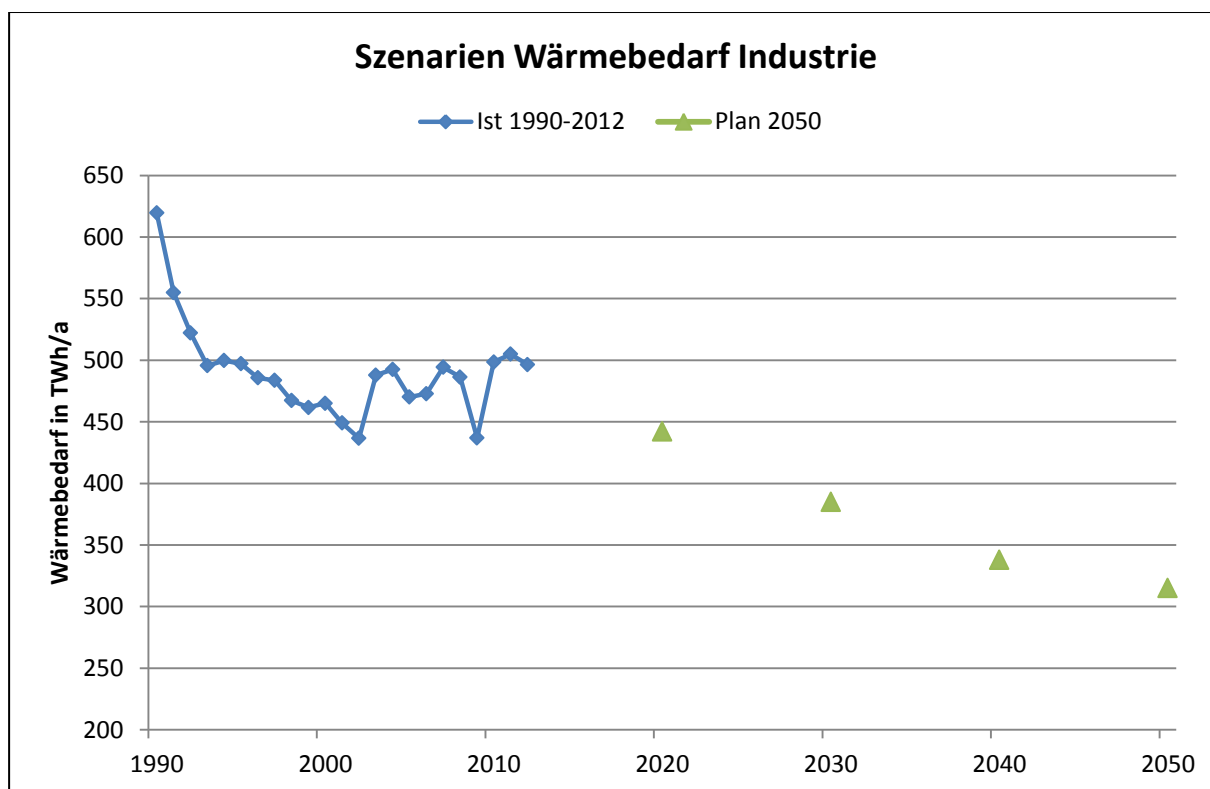


Abbildung 6: Wärmebedarf der Industrie und Entwicklung bis 2050 im Greenpeace-Szenario

Ein signifikanter Trend hin zu geringeren Wärmebedarfen ist derzeit nicht erkennbar, im Gegenteil ist der Trend weiter leicht steigend, abgesehen von dem gut erkennbaren konjunkturellen Einbruch des Wärmebedarfs aufgrund der Finanzkrise im Jahr 2009. Wenn die vorhandenen Einsparpotenziale jedoch – insbesondere im Prozesswärmesektor – konsequent erschlossen werden, sollte eine Einsparung im Wärmebedarf von etwa 36 % gegenüber dem heutigen Stand erreichbar sein. Dies entspricht einem Zielwert von etwa 315 TWh/a. Die



erforderlichen Minderungen im industriellen Wärmebedarf zur Erreichung des Zielwertes sind damit ausgesprochen ambitioniert, aber durchaus realistisch.

Sowohl in der Leitstudie 2011 als auch in der UBA-Studie Energieziel 2050 werden für das Jahr 2050 ähnlich Zielwerte für den industriellen Wärmebedarf im Bereich 320 TWh benannt.

Wärmebedarf in TWh/a	2012	2020	2030	2040	2050
Industrie	496	442	385	338	315
Minderung gegenüber 2012		-11 %	-22 %	-32 %	-36 %

Tabelle 4: Entwicklung des Wärmebedarfs in der Industrie bis 2050 im Greenpeace-Szenario

### 4.3 Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD)

Der Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) hat mit einem Endenergieverbrauch von rd. 1.400 PJ einen Anteil von etwa 15,5 % am gesamten Endenergieverbrauch Deutschlands. Zu diesem Sektor zählen u. a. das Baugewerbe, Krankenhäuser, Schulen, die Landwirtschaft und der öffentliche Dienst. Die Abhängigkeit des Energiebedarfs von konjunkturellen Schwankungen ist im Sektor GHD nicht so ausgeprägt wie in der Industrie.

#### 4.3.1 Endenergieeinsatz im Sektor GHD nach Nutzungsbereichen

Der Endenergieeinsatz des Jahres 2012 im Sektor GHD verteilt sich auf folgende Nutzungsbereiche:

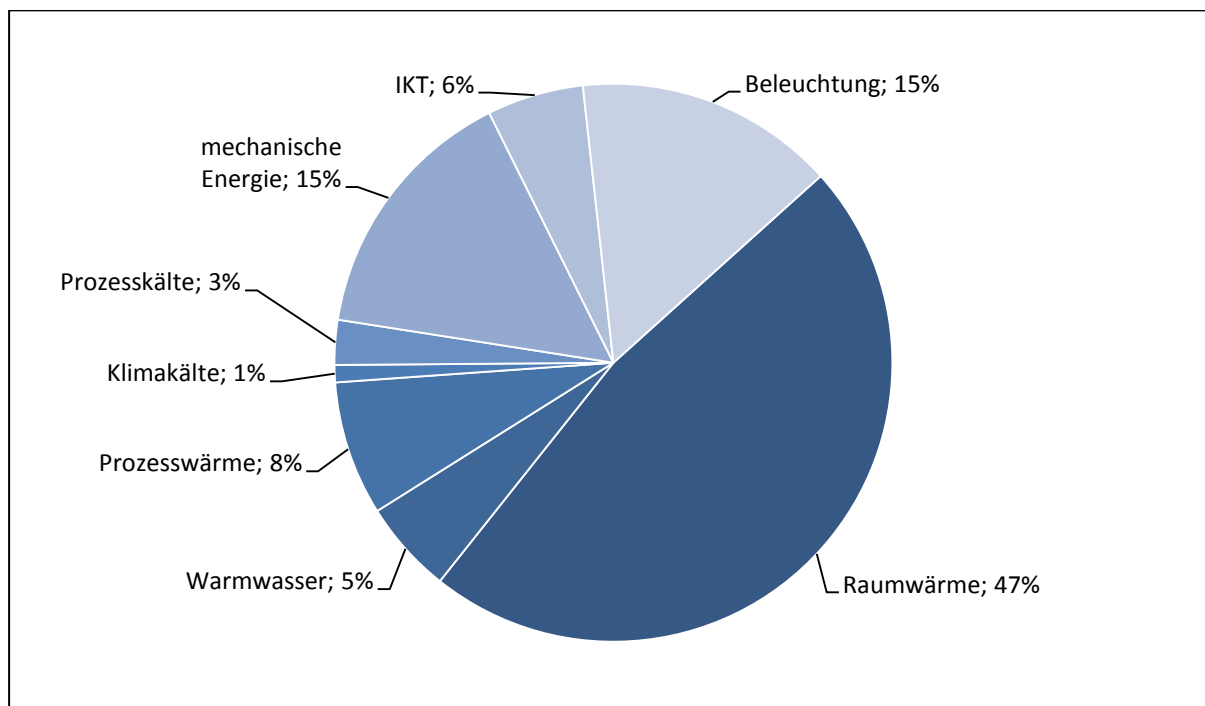


Abbildung 7: Endenergieeinsatz im Sektor GHD nach Nutzungsbereichen 2012 (21)

Deutlich mehr als die Hälfte der Endenergie im Sektor GHD wird für Wärmeanwendungen benötigt. Anders als im Sektor Industrie ist jedoch hierbei die Bereitstellung von Prozesswärme weniger bedeutend. Ähnlich wie im Sektor der privaten Haushalte wird die meiste Wärmeenergie zur Beheizung von Gebäuden verwendet. Bemerkenswert ist auch, dass der Anteil, der für die Beleuchtung aufgewendet wird, mit mehr als 15 % etwa das Achtfache des entsprechenden Anteils als der im Sektor Industrie ist.

#### 4.3.2 Energieeffizienz-Indikatoren im Sektor GHD

Analog zur Ermittlung der sektorbezogenen Effizienz-Indikatoren für die Industrie wird auch im Sektor GHD der Endenergiebedarf mit der jeweiligen Bruttowertschöpfung ins Verhältnis gesetzt. Da im Sektor GHD die Beheizung von Gebäuden eine maßgebliche Rolle spielt, werden beim Endenergieverbrauch witterungsbereinigte Werte verwendet.

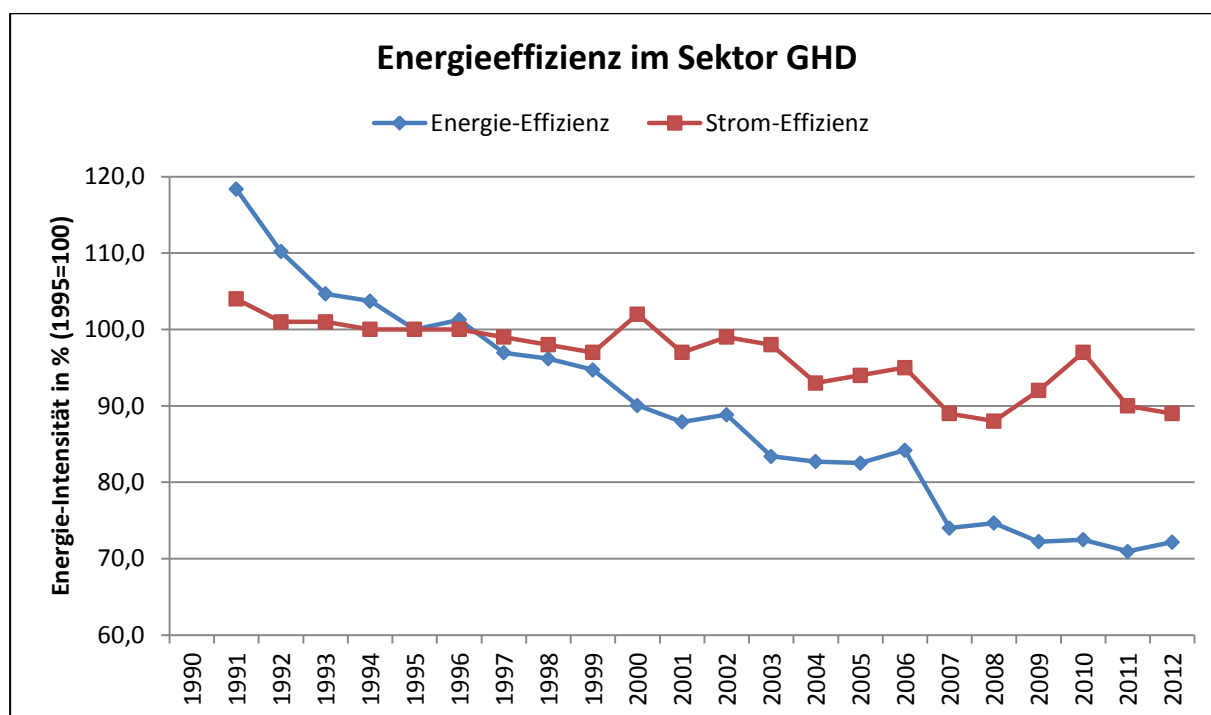


Abbildung 8: Energieeffizienz im Sektor GHD. Endenergieverbrauch je 1000 Euro Bruttowertschöpfung (2005), (7), witterungsbereinigt; AGEB Effizienzindikatoren <sup>10</sup>

Die Energieeffizienz im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen hat sich im Verlauf der letzten 20 Jahre um jährlich etwa 2,5 % verbessert. Die Effizienzsteigerung ist damit etwa doppelt so hoch wie im industriellen Sektor. Diese Entwicklung betrifft jedoch in erster Linie den Brennstoffbedarf. Die Stromeffizienz hat sich deutlich weniger verbessert.

### 4.3.3 Strombedarf des Sektors GHD

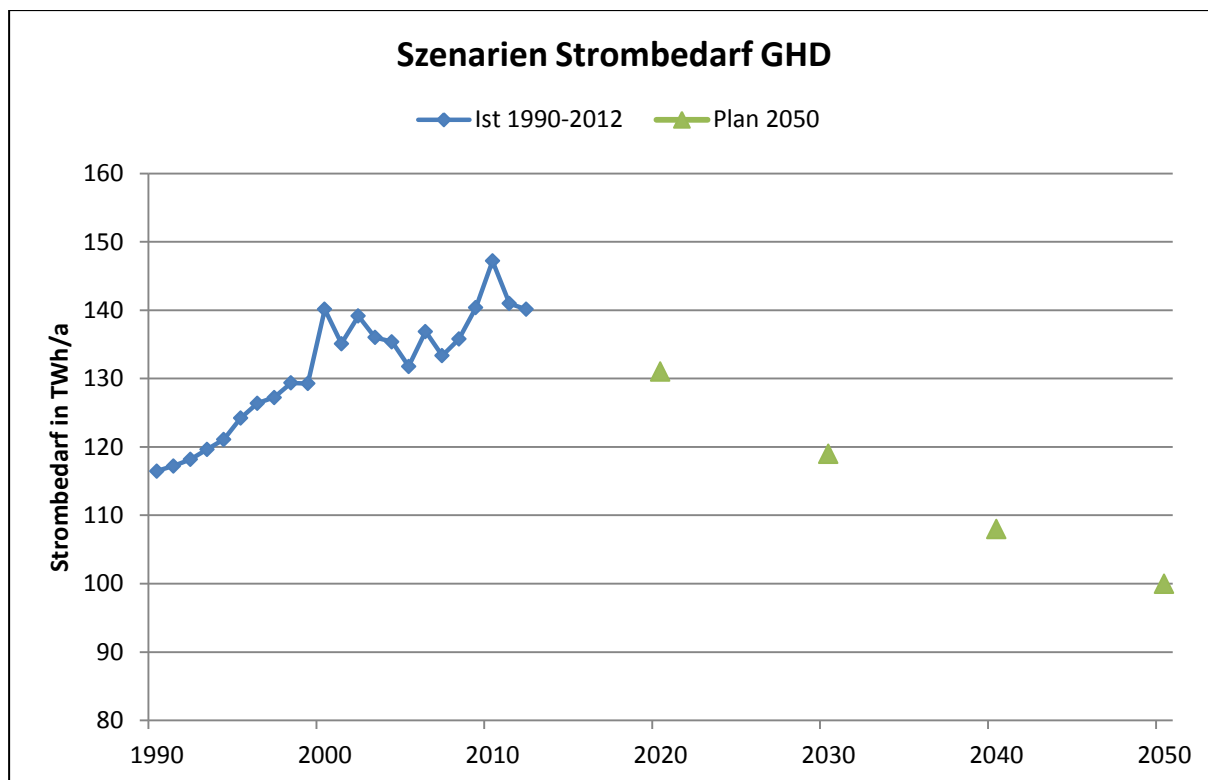


Abbildung 9: Strombedarf im Sektor GHD und Entwicklung bis 2050 im Greenpeace-Szenario

Der Strombedarf im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen lag im Jahr 2012 bei etwa 140 TWh. Die progressive Entwicklung des Bedarfs verlief in den letzten Jahren entgegen dem erwarteten Trend im Greenpeace-Szenario 2050. Dabei ist der Einsatz von Strom für Beleuchtungszwecke mit einem Anteil von mehr als 40 % des benötigten Stroms ein wesentlicher Faktor. Ein in den letzten Jahren steigender Anteil des Stroms basiert auch auf dem Bedarf an Prozess- und Klimakälte.

Derzeit ist noch keine Trendumkehr hin zu einer Reduktion des Strombedarfs erkennbar. Gleichwohl ist ein Einschwenken in die oben dargestellte ambitionierte Minderungskurve im Stromverbrauch möglich und umsetzbar. Auch aufgrund des hohen Anteils an Beleuchtung ist hier der flächendeckende Einsatz der LED-Technik ein notwendiger Schritt. Bei gewerblich genutzten Gebäuden ist auch der Strombedarf für Lüftungs- und Klimaanlage sehr bedeutsam. In der energetischen Optimierung dieser Anlagen durch Anpassung der Leistungen, neue Regelungstechnik oder Austausch der Antriebe können erhebliche Mengen an Energie und Betriebskosten gespart werden.

Zudem ist der Einsatz erneuerbarer Energien – etwa zur Klimatisierung mit Solarthermie - oder der Anschluss an Nah- und Fernwärmenetze möglich. Auch hier gilt jedoch: Eine angepasste Bauweise, die den sommerlichen Wärmeschutz und die internen Wärmelasten im Gebäude bereits im Planungsprozess angemessen berücksichtigt, hilft bei der Einsparung von Energie bei der Nutzung des Gebäudes. Die bei neuen Bürogebäuden weit verbreiteten Glasfassaden sind in dieser Hinsicht nicht unproblematisch.

Stromanwendungen	Wärme	Kälte	Antriebe	IKT	Licht
GHD	11,7 %	9,2 %	22,1	15,4	41,4

Tabelle 5: Anwendungsstruktur des Stromverbrauchs (GHD) im Jahr 2012

Bei einer konsequenten Erschließung der vorhandenen Potenziale zur Stromeinsparung erscheint ein Zielwert von rd. 100 TWh im Jahr 2050 erreichbar. Dies entspricht einer rechnerischen Minderung gegenüber 2012 von etwa 29 %. Dieser Wert entspricht auch etwa dem Zielwert im Basisszenario der Leitstudie 2011 für das Jahr 2050.

Strombedarf in TWh/a	2012	2020	2030	2040	2050
GHD	140	131	119	108	100
Minderung gegenüber 2012		-7 %	-15 %	-23 %	-29 %

Tabelle 6: Entwicklung des Strombedarfs im Sektor GHD bis 2050 im Greenpeace-Szenario

#### 4.3.4 Wärmebedarf des Sektors GHD

Der Bedarf an Wärme im Sektor GHD ist in den letzten Jahren signifikant zurückgegangen. Im Jahr 2012 wurden 248 TWh an Brennstoffen und Fernwärme eingesetzt. Gegenüber dem Jahr 1990 mit einem Verbrauch in Höhe von etwa 370 TWh ist dies eine Reduzierung von mehr als 30 %.

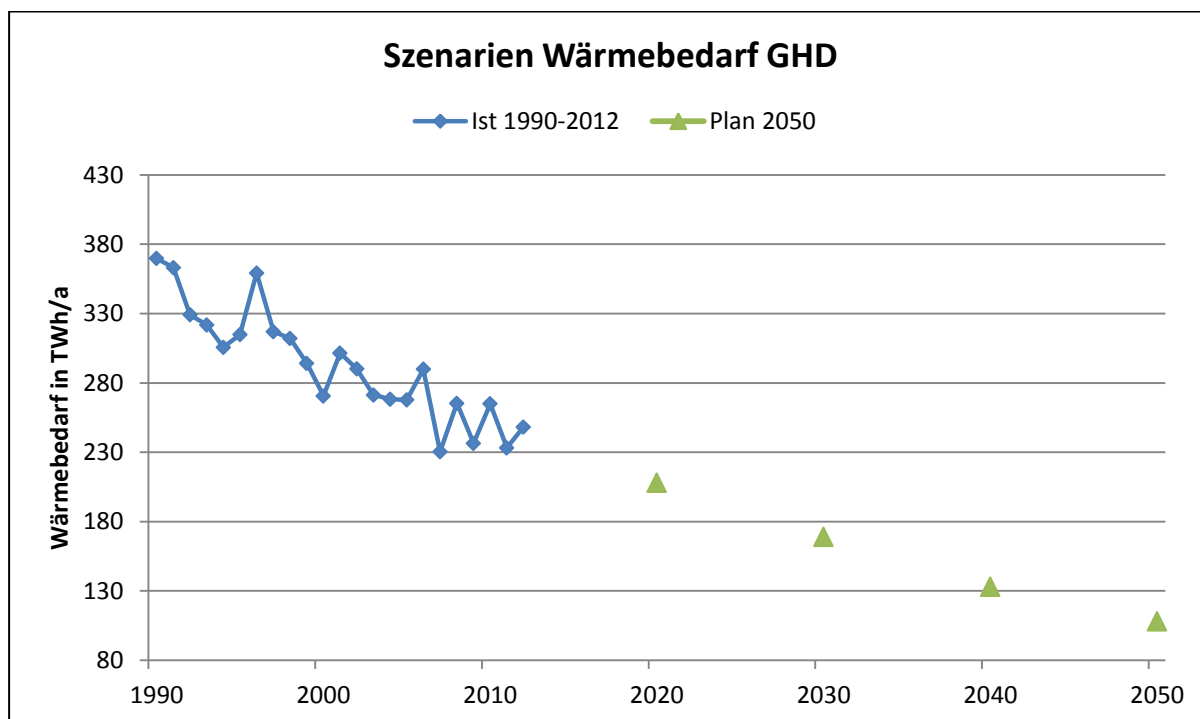


Abbildung 10: Wärmebedarf des Sektors GHD und Entwicklung bis 2050 im Greenpeace-Szenario

Bei einer konsequenten Erschließung der Potenziale im Wärmebereich könnte der Bedarf bis zum Jahr 2050 auf einen Wert von etwa 100 TWh reduziert werden. Der öffentliche Gebäudesektor kann dazu einen wesentlichen Beitrag leisten. In diesem Zusammenhang ist es erforderlich, dass u. a. Neubauten von öffentlich genutzten Gebäuden entsprechend der EU-Gebäuderichtlinie als „Niedrigstenergiegebäude“ umgesetzt werden.

Wärmebedarf in TWh/a	2012	2020	2030	2040	2050
GHD	248	208	169	133	108
Minderung gegenüber 2012		-16 %	-32 %	-46 %	-56 %

Tabelle 7: Entwicklung des Wärmebedarfs im Sektor GHD bis 2050 im Greenpeace-Szenario

#### 4.4 Private Haushalte

Der Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen hat mit einem Endenergieverbrauch von rd. 2.430 PJ einen Anteil von etwa 27 % am gesamten Endenergieverbrauch Deutschlands.

##### 4.4.1 Endenergieeinsatz im Sektor Haushalte nach Nutzungsbereichen

Der Endenergieeinsatz des Jahres 2012 im Sektor Haushalte verteilt sich auf folgende Nutzungsbereiche:

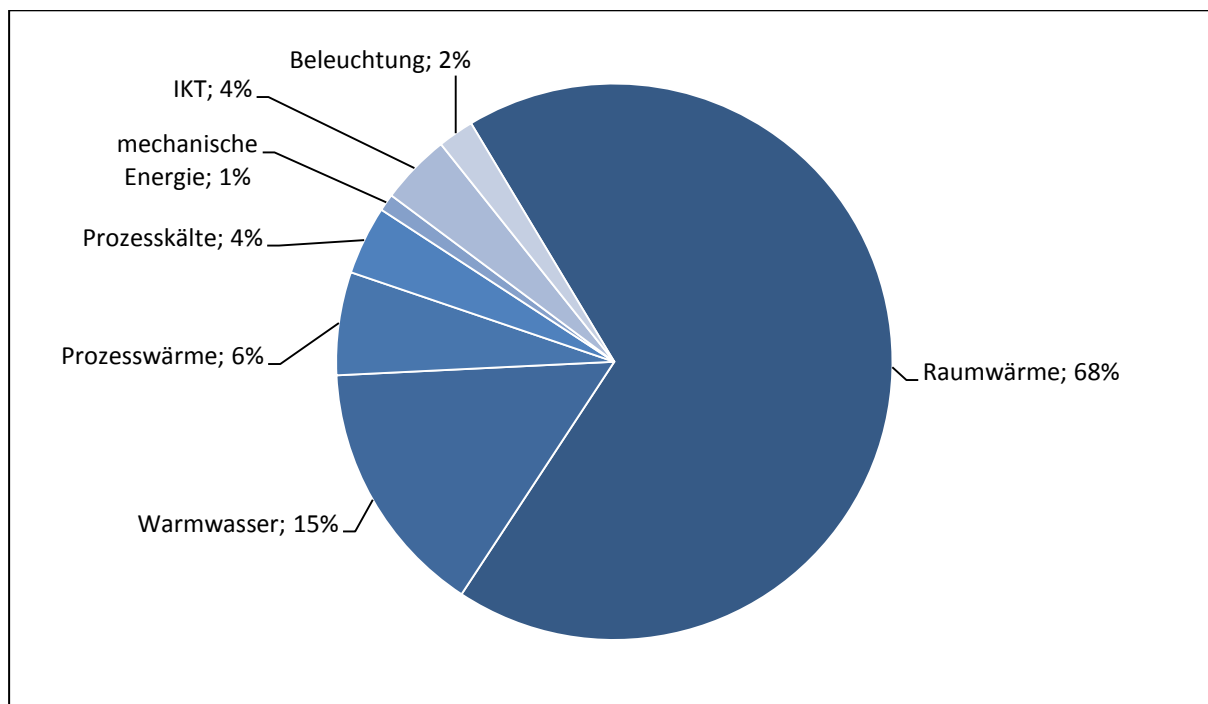


Abbildung 11: Endenergieeinsatz im Sektor Haushalte nach Nutzungsbereichen 2012. (22)

Im Bereich der Haushalte wird nahezu 90 % des Endenergieverbrauchs für Wärmeanwendungen eingesetzt. Der weitaus größte Teil davon wird für die Beheizung der Gebäude auf-

gewendet. Dieser relative Anteil ist jedoch in den Jahren 2008 – 2012 durch die energetische Sanierung der Gebäude bereits um etwa 6 % gesunken.

Ein zunehmend steigender Anteil wird für die Bereitstellung von Warmwasser benötigt. Dieser beträgt heute bereits etwa 15 % des Endenergiebedarfs. Leicht ansteigend sind ebenfalls die Energiebedarfe für Kälte sowie Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT).

#### 4.4.2 Energieeffizienz-Indikatoren im Sektor Haushalte

Bei der Ermittlung der sektorbezogenen Effizienz-Indikatoren für den Bereich der privaten Haushalte werden die jeweiligen Endenergieverbräuche mit der Wohnfläche ins Verhältnis gesetzt oder auf die Anzahl der Nutzer bezogen. Da Beheizung von Gebäuden eine wesentliche Rolle spielt, werden beim Endenergieverbrauch witterungsbereinigte Werte verwendet.

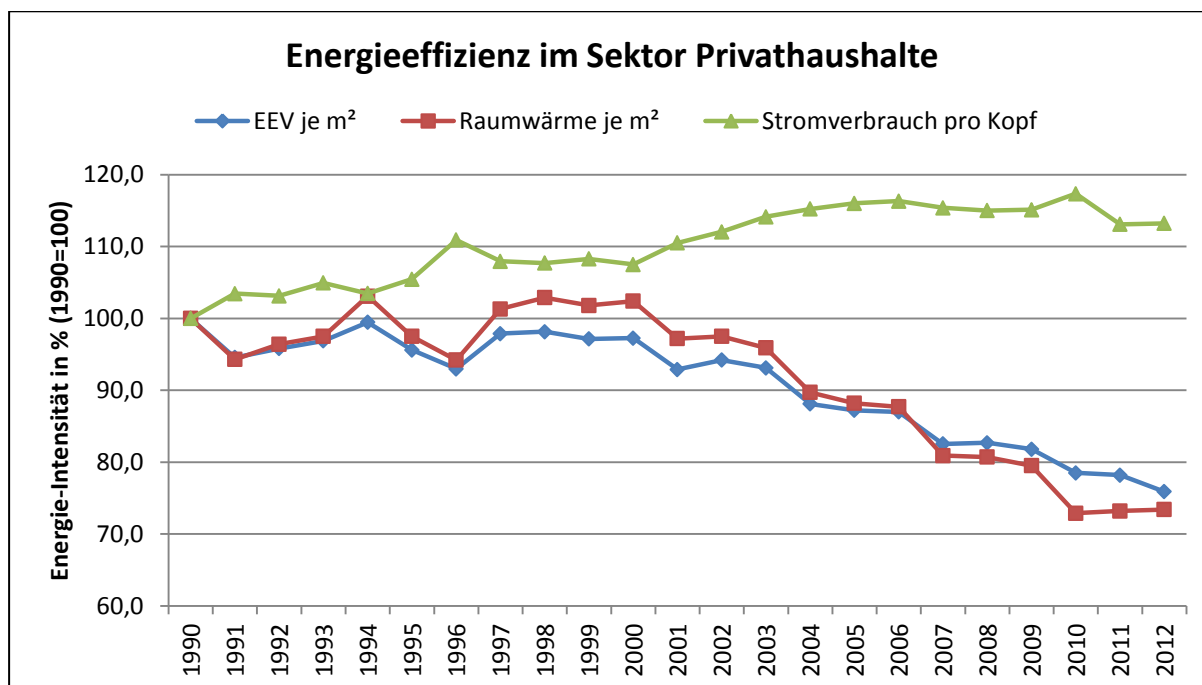


Abbildung 12: Energieeffizienz im Sektor Haushalte: Endenergieverbrauch je m² Wohnfläche (temperaturbereinigt), Energieverbrauch Raumwärme je m² Wohnfläche (temperaturbereinigt), Stromverbrauch pro Kopf (7)

Die Energieeffizienz in den privaten Haushalten ist bezogen auf den temperaturbereinigten Endenergieverbrauch und den Raumwärmeverbrauch je m² Wohnfläche in den letzten zwei Jahrzehnten um etwa 25 % angestiegen. Damit zeigen die Bemühungen um eine energetische Modernisierung des Gebäudebestands durchaus Wirkung. Allerdings wird diese positive Entwicklung durch einen Anstieg der beheizten Wohnfläche (sog. Rebound-Effekt) in Teilen wieder kompensiert.

Einen entsprechenden negativen Trend zeigt auch die Entwicklung des Stromverbrauchs pro Kopf. Trotz der zunehmend verbesserten Energieeffizienz der einzelnen elektrischen Haushaltsgeräte zeigt sich pro Kopf ein Anstieg des Stromverbrauchs seit 1990 von etwa 13 % durch den steigenden Geräteinsatz.

### 4.4.3 Strombedarf des Sektors Haushalte

Der absolute Stromverbrauch der privaten Haushalte ist zwischen den Jahren 1990 und 2012 um etwa 17 % angestiegen. Dieser Anstieg betrifft jedoch in erster Linie die 1990er Jahre. Im Jahr 2012 lag der Stromverbrauch bei etwa 137 TWh und damit in etwa auf dem Niveau des Jahres 2002. In den letzten Jahren zeigt sich eine Entwicklung des absoluten Verbrauchs mit leicht abnehmender Tendenz.

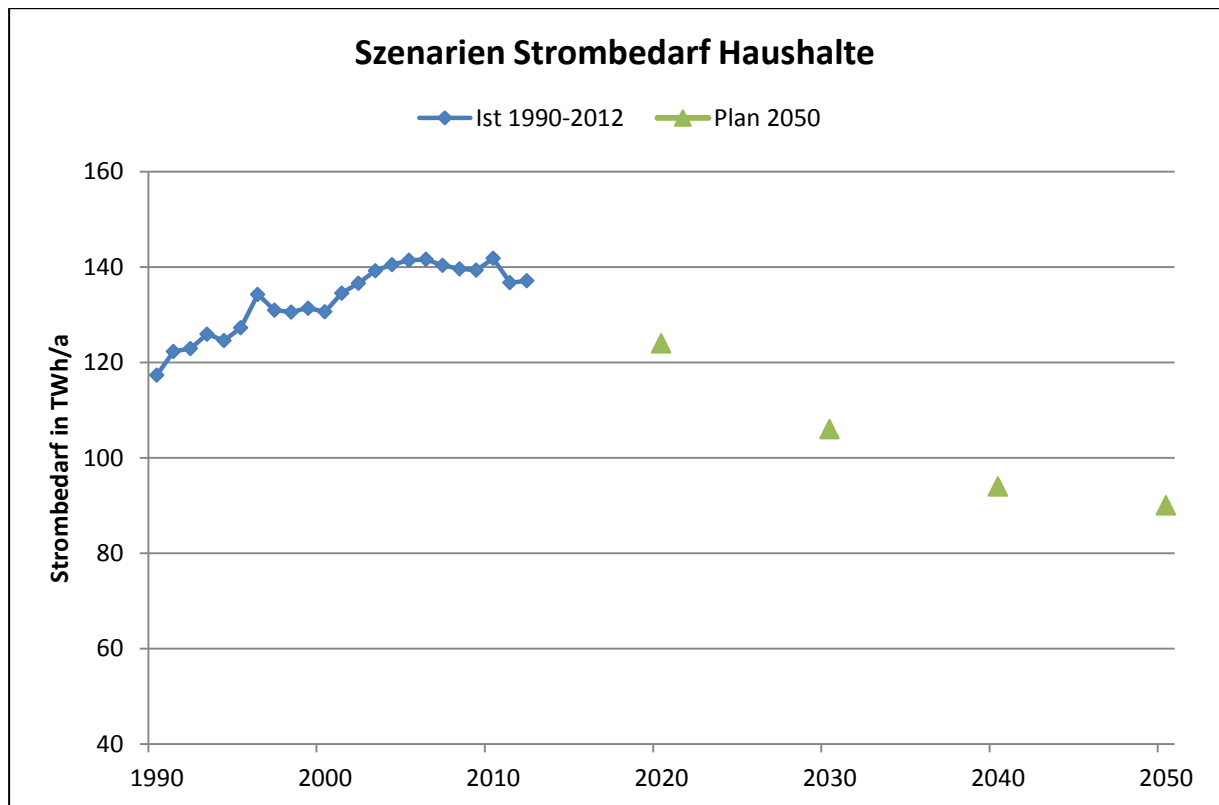


Abbildung 13: Strombedarf der Haushalte und Entwicklung bis 2050 im Greenpeace-Szenario

Bemerkenswert ist, dass etwa die Hälfte des verbrauchten Stroms für Wärmeanwendungen, (in erster Linie Prozesswärme wie Waschmaschine, Backofen etc.) genutzt wird. Dabei hat sich der Einsatz für die Raumheizung im Zeitraum zwischen 2008 und 2012 durch den zunehmenden Ersatz von Nachtspeicherheizungen von 12,0 auf 6,4 % nahezu halbiert. Der Stromeinsatz für Warmwasser und Prozesswärme sowie Kälteanwendungen ist jedoch weiter steigend.

Stromanwendungen	Wärme	Kälte	Antriebe	IKT	Licht
Haushalte	48,8 %	21,2 %	2,5	18,0	9,4

Tabelle 8: Anwendungsstruktur des Stromverbrauchs (Haushalte) im Jahr 2012

Bei einer konsequenten Erschließung der vorhandenen Potenziale zur Stromeinsparung erscheint ein Zielwert von rd. 90 TWh im Jahr 2050 erreichbar. Dies entspricht einer rechnerischen Minderung gegenüber 2012 von etwa 34 %.

Strombedarf in TWh/a	2012	2020	2030	2040	2050
Haushalte	137	124	106	94	90
Minderung gegenüber 2012		-9 %	-23 %	-31 %	-34 %

Tabelle 9: Entwicklung des Strombedarfs im Sektor Haushalte bis 2050 im Greenpeace-Szenario

#### 4.4.4 Wärmebedarf des Sektors Haushalte

Gegenüber dem Jahr 1990 ist der (nicht temperaturbereinigte) Verbrauch an Brennstoffen und Fernwärme im Sektor Haushalte im Jahr 2012 in etwa auf dem gleichen Niveau von etwa 540 TWh verblieben. Allerdings war in den ersten zehn Jahren zwischen 1990 und 2000 ein starker Anstieg des Wärmeverbrauchs zu verzeichnen, der in den letzten Jahren in etwa wieder um den gleichen Beitrag reduziert werden konnte.

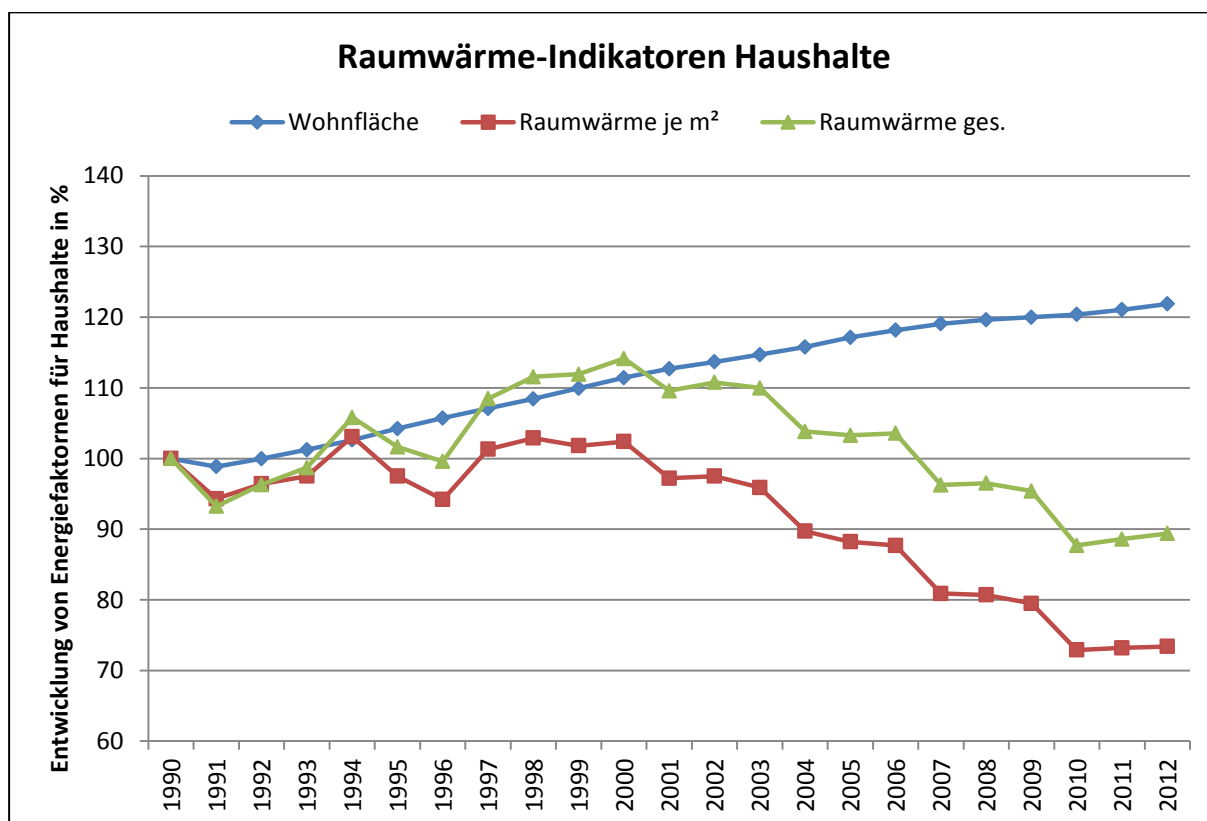


Abbildung 14: Energiefaktoren im Sektor Haushalte: Entwicklung der Wohnfläche, Energieverbrauch Raumwärme je m<sup>2</sup> Wohnfläche (temperaturbereinigt), Energieverbrauch Raumwärme Haushalte gesamt ( (7) , eigene Berechnungen).

Die spezifischen Wärmebedarfe je m<sup>2</sup> Wohnfläche konnten durch energetische Gebäudesanierung und energieeffiziente Neubauten in den letzten 20 Jahren um etwa 27 % gesenkt werden. Diese positive Entwicklung wurde jedoch durch einen Zuwachs der Wohnfläche um etwa 22 % im gleichen Zeitraum teilweise kompensiert. Im Ergebnis hat sich damit der tem-



peraturbereinigte Raumwärme-Energieverbrauch im Sektor Haushalte gegenüber 1990 um etwa 11 % verringert.

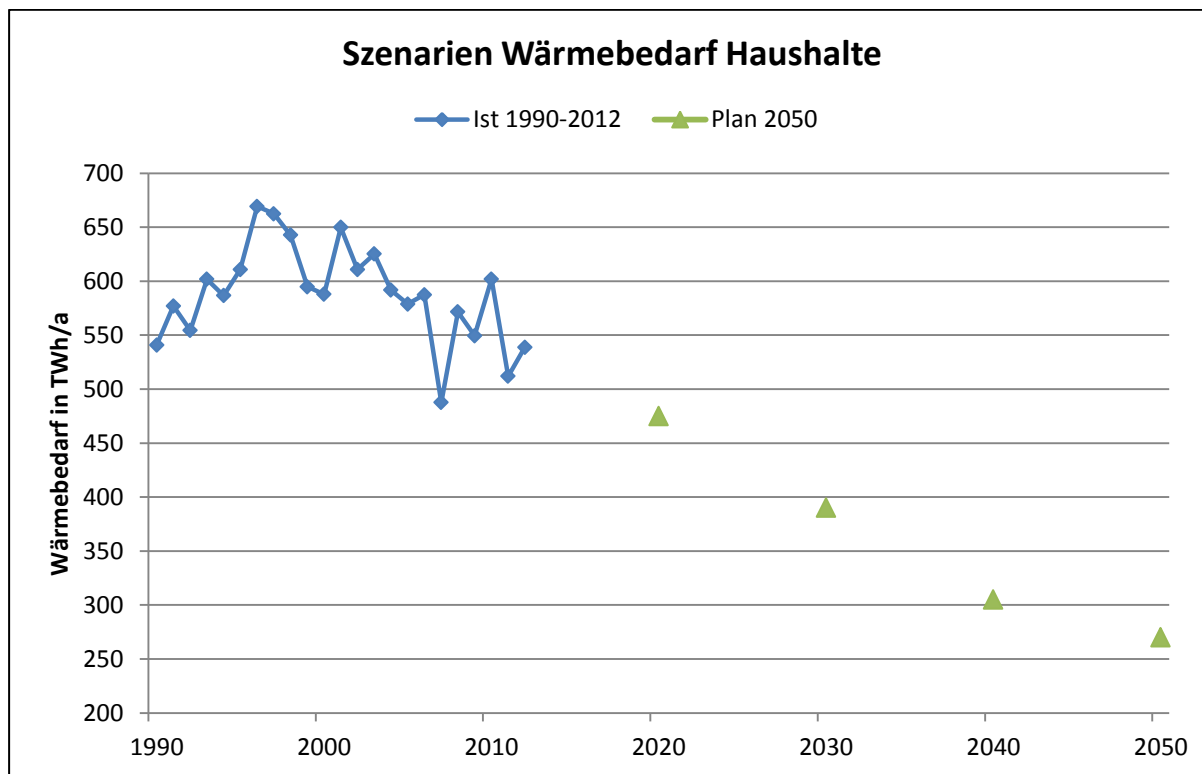


Abbildung 15: Wärmebedarf des Sektors Haushalte und Entwicklung bis 2050 im Greenpeace-Szenario

Die energetische Modernisierung des Wohngebäudebestands spielt in den meisten vorliegenden Energieszenarien eine zentrale Rolle. In dem ausgesprochen ambitionierten Szenario des Umweltbundesamtes „Energieziel 2050“ (16) aus dem Jahr 2010 wird davon ausgegangen, dass der Raumwärmebedarf der Gebäude von heute ca. 530 TWh auf rd. 30 TWh in 2050 gesenkt werden kann – also um etwa 95 %.

Derzeit spricht jedoch sehr wenig dafür, dass diese Entwicklung tatsächlich eintreten könnte. Weder ist eine entsprechende Verschärfung des Ordnungsrechts in Sicht, noch werden die finanziellen Mittel aus den öffentlichen Haushalten ausreichen, um über Förderprogramm eine derartige Steigerung der Sanierungstätigkeit anzustoßen.

Auch das im Energiekonzept der Bundesregierung fixierte Einsparziel von 20 % im Jahre 2020 gegenüber dem Jahr 2008 auf einen Wert von rd. 445 TWh stellt eine erhebliche Herausforderung dar. Dies wäre nur theoretisch erreichbar bei einer Ausweitung der energetischen Modernisierungsrate von heute etwa 0,8 % auf einen Wert von etwa 3,3 %. Bei einem Fortschreiben der bisherigen Entwicklung (Trendszenario) läge der Wert bei etwa 518 TWh.

Eine ganze Reihe neuerer Studien geht vor dem Hintergrund der realen Modernisierungstätigkeit im Gebäudebestand von erheblich geringeren Einsparquoten bei der zukünftigen Entwicklung aus.

In einer aktuellen Studie (23) des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) wird zur Erreichung der Klimaschutzziele im Wohngebäudesektor eine Halbierung des Wärmebedarfs im heutigen Wohngebäudebestand als notwendig ermittelt. Dazu müsste die Sanierungsrate im Gebäudebestand in etwa verdreifacht und gleichzeitig eine deutliche Erhöhung der Qualität der Wärmeschutzmaßnahmen realisiert werden. Unter Einbeziehung des Neubausvolumens ergibt sich damit eine erforderliche Reduzierung des gesamten Wohngebäude-Wärmebedarfs im Jahr 2050 gegenüber heute um etwa 50 %.

Das Fraunhofer-Institut ISE kommt in seinen Szenarien für eine vollständige Versorgung aller Sektoren aus erneuerbaren Energien (24), (25) zu dem Ergebnis, dass die volkswirtschaftlich kostengünstigste Variante unter der Randbedingung einer 80 %-igen CO<sub>2</sub>-Reduktion bei einer Einsparung im Heizenergiebedarf des gesamten Gebäudesektors im Jahr 2050 von etwa 40 % gegenüber dem heutigen Stand liegt. Unter der Voraussetzung höherer CO<sub>2</sub>-Einsparziele und einer Kostensenkung der energetischen Gebäudesanierung sind auch höhere Einsparquoten erzielbar. Die Studie geht dabei von einem dynamischen Ausbau der Windkraft und der Photovoltaik aus, die verstärkt von Wärmepumpen genutzt werden.

Die im Mai 2013 veröffentlichte Hauswärmestudie (26) der Shell Deutschland und des BDH (Bundesindustrieverband Deutschland Haus-, Energie- und Umwelttechnik e.V.) geht in ihrem Trend-Szenario bei einem Fortschreiben der bisherigen Entwicklung von einem Wert von 440 TWh/a in 2030 aus. Bei einer gegenüber dem Trend verstärkten Heizungs- und Gebäudesanierung wird ein Zielwert von 400 TWh für das Jahr 2030 als möglich erachtet.

Bei einer konsequenten Ausnutzung der vorhandenen Effizienzpotenziale sollte eine Einsparung im Jahr 2050 von 50 % gegenüber dem heutigen Stand möglich sein. Dabei ist davon auszugehen, dass die Einsparquoten nicht linear verlaufen, sondern im weiteren Verlauf sich langfristig degressiv verhalten. Dies kann jedoch durch den zunehmenden Einsatz erneuerbarer Energien kompensiert werden.

Wärmebedarf in TWh/a	2012	2020	2030	2040	2050
Haushalte	539	475	390	305	270
Minderung gegenüber 2012		-12 %	-28 %	-43 %	-50 %

Tabelle 10: Entwicklung des Wärmebedarfs im Sektor Haushalte bis 2050 im Greenpeace-Szenario

## 5 Erneuerbare Energien

### 5.1 Strom

#### 5.1.1 Bisherige Entwicklung

In 2013 wurden 152 TWh erneuerbare Energien erzeugt (27). Der Anteil am Bruttostromverbrauch beträgt damit 25,3 %.

Die jeweiligen Technologien sind an diesem Wachstum jedoch recht unterschiedlich beteiligt. Während sich Onshore-Windkraft, Photovoltaik und Bioenergien dynamisch entwickeln, gibt es bei der Offshore-Windkraft erst seit 2010 einen messbaren Beitrag zu verzeichnen, der 2013 auf einen bescheidenen Beitrag von knapp 0,9 TWh gestiegen ist. Die geothermische Stromerzeugung spielt mit rund 0,025 TWh im Jahr 2012 keine auffällige Rolle. Die Wasserkraft stagniert weiterhin.

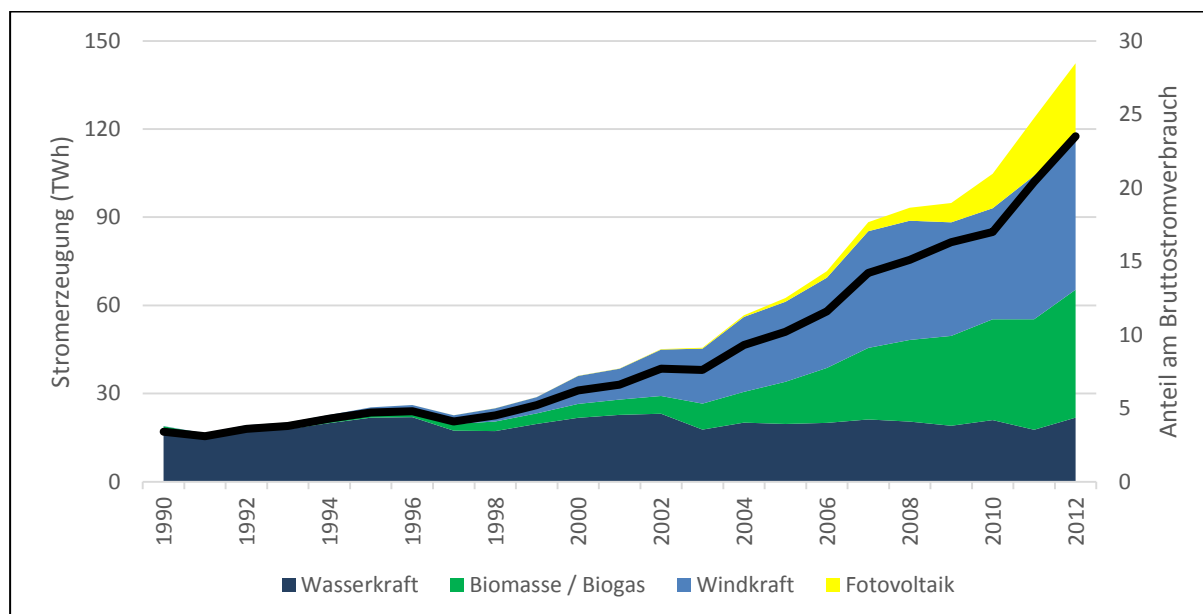


Abbildung 16: Entwicklung EE-Stromerzeugung und deren Anteil am Bruttostromverbrauch in Deutschland in TWh/a (27) (28)

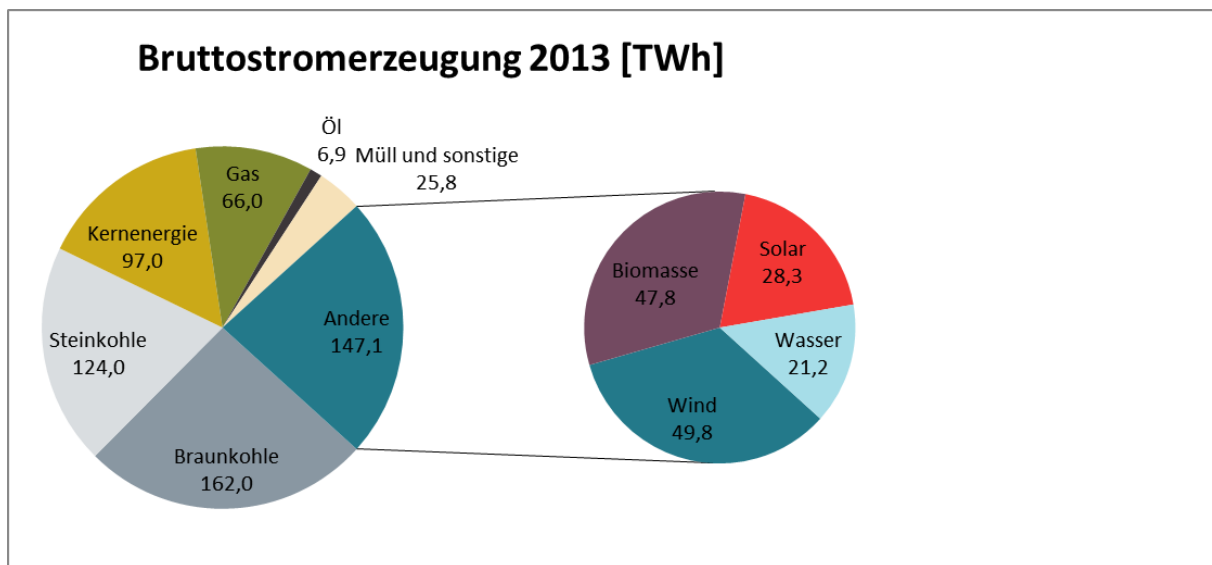


Abbildung 17: Bruttostromerzeugung in 2013 (27) (28)

### 5.1.2 Windkraft Onshore

Die Windkraft im Binnenland hat im Jahr 2012 rund 50 TWh Strom geliefert. Für 2013 ist von der AGEb trotz gestiegener installierter Leistung ein ähnlicher Wert vorläufig festgestellt worden (28) (27) Das entspricht mehr als des fünffachen Wertes aus dem Jahr 2000 (9,5 TWh). Onshore-Windkraft deckte damit in 2013 ca. 7,9 % des gesamten Strombedarfs.

Für die Abschätzung des Potenzials von Windkraft im Binnenland legen wir folgende erwarteten Entwicklungen zugrunde:

- **Schwachwindstandorte** mit derzeit unter 1.800 Volllaststunden können dank stetig zunehmender bestrichener Rotorfläche deutlich höherer Leistung und optimierter Kennlinien der Maschinen sowie zunehmender Nabenhöhe ertragreicher genutzt werden als dies bisher angenommen wurde. Die Hersteller bieten heute bereits auf Schwachwindstandorte optimierte 3 MW-Maschinen an.
- Mit der zunehmenden Beherrschung **hoher Nabenhöhen** (120 Meter und höher) entsteht ein zusätzliches Potenzial für den Ertrag pro MW. Die Angaben schwanken zwischen 0,5-1,0 % zusätzlichem Ertrag je zusätzlichem Höhenmeter. Mit steigender Nabenhöhe nehmen auch die Einflüsse der Rauigkeit ab, d. h. die Anlagen werden unabhängiger von ihrer unmittelbaren „Umgebung“. In diesem Zusammenhang sehen wir auch das Potenzial von Windkraft im Wald unabhängig von den naturschutzrelevanten Aspekten aus wirtschaftlichen Gründen nur für erschließbar, wenn es sich um sehr hohe Nabenhöhen handelt, die der Rauigkeit durch den Wald quasi „entwachsen“ können.
- Die durchschnittliche **Anlagenleistung** ist in den letzten Jahren deutlich gestiegen. Sie liegt heute bei neu installierten Anlagen bei 2,5 MW (29). Es stehen Maschinen mit 6 und 7,5 MW zur Verfügung, was vor allem beim Repowering zu einer Leistungssteigerung führen dürfte. Eine vorläufige Limitierung der Anlagengröße kann bei ca. 9 MW unterstellt werden, da die Maschinen so schwer und groß werden würden, dass Transport und Errichtung nicht mehr ohne enorme Zusatzkosten erfolgen könnten. Allerdings dürften für den Leistungsbereich jenseits der 10 MW

neue Montagekonzepte entwickelt werden, die einen Aufbau wirtschaftlich werden lassen.

- Das Potenzial für Repowering wird als groß eingeschätzt. Das DEWI geht von einem Faktor 3 aus, um den der Ertrag pro repowerteter Fläche eines Windparks erhöht werden kann (30). Diesbezüglich muss bedacht werden, dass nach einer Betriebsdauer von in der Regel 20-25 Jahren die Standorte nicht zwangsläufig repowert werden. Das erforderliche, neue Genehmigungsverfahren kann auch negativ ausgehen, so dass das theoretische technische Potenzial nicht dem tatsächlichen entsprechen muss.
- Ein für die Szenarienberechnung wichtiger Aspekt ist die getroffene **Annahme der Volllaststunden**. Durch die oben bereits skizzierten Trends bei der technischen Optimierung sowohl bei der Leistung, der Kennlinie als auch bei den Rotorflächen kann langfristig von einer höheren Volllaststundenzahl als bisher ausgegangen werden. Die Prognose über die durchschnittlichen Volllaststunden steht methodisch auf etwas unsicherem Fundament, da für Durchschnittswerte sowohl bei Stark- als auch Schwachwindstandorten verschiedene Nabenhöhen angenommen werden müssen.
- So geht das Fraunhofer IWES (im Auftrag des UBA (16)) von einem zukünftigen Mittelwert von 2.440 Volllaststunden für Onshore-Windanlagen aus, was im Vergleich zu den derzeitigen 1.700 Stunden eine enorme Steigerung von ca. 43 % darstellen würde.

Das Fraunhofer ISE geht bei seiner Prognose der Stromgestehungskosten von Spannweiten zwischen 1.300 bis 2.700 Volllaststunden für Onshore-Windstandorte aus, woraus nicht ersichtlich wird, ob sich der Durchschnitt in Zukunft erhöhen wird (24). Die Übertragungsnetzbetreiber liegen im Netzentwicklungsplan 2012 mit ihren Annahmen knapp über 2.000 durchschnittlichen Volllaststunden.

Im Lichte der o. g. Abschätzungen legen wir für das vorliegende Szenario einen Wert von 2.000 Volllaststunden ab 2030 und 2.200 Stunden ab 2040 an (31).

Schwer abzuschätzen sind die Potenziale von Kleinwindanlagen (< 200 m<sup>2</sup> Rotorfläche). Auf deren jüngste technische und preisliche Fortschritte sei jedoch an dieser Stelle ausdrücklich hingewiesen. Nicht auszuschließen ist eine erhebliche Zunahme kleiner Windanlagen, vor allem, wenn sich diese in Eigenstrommodellen in windreichen Gegenden rechnen sollten.

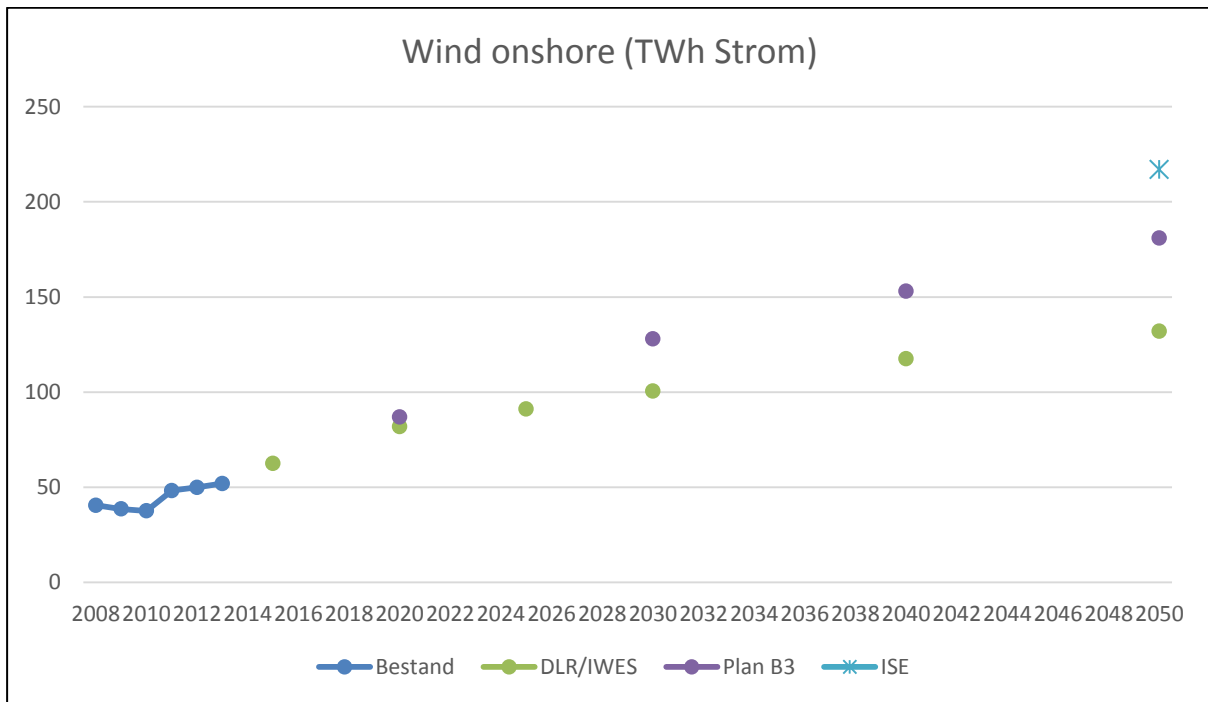


Abbildung 18: Wind-Onshore Stromerzeugung

in TWh/a	2013	2020	2030	2040	2050
	52	87	128	153	181

Tabelle 11: Wind-Onshore Stromerzeugung

Es wird davon ausgegangen, dass Onshore Windkraft auch unter Beachtung von Naturschutz und Landschaftsbild die tragende Säule einer 100 % Versorgung aus erneuerbaren Energien sein wird. Sie hat zudem das Potenzial, in einem Maße speicherbare Überschüsse zu produzieren, die in mehrtägigen Schwachwindphasen und Flaute die Versorgungssicherheit sicherstellen helfen. Voraussetzung hierfür wäre der Aufbau einer entsprechenden Speicherinfrastruktur.

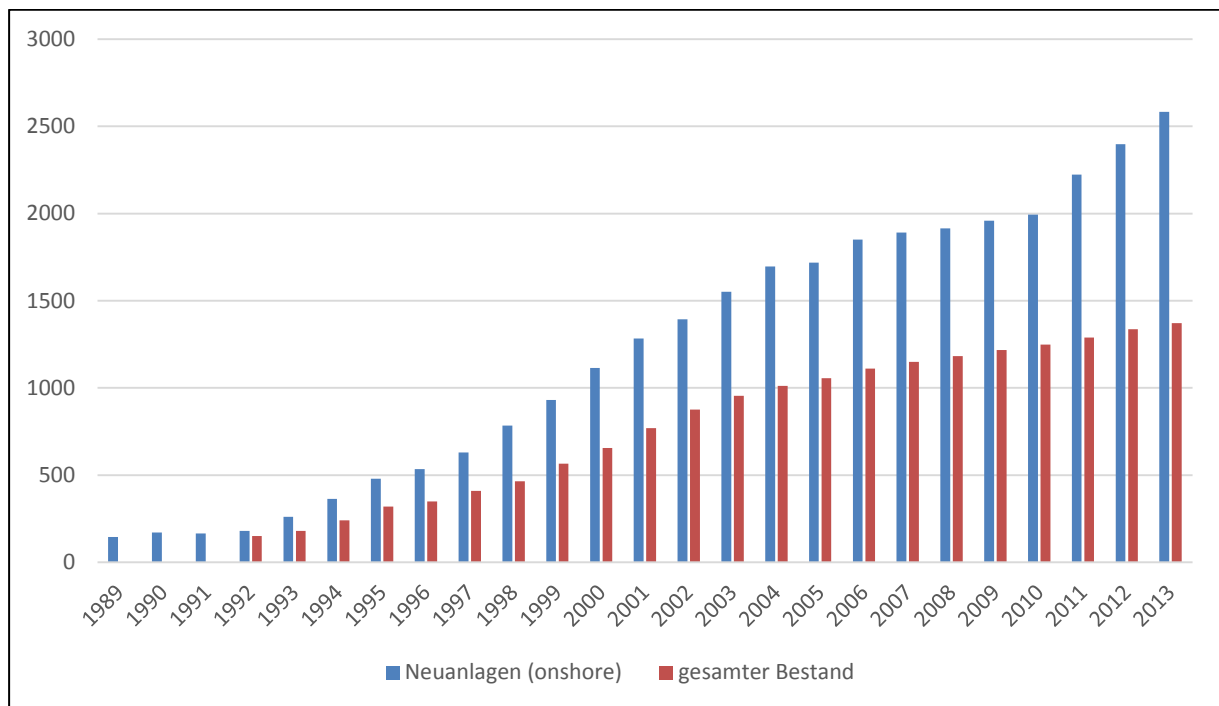


Abbildung 19: Durchschnittliche installierte Nennleistung in kW der Windenergieanlagen in Deutschland

### 5.1.3 Windkraft Offshore

Die Entwicklung der installierten Leistung an Offshore-Windkraft bleibt derzeit hinter den Erwartungen zurück. Im Jahre 2009 wurde erstmals Strom aus Offshore-Windanlagen eingespeist, in 2012 waren es erst 722 MWh. Ende 2013 befanden sich rund 2,3 GW Offshore-Windanlagen in Bau (32). Viele weitere Parks sind genehmigt, jedoch steht für einige noch eine geschlossene Finanzierung aus und somit auch eine finale Entscheidung über deren Errichtung, was die Ausbauprognose für Offshore-Wind erschwert.

Der aktuelle Fortschritt macht deutlich, dass bis zum Jahre 2020 mit nicht mehr als 6,5 GW in Betrieb genommenen Anlagen zu rechnen ist. Insofern ist die mit dem EEG 2014 beschlossene Begrenzung des Offshore-Ausbaus bis 2020 auf 6,5 GW lediglich eine Anpassung an die Realität.

Es ist davon auszugehen, dass in diesem Technologiebereich die Produktivität durch Lerneffekte noch deutlich gesteigert werden kann, mithin die Errichtungszeit vor allem der Fundamente verkürzt werden kann. Fichtner/Prognos (2103) halten ein Kostensenkungspotenzial um ein Drittel in 10 Jahren für möglich (33). Derzeit kann eine Fortführung des Ausbaus mit stetigen Steigerungsraten nach 2020 für realistisch angesehen werden, sofern die Finanzierung gesichert ist. Wir gehen im vorliegenden Szenario von 1,5-2 GW pro Jahr ab 2020 aus.

Wie schon bei den Onshore-Windanlagen angesprochen, ist die Annahme über die zukünftigen Vollaststunden ausschlaggebend für den zukünftigen Beitrag zur Bruttostromversorgung. Für die Nordsee scheinen sich Werte über 4.000 Stunden zu realisieren. Die Übertragungsnetzbetreiber gehen im Netzentwicklungsplan 2013 von über 4.000 Stunden aus. Erfahrungswerte liegen für den Windpark Alpha Ventus (2011 – 4.450; 2012 – 4463 Stunden) (34) und für den Windpark Horns Rev II (2012 – 4.555 Stunden) vor.

Die Ostsee wurde bisher mit deutlich unter 4.000 Stunden pro Jahr einbezogen. Hier ist die Datenlage schwieriger, jedoch sind einzelne Werte bekannt (wie z. B. vom Windpark Baltic 1: ca. 4.600 Stunden in 2012). Diese lassen unter konservativer Annahme, ebenso wie in der Nordsee, einen Durchschnitt (zumal für zukünftige Anlagen) in Höhe von 4.000 Stunden zulässig erscheinen.

Die Entwicklung hin zu größeren Anlagen erscheint derzeit im Offshore-Segment deutlich unsicherer zu verlaufen als im Onshore-Segment. Derzeit zielen die Hersteller auf eine möglichst weitreichende Absolvierung des Produktlebenszyklus der bisher entwickelten und produzierten Anlagenmodelle ab, die zwischen 3 und 6 MW liegen. Das bedeutet, dass die derzeit entwickelten und angebotenen Anlagenklassen zunächst ihr Geld verdienen sollen, bevor neue Größenklassen angeboten werden. Wir gehen im vorliegenden Szenario jedoch von einem funktionierenden Wettbewerb aus und unterstellen ab 2020 einen zunehmenden Einsatz von Maschinen der 7-9 MW-Klasse.

Zusammenfassend können für den Offshore-Bereich Zunahmen von 1,5 -2 GW pro Jahr (Basis: 6,5 GW in 2020) als technisch machbar angenommen werden. Das entspräche einem Bestand zu Ende 2030 zwischen 21,5 und 25,5 GW. Ab 2030 kann theoretisch mit einem weiteren Wachstum in dieser Größenordnung und sogar eventuell mit ersten Repowering-Projekten kalkuliert werden. Jedoch bleibt die Frage noch unbeantwortet, welche potenziellen Kapazitäten durch Restriktionen des Naturschutzes, der Sicherheit der Schifffahrt und der Netzkapazitäten begrenzt werden.

Bei eher konservativer Abschätzung der Volllaststunden (bis 2039 bei 4.000, ab 2040 4100 Volllaststunden) und unter Reflektion des oben ausgeführten Ausbaupfads legen wir für das vorliegende Szenario folgende Entwicklung der Offshore-Windkraft zu Grunde.

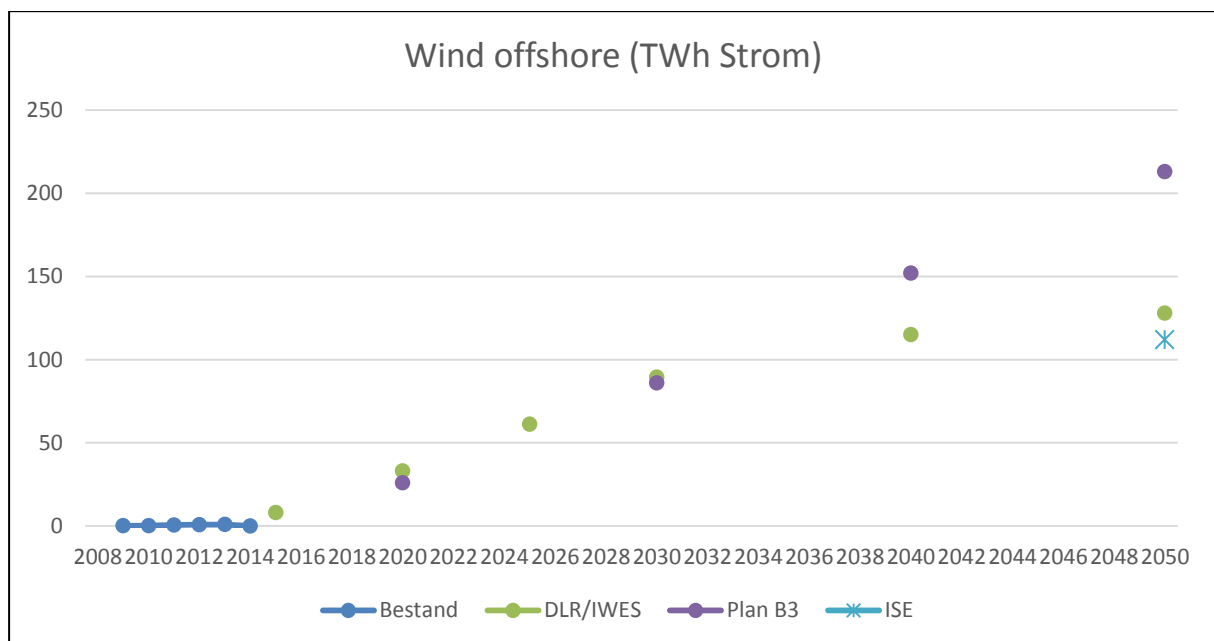


Abbildung 20: Wind-Offshore Stromerzeugung



in TWh/a	2013	2020	2030	2040	2050
	0,9	26	86	152	213

Tabelle 12: Wind-Offshore Stromerzeugung

### 5.1.4 Photovoltaik

Die Photovoltaik (PV) ist die Technologie der erneuerbaren Energien, die sowohl im nationalen Bezug als auch im europäischen wie internationalen Kontext stets die Ausbauprognosen übertroffen hat. Im Jahr 2013 stammen bereits 4,5 % des verbrauchten Stroms aus Photovoltaikanlagen. Mit 28 TWh hat sie die Wasserkraft in der Menge des erzeugten Stromes überholt (21 TWh) (27).

Drei wesentliche Entwicklungen werden den Ausbau der Photovoltaik beeinflussen:

- Senkung der Herstellkosten
- Der Einsatz als Eigenverbraucheranlagen
- sowie die Entwicklung der Wirkungsgrade und damit die Steigerung der Flächeneffizienz.

Die Produktionskosten von Photovoltaikmodulen unterliegen einem klassischen Lernkurveneffekt, d. h. mit der Verdoppelung der Produktion sinken die Kosten um ca. 20-30 %.

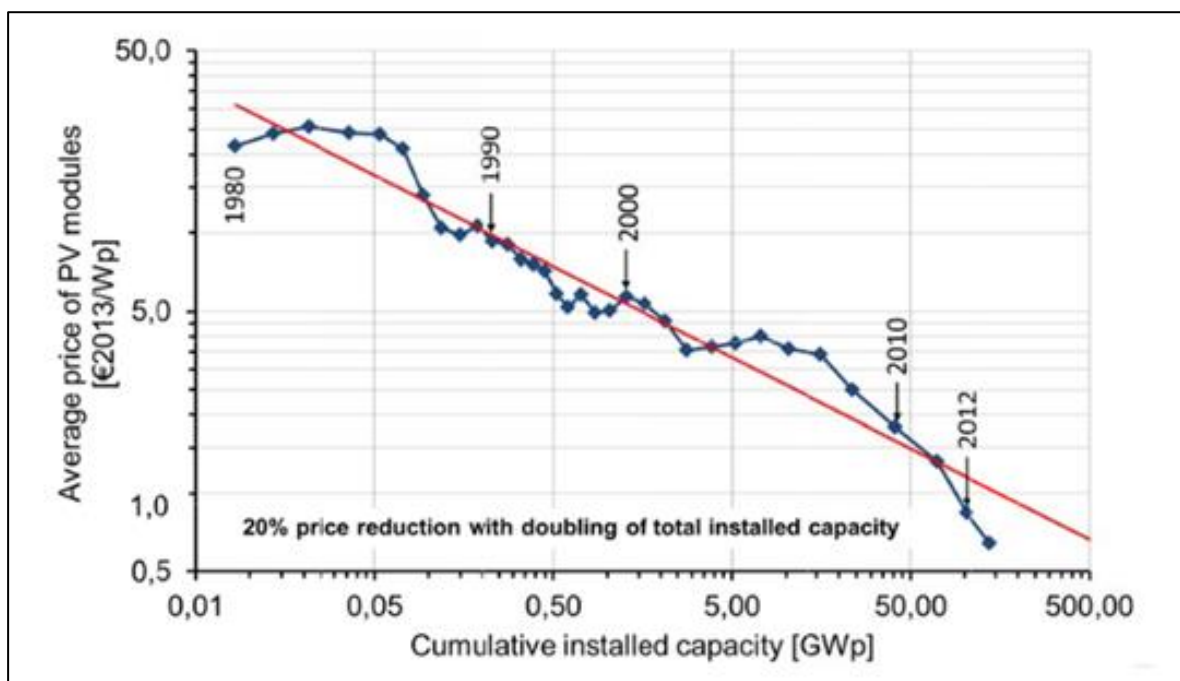


Abbildung 21: Historische Entwicklung der Preise für PV-Module (PSE AG/Fraunhofer ISE, Datenquelle: Strategies Unlimited/Navigant Consulting/EuPD). Die Gerade zeigt den Trend der Preisentwicklung.

Obige Abbildung aus Fraunhofer ISE (2014, Seite 8) (35) zeigt die Trendkurve der Preisentwicklung. Mit dem weiteren Absinken der Kosten werden auch die durchschnittlichen Marktpreise nachgeben. Somit wird die PV zunehmend für Standorte mit bisher nicht ausreichenden

der Sonneneinstrahlung attraktiv sowie für den Einsatz in Eigenversorgungsmodellen. Das EEG 2012 vergütet im Jahre 2014 PV zwischen 9 und 13 ct/kWh. Mit dem EEG 2014 wird die Vergütung bei Erreichen der Zielausbaumenge weiter absinken. Damit verliert zunehmend die Vergütungshöhe an Relevanz für den Ausbau der PV. Vielmehr wird für Investoren der Vergleich mit Kraftwerken anderer Erzeugungsarten relevant und für Verbraucher die sogenannte Grid-Parity, bei der die Eigenerzeugung (und evtl. Speicherung) günstiger ausfällt als der Strombezug aus dem Netz.

Bei der Potenzialbetrachtung der Photovoltaik muss zwischen netzgekoppelten und Eigenverbrauchsanlagen unterschieden werden. Für die netzgekoppelten PV-Anlagen wird das Ausbaupotenzial unterschiedlich diskutiert, aber aus systemtechnischer Sicht wegen der Dargebotsabhängigkeit für endlich gehalten. Die Nachfrage nach Photovoltaik in Eigenversorgungsmodellen in den kommenden Jahren ist von den gesetzlichen Bedingungen abhängig. Deshalb bleibt eine Annahme über die Höhe der Grid-Parity vage, da nicht klar ist, in welcher Höhe sich Eigenversorger zukünftig an den Netzkosten und ggfs. über die jüngst beschlossene Belastung mit der EEG-Umlage hinaus beteiligen müssen. Deutlich wird jedoch bereits heute, dass Photovoltaik das Potenzial für eine sich selbstverstärkende Dynamik hat, wenn sie in einfacher und kostengünstiger Form von Privatpersonen und Gewerbetreibenden zu beschaffen und zu installieren sind. Die Entwicklungen gehen zielorientiert in Richtung „Endkundenfähigkeit“ und einer „Veralltäglichung“ des Einsatzes von Solarmodulen.

Weiterhin wird mit einer zukünftigen Steigerung des Wirkungsgrades zu rechnen sein, weil dies für die Hersteller zukünftig der entscheidende Wettbewerbsvorteil sein wird. Im Labor werden heute bereits 40 % Wirkungsgrad erreicht. Die meisten anderen Wettbewerbsfaktoren sind bis auf die Arbeitskosten angesichts der technisch angeglichenen Produktionsweise und des Globalisierungsgrades des Marktes weitgehend angeglichen. Das wird das Streben nach höheren Wirkungsgraden fördern. Das IWES geht von einem zukünftigen mittleren Wirkungsgrad für neue Module von 20 % aus (36).

Das Potenzial der Photovoltaik wird je nach Untersuchung differenziert berechnet, wobei sich in den unterschiedlichen Potenzialen die jeweils angenommen Wirkungsgrade zwischen 8 und 20 % ausdrücken (36). (vgl. IWES 2012):

- Dachflächen 96 - 240 GW<sub>el</sub>
- Fassadenflächen 19 - 47 GW<sub>el</sub>
- Versiegelte Flächen 54 - 134 GW<sub>el</sub>
- Flächen entlang von Schienenwegen 45 - 111 GW<sub>el</sub>
- Flächen entlang von Autobahnen 15 – 37 GW<sub>el</sub>
- Gesamt 229 - 569 GW<sub>el</sub>

Diese Potenzialabschätzung schließt alle Freiflächen aus, die nicht nach derzeitigem EEG vergütungsfähig wären. Schränkt man die Potenzialkategorien weiter ein, z. B. um die Flächen entlang der Autobahnen und Schienenwege, verbleibt eine Spannweite von 169 -421 GW<sub>el</sub>. Kürzt man dieses Potenzial weiter ein um Fassadenflächen, weil diese absehbar deutlich teurer sein werden als optimal ausgerichtete Module, verbleibt ein für das vorliegende

Szenario angenommener Potenzial-Korridor von 150- 374 GW<sub>el</sub>, was der Summe aus Dachflächen und versiegelten Flächen entspricht.

Von den hier zur Nutzung von Photovoltaik vorgesehenen Flächen müssen diejenigen abgezogen werden, die zur Nutzung solarer Wärme genutzt werden sollen. Es entsteht eventuell im Stromsektor ein wichtiger Spielraum durch Steuerung des Verhältnis „PV“ zu „Windkraft“, um ausreichend Flächen für solare Wärmeerzeugung zu sichern.

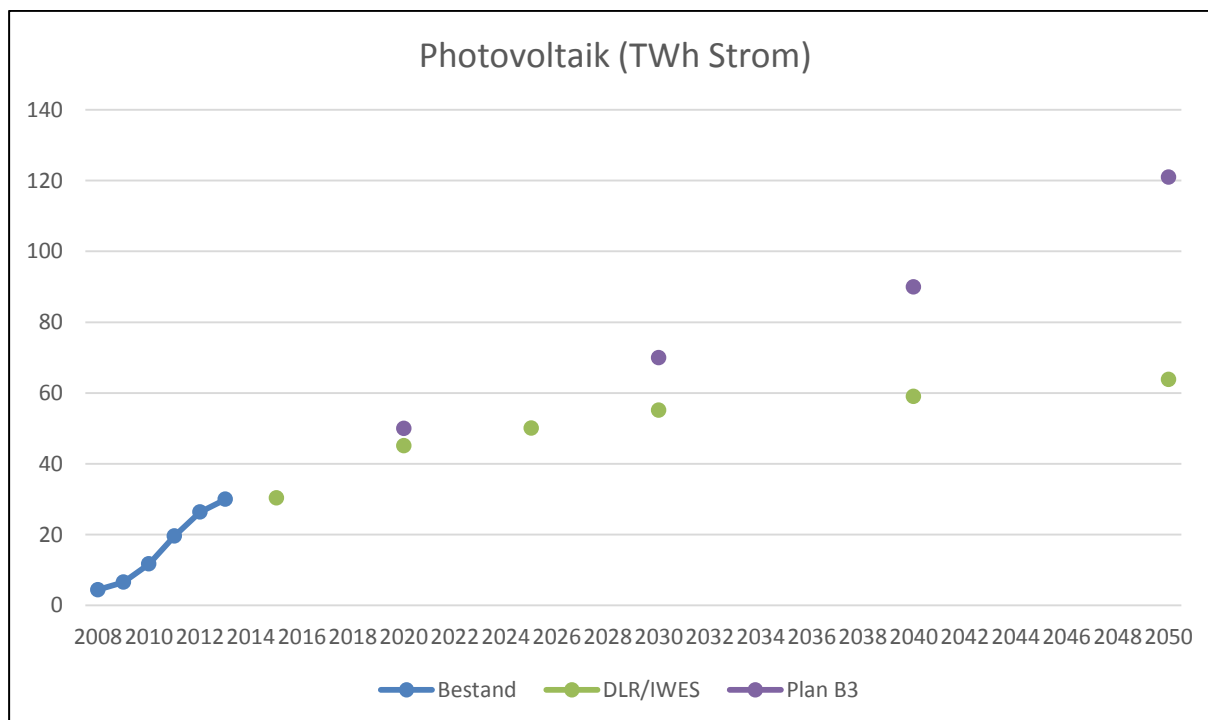


Abbildung 22: Photovoltaik Stromerzeugung

in TWh/a	2013	2020	2030	2040	2050
	30	50	70	90	110

Tabelle 13: Photovoltaik Stromerzeugung

### 5.1.5 Biomasse/Biogas

Die Nutzung von Bioenergie ist ökologischen und ethischen Restriktionen unterworfen, die inzwischen von den meisten Akteuren im Grundsatz anerkannt werden. Über den Grad der ökologischen Auswirkungen und das realisierbare Potenzial der Bioenergienutzung herrscht weiterhin rege Diskussion. Ungeklärt ist vor allem die Frage, in welcher Nutzungsform die Bioenergie am effizientesten eingesetzt wird.

Greenpeace hat sich intensiv mit der Frage der ökologischen und ethischen Grenzen der Bioenergienutzung auseinandergesetzt. Im Fazit führt die Position von Greenpeace dazu, dass das Potenzial umweltverträglich zu erzeugender Bioenergie bereits heute schon mehr als ausgeschöpft ist. Eine Intensivierung des Einsatzes von Holz zur Wärmeerzeugung ist

sehr begrenzt und nur mit einer Strategie der nachhaltigen Waldnutzung sowie Restholzverwertung zu vereinbaren.

Für das hier vorliegende Szenario hat dies zur Konsequenz, dass weder im Strombereich, noch im Wärmebereich ein weiterer Anstieg der Bioenergie verfolgt wird.

Dennoch werden Biogasanlagen in einem zukünftigen Stromsystem eine wichtige Rolle aufgrund ihrer Steuerbarkeit (Speicherbarkeit des Gases) erfahren.

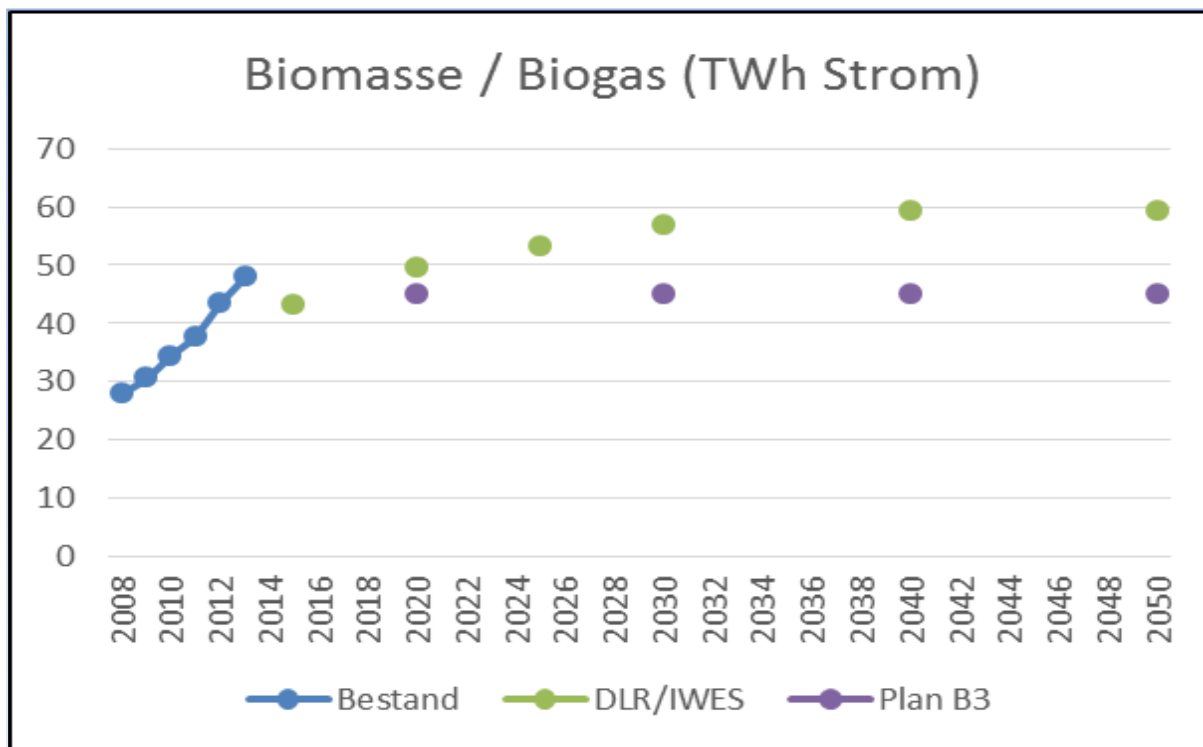


Abbildung 23: Biomasse / Biogas Stromerzeugung

in TWh/a	2013	2020	2030	2040	2050
	45	45	45	45	45

Tabelle 14: Biomasse / Biogas Stromerzeugung

### 5.1.6 Geothermie

Die Tiefen-Geothermie trägt derzeit zur Stromerzeugung nur einen sehr geringen Beitrag bei (rund 40 GWh in 2013). Damit ist sie die erneuerbare Energie mit der schwächsten Ausbaudynamik. Hauptursache dürfte der nach wie vor ungeklärte Umgang mit dem hohen Fündigkeitsrisiko sein. Zwar bieten einige Versicherer inzwischen entsprechende Policen an, jedoch verbleibt beim Investor ein nicht unerhebliches Risiko. Ein untergeordneter, aber mancherorts relevanter Faktor ist eine mangelnde Unterstützung bei den Anwohnern. Leichte und lokal begrenzte Seismizität bei einigen Bohrstätten haben zu einem Vertrauensverlust in die Geothermie geführt. Zudem wird bei den petrothermalen Verfahren zur Gewinnung der Erdwärme der Einsatz von Salz und von Bioziden kritisch betrachtet. Insofern sehen wir das

Ausbaupotenzial zunächst eher bei den hydrothermalen Vorkommen, bei denen bestehende Heißwasservorkommen erschlossen werden.

Für die Rolle der Tiefen-Geothermie in einem zukünftigen Stromsystem ist zu beachten, dass die Wirkungsgrade der geothermischen Stromerzeugung deutlich unter denen der Wärmenutzung liegen. Ob eine Anlage strom- oder wärmegeführt wird, hängt vom jeweiligen Standort ab und kann sich im Laufe der Erkundung ändern. Der höhere Wirkungsgrad für die Wärmenutzung lässt eine mehrheitlich wärmegeführte Stromerzeugung vermuten. Auf der anderen Seite ist die Wärme leichter und vor allem wesentlich günstiger zu speichern als Strom. Zudem hat sich die Flexibilität im Lastverhalten der neuen Anlagen verbessert. Zwar müssen geothermische Stromerzeugungsanlagen mindestens ihren eigenen Strombedarf erzeugen (der bis zu 25 % ausmachen kann), jedoch kann nach Expertenangaben in neuen Anlagen eine Last zwischen 25 – 100 % der installierten Leistung innerhalb von 15 Minuten abgerufen werden (37).

Zum Potenzial für die Bereitstellung von Wärme siehe Ausführungen in Kapitel 6.

Derzeit sind nach Branchenaussagen im Bereich der tiefen Geothermie (> 400m) insgesamt 26 Anlagen in Betrieb, davon 23, bei denen entweder ausschließlich Wärme oder Wärme und Strom gewonnen wird (38). (Hierbei kann festgestellt werden, dass der Output an Wärme im Verhältnis zum Strom derzeit ca. 10 zu 1 beträgt. D.h. auf eine aus der Geothermie erzeugte kWh Strom kommen 10 kWh geförderte Wärme.) Weitere rund 60 Anlagen befinden sich in Planung, darunter auch einige in der Größenordnung 8 MW<sub>el</sub>.

Im vorliegenden Szenario gehen wir bei der Nutzung zur Stromerzeugung in naher Zukunft von einer deutlich höheren Dynamik beim Zuwachs aus als bisher, jedoch langfristig angesichts der oben skizzierten Restriktionen von einer eher mäßigen Entwicklung. Wir sehen aber im Wärmebereich für die Nutzung der oberflächennahe Geothermie langfristig einen wichtigen Beitrag zur Dekarbonisierung der Energieversorgung.

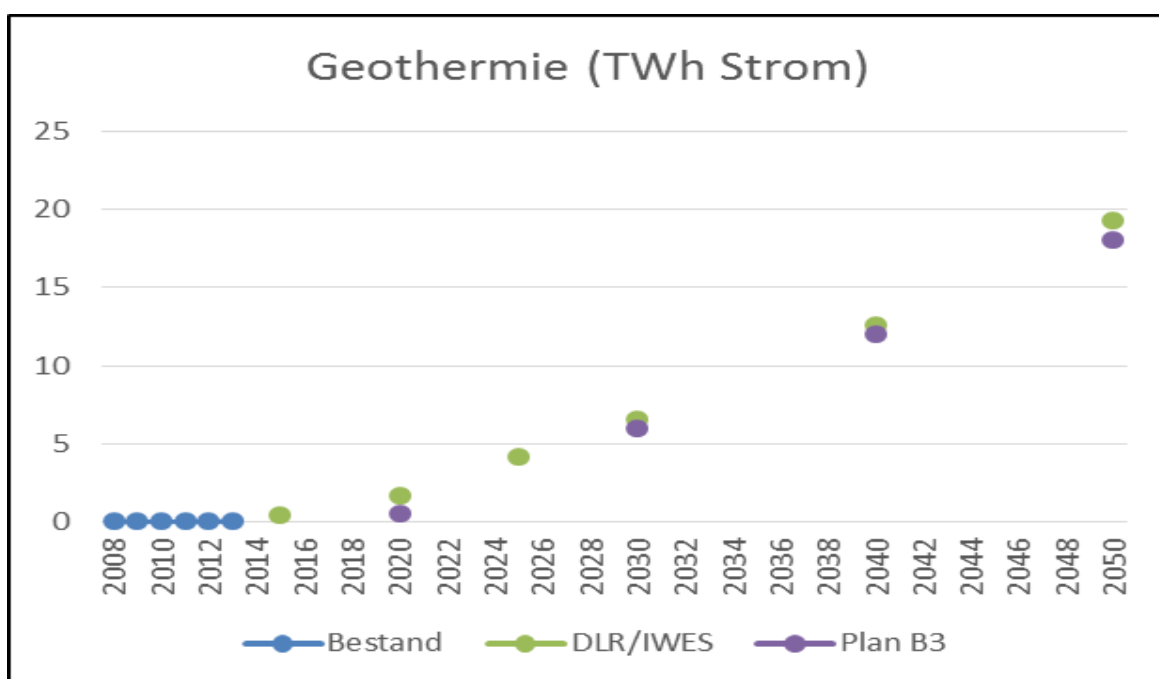


Abbildung 24: Geothermie Stromerzeugung

Geothermie in TWh/a	2013	2020	2030	2040	2050
	0,04	0,5	6	12	18

Tabelle 15: Geothermie Stromerzeugung

### 5.1.7 Wasserkraft

Die Wasserkraft liefert seit Jahren einen relativ konstanten Beitrag zur Bedarfsdeckung. Die Ausbaupotenziale sind sehr klein. Neubauten sind nur an einzelnen Standorten möglich. Bei Modernisierungen erfordern die Vorgaben der Wasserrahmenrichtlinie zwingend eine Verbesserung des Gewässerschutzes, was in der Regel zu einer Minimierung der Durchflussmenge in der Turbine führt, da mit dem Restwasser den Fischen ein natürlicher Strom über das Wehr geschaffen werden muss. Der geringere Durchfluss gleicht die Effizienzerhöhungen durch neue Turbinen etc. meistens wieder aus.

Vor allem bei Kleinwasseranlagen besteht ein hohes Konfliktpotenzial mit Naturschutzbelangen, so dass in Deutschland das Potenzial für weiteren Ausbau als nahezu nicht vorhanden beschrieben werden muss.

Fazit: Für die Wasserkraft sollte bis 2050 mit gleichbleibenden Mengen gerechnet werden.

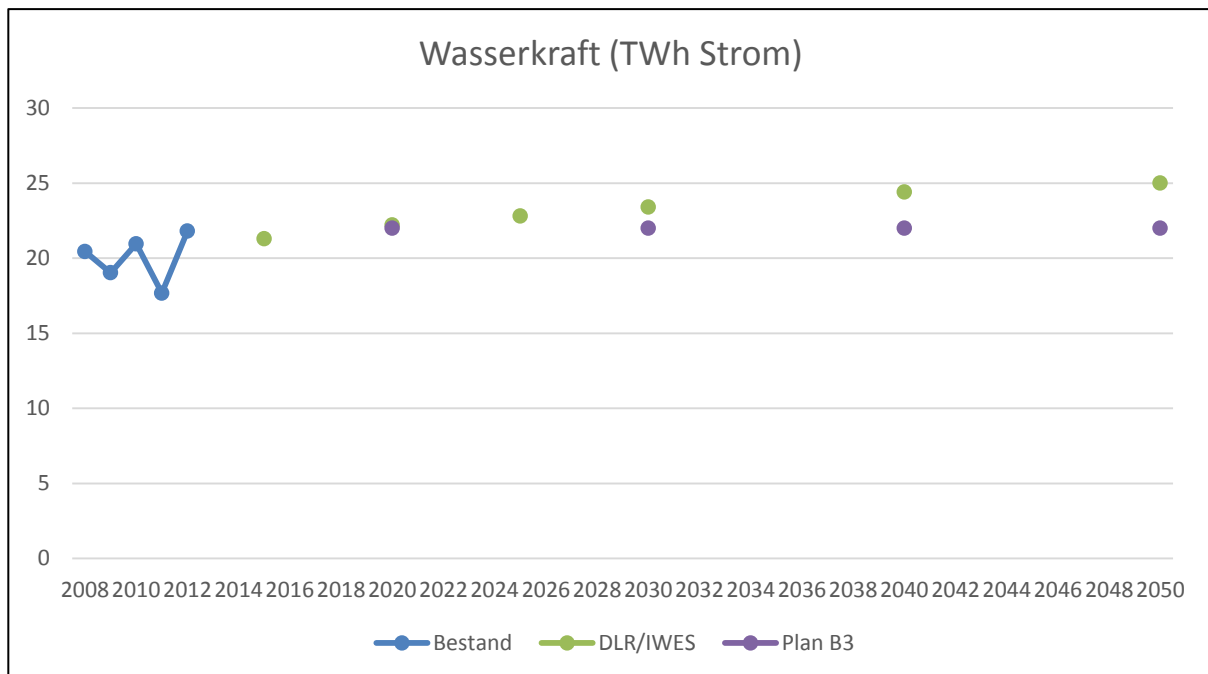


Abbildung 25: Wasserkraft Stromerzeugung

Wasserkraft in TWh/a	2013	2020	2030	2040	2050
	22	22	22	22	22

Tabelle 16: Wasserkraft Stromerzeugung

### 5.1.8 Fazit zur Potenzialanalyse Strom

Windkraft-Onshore hat erhebliche Ausbaupotenziale vor allem auch durch größere Rotorflächen und höhere Nabenhöhen. Windkraft-Offshore weist vor allem durch hohe Volllaststunden und leistungsfähigere Maschinen (> 6 MW) ein großes Potenzial für einen Beitrag zur Energieversorgung auf.

Die Photovoltaik birgt mit weiterhin sinkenden Kosten ein enormes Potenzial, wobei hier eine Unterscheidung zwischen netzgekoppelten und eigenverbrauchsbasierten Anlagen unterschieden werden sollte.

Bioenergien werden aufgrund der Position von Greenpeace e.V. zu den ökologischen und ethischen Grenzen der Bioenergie in diesem Szenario nicht weiter ausgebaut. Den Beitrag der Tiefen-Geothermie abzuschätzen, ist nicht einfach, da für viele geeignete Standorte offen ist, wie hoch der jeweilige Anteil an Wärmenutzung und Stromerzeugung ausfällt. Im Szenario wird die oberflächennahe Geothermie bei der Wärmeversorgung eine große Rolle spielen.

Die Kapazitäten der Wasserkraft werden langfristig aufgrund von Restriktionen des Naturschutzes als konstant angesehen.

Folglich basiert die hier im Szenario angesetzte Energiewende im Stromerzeugungsbereich auf Windkraft (Onshore, Offshore) und Photovoltaik. Die Ausbaupfade bergen erhebliches Potenzial an „Überproduktion“, die dann gespeichert werden kann (nachdem alle Lastmanagement-Potenziale ausgeschöpft sind). Insbesondere im Offshore-Bereich sehen wir erhebliche Ausbaupotenziale, die sich über sinkende Kosten und unter der Annahme eines Repowerings mit deutlich höheren Leistungsklassen erschließen lassen.

## 5.2 Wärme

Während im Stromsektor der Ausbau der erneuerbaren Energien dynamisch voranschreitet, fallen die Wachstumsraten im Wärmebereich deutlich moderater aus, so dass hier von keiner positiven Entwicklung gesprochen werden kann. Neben ausbleibenden Effizienzmaßnahmen im notwendigen Maße, bleibt auch der Einsatz erneuerbarer Energie hinter dessen Potenzial und dem Klimaschutz-notwendigen Maß zurück. Mit etwa 133 Mrd. kWh beträgt der Anteil der erneuerbaren Energien am Wärmemarkt etwa 9 %.

Hinzu kommt, dass der Zuwachs an erneuerbaren Energien im Wärmebereich fast ausschließlich auf Bioenergien zurückzuführen ist, deren Einsatz aus ökologischen Gründen nur sehr eingeschränkt sinnvoll erscheint. Biomasse dominiert bisher mit einem Anteil von etwa

88 % an den erneuerbaren Energien im Wärmereich. Zunehmend Bedeutung erlangen Solarthermie-Anlagen sowie Wärmepumpen.

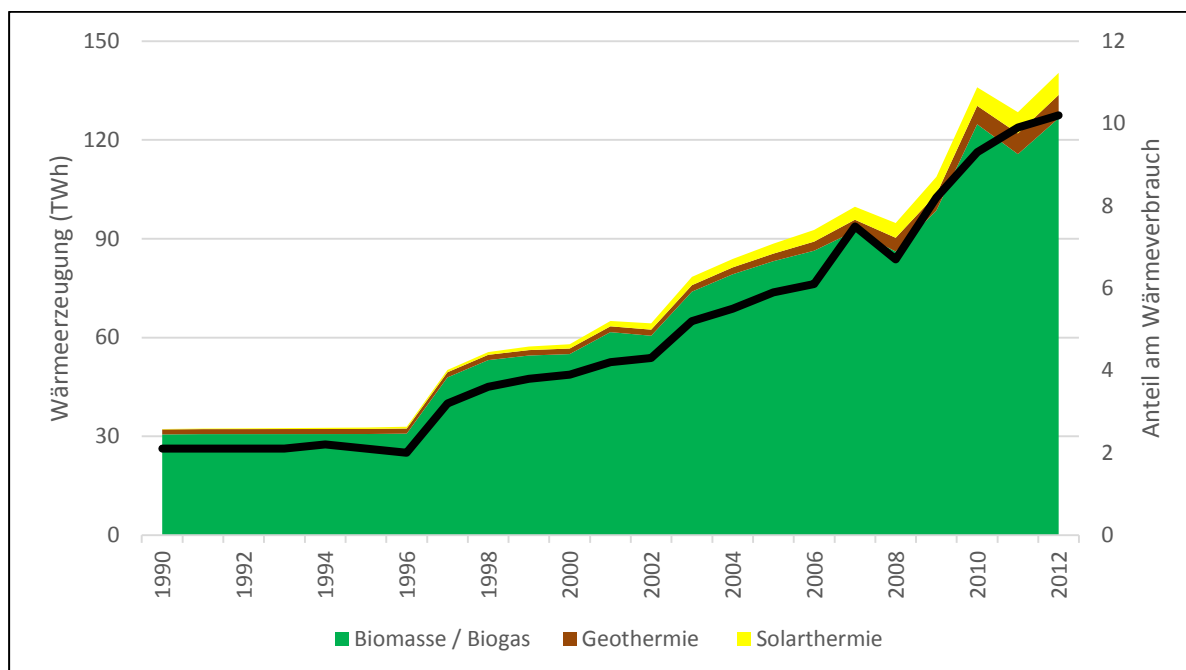


Abbildung 26: Entwicklung der Wärmeerzeugung aus EE und deren Anteil am Wärmeverbrauch in Deutschland in TWh/a (28) (27)

### 5.2.1 Solarthermie

Auch in Deutschland bietet die Solarenergie zur Wärmeengewinnung (Solarthermie) erhebliche Potenziale. Jährlich werden etwa 1.000 kWh kostenlose Sonnenenergie auf einen Quadratmeter Fläche eingestrahlt. Der mit Solaranlagen erzielbare Wärmeertrag ist pro Quadratmeter etwa 60 Mal höher als beim Anbau von Biomasse.

Die Solarthermie ist technisch ausgereift, robust und langlebig. In Deutschland sind derzeit mehr als 17,2 Mio. m<sup>2</sup> Solarkollektoranlagen mit einer Wärmeleistung von insgesamt rd. 12 GW installiert (Stand Ende 2013) und erzeugen jährlich etwa 6,8 TWh erneuerbare Wärme (39).

Der Markt für Solarthermie wächst seit 20 Jahren beständig an, jedoch bei weitem nicht in der Dynamik wie der Markt für Photovoltaik (40). Die weit überwiegende Mehrzahl der in Deutschland installierten Solarthermie-Anlagen ist auf Wohngebäuden installiert und dient der Erwärmung von Warmwasser. Im Sommerhalbjahr kann der Warmwasserbedarf dadurch weitgehend gedeckt werden. Dieses Marktsegment wächst insbesondere im Neubau weiter an. In 2012 wurde bereits etwa jede fünfte neu gebaute Wohnung durch eine solarthermische Anlage versorgt. Dies ist ein Zuwachs von mehr als 30 % gegenüber dem Vorjahr (41). Gründe dafür sind u. a. die gesetzlichen Regelungen im Erneuerbare-Wärme-Gesetz.

Für eine langfristige Transformation der Wärmebereitstellung auf erneuerbare Energien ist die Konzentration auf den Warmwassersektor bei weitem nicht ausreichend. Die Solarther-



mie muss zur Deckung der Wärmenachfrage in der Gebäudeheizung sowie in der gewerblichen und industriellen Prozesswärme beitragen.

Um einen wesentlichen Anteil des Heizbedarfs von Gebäuden über Solarthermie zu decken, muss die Sonnenwärme vom Sommer bis in die kühleren Jahreszeiten gespeichert werden. Dies kann dezentral in großen Warmwassertanks geschehen, wobei die Kombination mit einer effizienten Wärmepumpe weitere Einsparvorteile bringt.

Eine für Deutschland sehr aussichtsreiche Nutzung der Solarthermie besteht zudem in der Einspeisung von Solarwärme in Wärmenetze, die mit niedrigen Temperaturen und einem saisonalen Wärmespeicher arbeiten. In Dänemark sind solche Anlagen bereits vielerorts im Einsatz und können Wärme zu günstigen Preisen bereitstellen. Oft sind die Betreiber örtliche Genossenschaften, wodurch die Wertschöpfung in der Region verbleibt und die Gewinne den Verbrauchern zu Gute kommen, was für eine hohe Akzeptanz sorgt (42).

Der Anteil der an Wärmenetze angeschlossenen Haushalte liegt in Dänemark über 50 % und soll auf 70 % steigen, der EE-Anteil an der Wärme in Netzen liegt bereits heute bei über 50 %. Bisher dominiert dabei weitgehend die Biomasse, zunehmend wird jedoch auf Freiflächenanlagen günstig Solarwärme produziert und in Wärmenetze eingespeist. Im Sommer werden damit große, zentrale Warmwasserspeicher „befüllt“, die bis in den Herbst hinein hohe solare Deckungsbeiträge für das Wärmenetz liefern. Insgesamt werden bis zum Jahr 2050 solare Anteile von 40 % in den Wärmenetzen angestrebt (43).

Die dänische Solarthermie-Strategie ist auch unter Kostengesichtspunkten besonders interessant: Aufgrund der großen technischen Fortschritte und Skaleneffekte durch die industrielle Fertigung von hunderten großen Freiflächen-Anlagen konnten die Kosten für die Produktion einer kWh Solarwärme auf unter 4 Cent gesenkt werden (44).

Neben der Gebäudeheizung ist die Bereitstellung von Prozesswärme für Industrie und Gewerbe ein weiteres Anwendungsfeld für die Solarthermie. So werden z. B. in der Industrie etwa zwei Drittel der Endenergie für die Bereitstellung von Wärme benötigt. Etwa 25 % des industriellen Wärmebedarfs liegen dabei in einem Temperaturbereich unter 150 °C, der effizient durch Solarthermie bereitgestellt werden könnte. In einer Branchen-Analyse (45) des BSW wird ein Potenzial an solarer Prozesswärme bis zum Jahr 2030 auf einen Wert von etwa 7 TWh beziffert. In anderen Studien wird für das Jahr 2050 ein Potenzial an solarer Prozesswärme in Höhe von 16 TWh (46) bzw. 25 TWh (47) genannt.

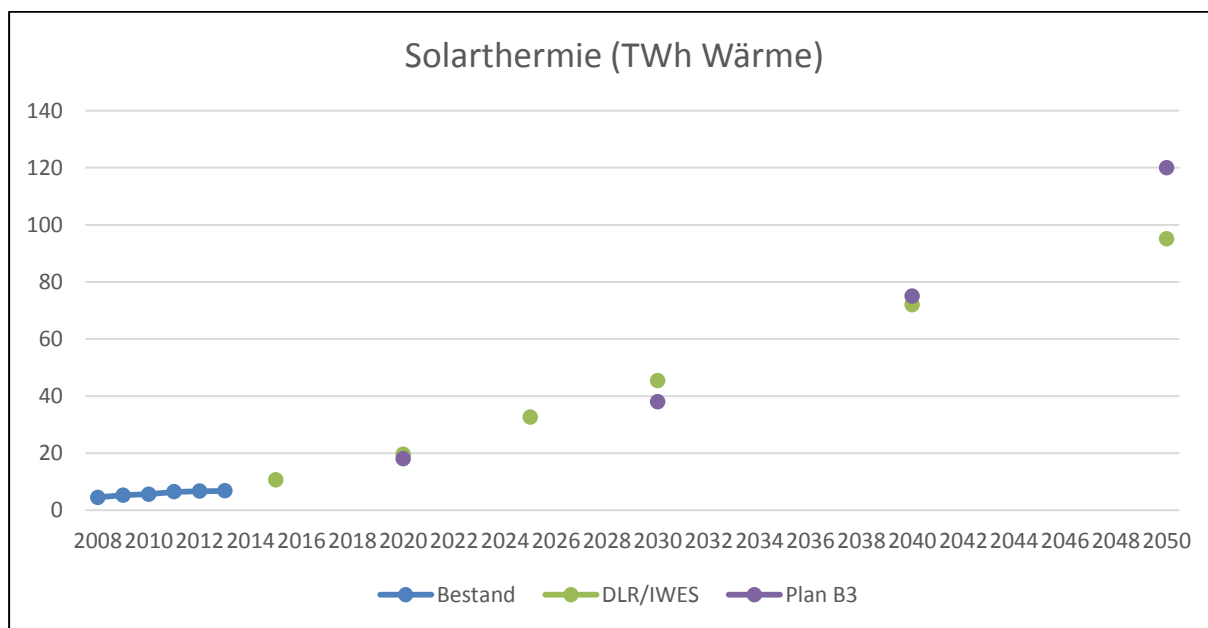


Abbildung 27: Wärmebereitstellung durch Solarthermie und Entwicklung bis 2050 im Greenpeace-Szenario

Solarthermie in TWh/a	2013	2020	2030	2040	2050
<b>Der Plan</b>	6,8	18	38	75	120

Tabelle 17: Ausbaupfad der Solarthermie

## 5.2.2 Geothermie und Umweltwärme

Grundsätzlich muss bei der Nutzung von Geothermie bei der Wärmeversorgung zwischen Tiefengeothermie (ab 400 Meter) und oberflächennaher Geothermie unterschieden werden. Die Tiefe entscheidet über die Temperatur der gewonnenen Wärme. Grundsätzlich kann jede aus dem Boden gewonnene Wärme genutzt werden. Für die Stromerzeugung kommt allerdings erst eine Temperatur über 100 Grad Celsius in Frage. Je tiefer die Gewinnung erfolgt, desto höher sind die nutzbaren Temperaturen. Tiefengeothermie kann folglich eher für Stromerzeugung, Prozesswärme und in Fernwärmenetzen eingesetzt werden.

Oberflächennahe Geothermie wird hingegen in der Regel in Kombination mit Wärmepumpen eingesetzt, die wiederum einen erhöhten Stromverbrauch für deren Antrieb nach sich ziehen. Die Effizienz der Wärmepumpen wird mit der Arbeitszahl ausgedrückt, die die Zahl der gewonnenen Kilowattstunde Wärme ins Verhältnis der eingesetzten Kilowattstunde Strom setzt. Über eine hinsichtlich der Effizienz angemessene Jahresarbeitszahl herrschen unterschiedliche Meinungen. Relevanter für die Beurteilung der Frage der Effizienz ist die Erzeugung des eingesetzten Stroms. Sie entscheidet letztlich über die Klimaverträglichkeit der Wärmepumpen. Die Leitstudie des BMU (48) geht von einer kontinuierlichen Jahresarbeitszahl bis 2050 von ca. 2,8 aus. D.h. für 2,8 Kilowattstunden Wärme aus oberflächennaher Geothermie muss eine Einheit Mehrverbrauch beim Strom kalkuliert werden.

Der Bestand an Wärmepumpen beträgt in 2012 rund 290.000 Anlagen mit insgesamt 3.100 MW Wärmeleistung. Von der Branche in Auftrag gegebene Szenarien (49) gehen bei einer

entsprechenden Verbesserung der Rahmenbedingungen von einer Heizleistung in Höhe von 74,0 TWh in 2030 aus. Das verursache einen zusätzlichen Strombedarf von immerhin 16,8 TWh, der erneuerbar erzeugt werden müsste. Die Leitstudie 2011 (BMU) geht von 40 TWh/a Wärmebereitstellung im Jahr 2050 aus, was zu einem zusätzlichen Stromverbrauch von 14,4 TWh/a führen würde (48).

Die Geothermie birgt ein großes Potenzial für die Nutzung zur Wärmeversorgung. So wird für das Land Brandenburg ein technisches Potenzial tiefer Geothermie von mindestens 30 PJ (8,3TWh) Wärme (Schätzungen bis 300 PJ) ermittelt (50). Das Reiner Lemoine Institut (2012) (51) geht davon aus, dass 2030 100 % der Brandenburger Fernwärmeversorgung aus tiefer Geothermie abgedeckt werden könnte und dafür 14 PJ notwendig wären. Das Bemerkenswerte an beiden Studien ist, dass das Potenzial durch die Nachfrage bzw. Einsatzmöglichkeit begrenzt wird und nicht durch die Verfügbarkeit der Geothermie.

Das große Potenzial wurde schon in früheren Untersuchungen ermittelt (Rogge (2004) (52), Kaltschmitt und Kayser (1998) (53)). TAB (2003) (54) sieht sogar ein theoretisches Potenzial in Deutschland verfügbarer Geothermie, um sowohl den Strom- als auch den Wärmebedarf langfristig aus Erdwärme bereitzustellen. Auch für die Kältebereitstellung eignet sich Erdwärme.

Am einfachsten ist die Tiefengeothermie nutzbar, wenn sie in bestehende Wärmenetze eingespeist werden kann und eine entsprechende Endverbraucherstruktur die Abnahme sichert. So kann Geothermie den Energieträger Kohle und Erdgas verdrängen, wie dies z. B. die Stadtwerke München mit dem Ziel verfolgen, 2040 die Fernwärme zu 100 % aus erneuerbaren Energien bereitzustellen (55). Um diesen Energieträgerwechsel zu stimulieren, ist ein Wärmeeinspeisegesetz notwendig, welches den erneuerbaren Energien in Wärmenetzen Vorrang einräumt.

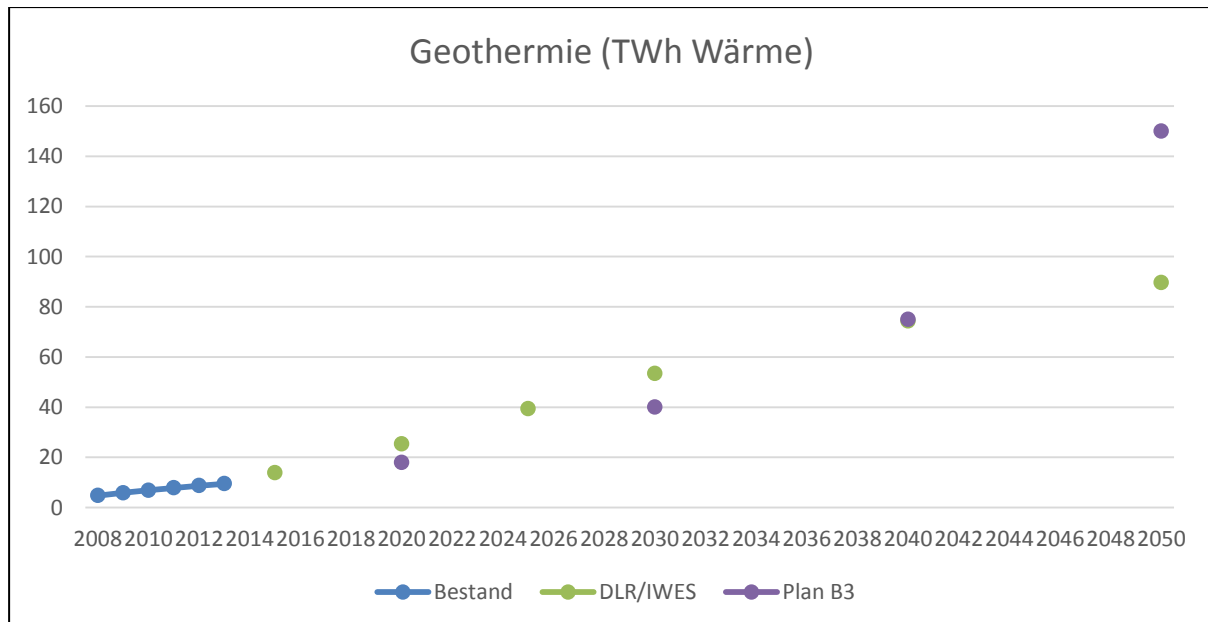


Abbildung 28: Wärmerzeugung Geothermie

in TWh/a	2013	2020	2030	2040	2050
	9,0	18	40	75	150

Tabelle 18: Ausbaupfad der Geothermie und Umweltwärme

### 5.2.3 Biomasse/Biogas

Biomasse deckt mit rd. 117 TWh/a derzeit etwa 88 % des Anteils der erneuerbaren Energien im Wärmebereich ab. Den weitaus größten Anteil stellen dabei biogene Festbrennstoffe im Haushaltsbereich. Angestiegen sind in den letzten Jahren hier sowohl der klassische Scheitholzverbrauch wie auch die Installation von Pelletsfeuerungen. Der Bestand an Pelletsanlagen liegt derzeit bei etwa 320.000 Anlagen mit einem jährlichen Brennstoffverbrauch von etwa 2 Mio. Tonnen.

Resultierend aus den Regelungen des EEG mit der Wärmenutzungspflicht bei Biogasanlagen ist auch der Anteil des Biogases zur Wärmebereitstellung gewachsen.

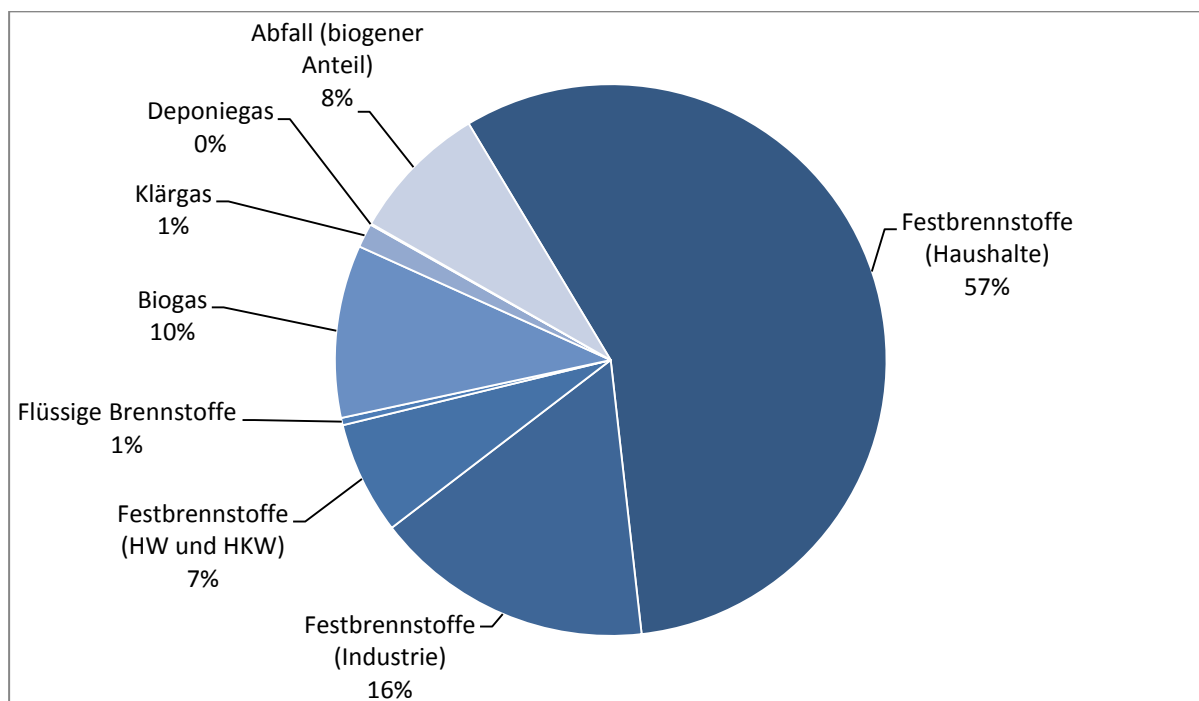


Abbildung 29: Beitrag biogener Energieträger zur Wärmebereitstellung in Deutschland im Jahr 2013 (Quelle: AGEE-Stat: Erneuerbare Energien im Jahr 2013, Stand 28.2.2014)

Wie bereits im Kapitel 4.1.5 zum Einsatz der Bioenergie zur Stromerzeugung erläutert, lassen die Kriterien von Greenpeace an die ökologische und ethische Verträglichkeit der Erzeugung von Bioenergie kein weiteres Wachstum zu.

Für das hier vorliegende Szenario hat dies zur Konsequenz, dass auch im Wärmebereich kein weiterer Anstieg der Bioenergie verfolgt wird.

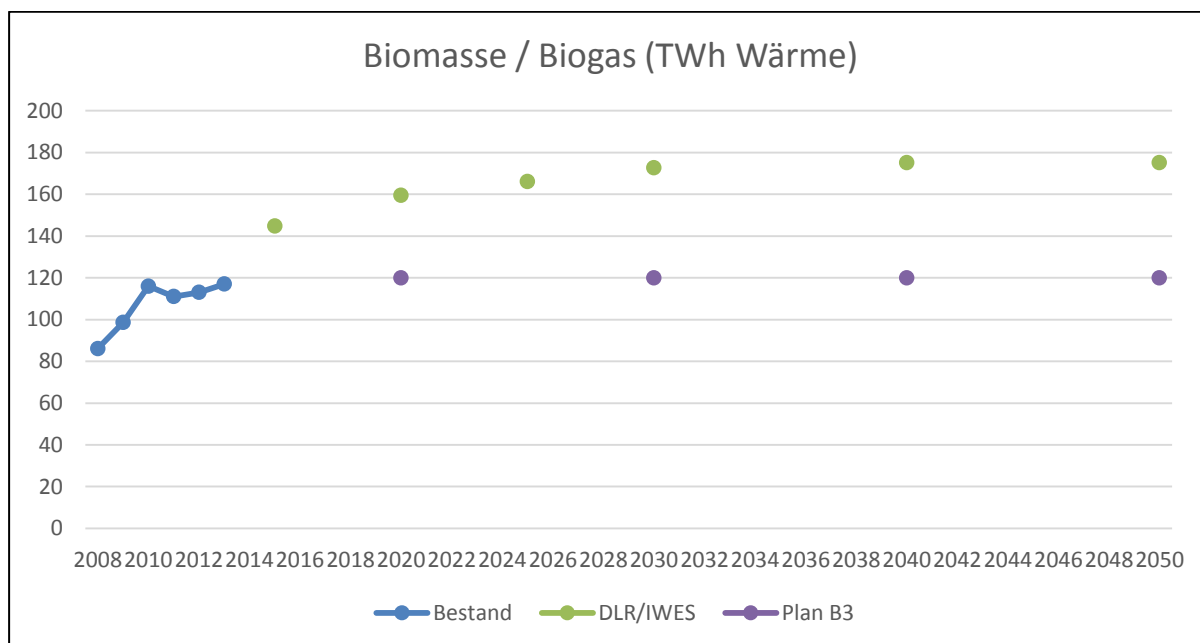


Abbildung 30: Wärmerzeugung Biomasse / Biogas

in TWh/a	2013	2020	2030	2040	2050
	117	120	120	120	120

Tabelle 19: Ausbaupfad der Wärme aus Bioenergie

### 5.2.4 Industrielle Abwärme

Bei vielen industriellen Prozessen entsteht Abwärme, die im Unternehmen nicht genutzt werden kann und als Wärmeüberschuss durch Abluft oder Kühlwasser „entsorgt“ werden muss. Diese überschüssige Abwärme ist damit zwar keine „erneuerbare Energie“ im engeren Sinn, sollte aber aus Gründen der effizienten Verwendung begrenzter Energieressourcen und des Klimaschutzes soweit als möglich reduziert werden.

Über die möglichen Potenziale der Nutzung von Industrieabwärme sind nur wenige Daten verfügbar. Eine Untersuchung (56) aus dem Jahr 2010 beziffert das erschließbare Potenzial auf einen Bereich zwischen 40 und 90 TWh/a. Obwohl die theoretischen Potenziale der Nutzung von Industrieabwärme damit durchaus erheblich sind, blieb die Realisierung konkreter Projekte bisher weit hinter den Möglichkeiten zurück.

Dies hat verschiedene Gründe. Die oft langen Entfernungen zwischen den Industriestandorten und den möglichen Wärme-Abnehmern erfordern einerseits hohe Investitionen in die Wärmenetz-Infrastruktur, die eine lange Nutzungsdauer der Anlagen für die Refinanzierung erfordern. Zum anderen kann jedoch die Lieferung der Wärme vom Industrieunternehmen nicht langfristig garantiert werden, da diese von Produktionsprozessen, Markterfordernissen und unternehmerischen Standortentscheidungen abhängt.

Besonders gut geeignet für die Nutzung industrieller Prozesswärme ist die Einspeisung in ein Wärmenetz, das die Wärme an die angeschlossenen Verbraucher transportiert. Insgesamt ist der Anteil industrieller Abwärme (ohne Abfallverbrennung) an der Fernwärme in Deutschland mit etwa 2 % und entsprechend 1,2 TWh/a noch sehr gering (AGFW Hauptbericht 2012).

Unter guten Voraussetzungen kann industrielle Abwärme jedoch bereits heute ökologisch und ökonomisch vorteilhaft in die Fernwärmeversorgung integriert werden. Dies zeigen u. a. die Beispiele der Einspeisung von Prozessabwärme der Mineralölraffinerie Oberrhein in das Fernwärmenetz der Stadtwerke Karlsruhe (40 MW Abwärme), die Fernwärmeschiene Niederrhein (125 MW Abwärme) oder die Fernwärme-Verbund Saar (130 MW Abwärme).

Um die Nutzung industrieller Abwärme im Sinne des Klimaschutzes auszuweiten, müssen die bisher ungenutzten Wärmepotenziale aus industrieller Abwärme systematisch erfasst werden und geprüft werden, ob regionale Wärmesenken vorhanden sind, die eine Nutzung der Wärme durch Dritte – etwa durch Einspeisung in Wärmenetze – ermöglichen. Zudem ist ein regulatorischer und verlässlicher Rahmen erforderlich, um praxisorientierte Marktmodelle für einen fairen Interessenausgleich zwischen Einspeiser und Netzbetreiber bei der Einspeisung von Industrieabwärme in Wärmenetze der öffentlichen Versorgung zu schaffen.

Unter diesen Voraussetzungen erscheint ein zunehmender Marktanteil an industrieller Abwärme zu Deckung des Wärmebedarfs realistisch.

Industrieabwärme in TWh/a	2012	2020	2030	2040	2050
Der Plan	1,2	3	5	9	15

Tabelle 20: Pfad der Nutzung Industrieabwärme

## 6 Potenziale der Kraft-Wärme-Kopplung

Bei der gleichzeitigen Erzeugung von Strom und Wärme in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) kann im Regelfall gegenüber einer getrennten Erzeugung ein Effizienzgewinn - also eine bessere Ausnutzung des Brennstoffs bei der energetischen Nutzung – erreicht werden. Der bisherige Plan der Bundesregierung in ihrem Energiekonzept sah eine Steigerung des Anteils der KWK an der Stromerzeugung von derzeit etwa 17 % bis zum Jahr 2020 auf 25 % vor. Inzwischen wurde dieses Ziel auf 25 % an der thermischen Stromerzeugung angepasst, so dass sich aus Sicht der Bundesregierung kaum noch ein weiterer Ausbaubedarf ergibt.

Die im politischen Raum in die KWK gesetzten Erwartungen zur CO<sub>2</sub>-Einsparung gegenüber einer getrennten Erzeugung auf der Basis moderner Technologien werden jedoch oft überschätzt.

Nach der auch in Deutschland anzuwendenden EU-Richtlinie zur Kraft-Wärme-Kopplung wird ein KWK-Prozess bereits als hocheffizient eingestuft, wenn die erzielte Primärenergieeinsparung aus dem gekoppelten Prozess gegenüber der getrennten Erzeugung von Strom und Wärme 10 % beträgt. Kleine KWK-Anlagen < 500 kW<sub>el</sub> gelten selbst dann als hocheffizient, wenn die 10 % Primärenergieeinsparung nicht erreicht werden.

Mehr als vom Einsatz der KWK hängt die Klimafreundlichkeit der Energieerzeugung vom verwendeten Brennstoff ab. So sind Kohle-KWK-Anlagen insgesamt klimapolitisch nachteilig gegenüber einer getrennten Erzeugung von Wärme und Strom auf Basis von Erdgas. Klimapolitisch vorteilhaft sind die KWK-Konzepte nur dann, wenn sie analog zu den steigenden regenerativen Anteilen bei der getrennten Strom- und Wärmeerzeugung langfristig ebenfalls auf erneuerbaren Brennstoffen basieren (57).

Abgesehen von der nur begrenzt erzielbaren Primärenergieeinsparung durch KWK gegenüber dem Einsatz moderner Erzeugungstechniken bei getrennter Erzeugung von Wärme und Strom gibt es auch betriebswirtschaftliche Grenzen für die KWK bei einem weiteren Zuwachs erneuerbarer Energie im Stromsektor.

Durch den Zuwachs an Erzeugungskapazitäten von Wind- und Solarstromanlagen wird der Strombedarf vermehrt durch Anlagen gedeckt, die keine Brennstoffkosten aufweisen. Die Absatzmöglichkeiten für Strom aus KWK-Anlagen und deren Einsatzzeiten vermindern sich entsprechend. Die zunehmende Reduzierung der Betriebsstunden bestehender KWK-Anlagen und die damit verbundenen wirtschaftlichen Probleme sind bereits heute deutlich zu beobachten (58).

Aus Sicht der KWK ist es erforderlich, die Anlagen künftig strommarktorientiert, d. h. mit hoher Flexibilität zur Deckung der verbleibenden Strom-Residuallast zu betreiben. Zur zeitlichen Entkopplung der KWK-Wärmeerzeugung vom Wärmebedarf sind Investitionen in großvolumige Wärmespeicher und die Einbindung in Wärmenetze vorteilhaft (59).

Diese veränderten Rahmenbedingungen haben den KWK-Markt bereits stark beeinflusst und haben auch große Auswirkungen auf deren langfristige Entwicklungsszenarien. Ein Ausbau an KWK-Kapazität findet derzeit nahezu ausschließlich im Bereich der kleineren Anlagen –

etwa Motoren-BHKW mit niedrigen spezifischen Investitionskosten statt. Große GuD-Anlagen werden kaum noch errichtet und fertig gestellte Anlagen sind wirtschaftlich kaum zu betreiben.

In der Vergangenheit war die Objekt- und Quartiersversorgung über KWK-Anlagen mit Eigenstrommodellen ein stark wachsender Markt. Für Gewerbebetriebe, nicht privilegierte Industriebetriebe und private Nutzer war unter anderem die bei Eigenstromversorgung vermiedene EEG-Umlage ein entscheidender Faktor. Vor dem Hintergrund der Novellierung des EEG mit der avisierten Belastung der Eigenstromversorgung ist eine Fortsetzung dieses rasanten Marktwachstums unwahrscheinlich.

Die künftigen Potenziale der KWK hängen stark von der langfristigen Entwicklung von Wärmebedarf und Wärmenetz-Infrastruktur, sowie von der weiteren Entwicklung im Strommarkt ab. Insgesamt gehen die neueren Studien für den Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung von wesentlich geringeren Zuwachszahlen aus, als bisher angenommen. Dabei ist eine sehr große Bandbreite der Ergebnisse für die im Jahr 2050 zu erwartende Energiebereitstellung aus KWK zu beachten.

## 6.1 Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung

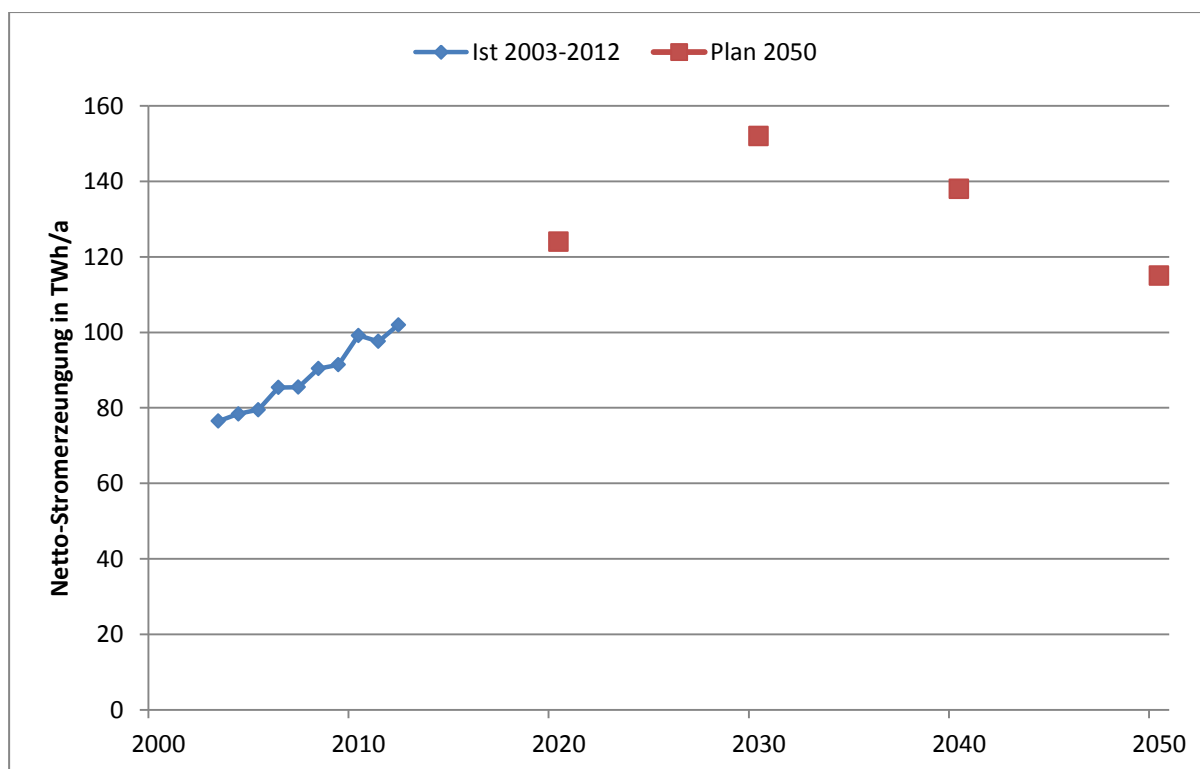


Abbildung 31: Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung im Greenpeace-Szenario

Nach dem Greenpeace-Szenario Plan 2050 wird eine Netto-Stromerzeugung durch KWK-Anlagen in Höhe von rd. 115 TWh für 2050 angesetzt. Die erwähnte KWK-Studie der Prognos AG geht von 83 TWh aus. Auch eine aktuelle Studie (60) des Öko-Instituts kommt zu dem Ergebnis, dass die Stromerzeugung aus KWK in den nächsten Jahren leicht anwachsen wird, dann aber in 2050 wieder etwa auf den heutigen Stand zurück gegangen sein wird.



Nach dem Greenpeace-Szenario wird das Maximum an KWK-Stromerzeugung etwa im Jahr 2030 erreicht.

KWK-Strom in TWh/a	2012	2020	2030	2040	2050
TWh/a (Plan 2050)	102	124	152	138	115

Tabelle 21: Beitrag der KWK zur Deckung des Strombedarfs bis 2050 im Greenpeace-Szenario

## 6.2 Entwicklung der KWK-Wärmeerzeugung

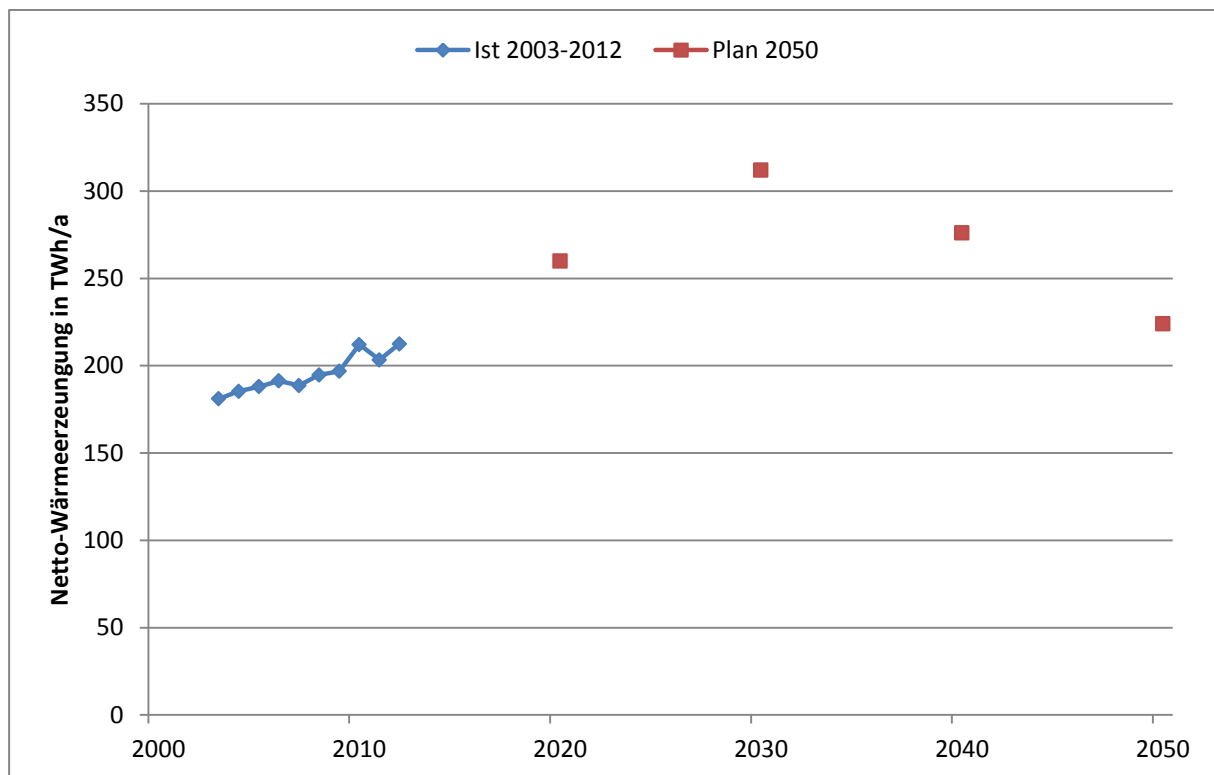


Abbildung 32: Entwicklung der KWK-Wärmeerzeugung

Korrespondierend zu der oben dargestellten Entwicklung der Stromerzeugung aus KWK würden sich dann die durch KWK erzeugten Wärmemengen darstellen. Um das Jahr 2030 ist ein Maximum von ca. 312 TWh/a zu erwarten, das dann wieder auf ca. 224 TWh/a im Jahr 2050 abfällt. Dabei ist eine geringfügige Steigerung der Stromkennzahlen zugrunde gelegt.

---

KWK-Wärme in TWh/a	2012	2020	2030	2040	2050
TWh /a in KWK (Plan 2050)	212	260	312	276	224

Tabelle 22: Beitrag der KWK zur Deckung des Wärmebedarfs bis 2050

Es bleibt festzuhalten, dass dieser Ausbaupfad der KWK als ausgesprochen ambitioniert angesehen werden muss, da eine absolute Steigerung der KWK-Strom- und -Wärmemengen vor dem Hintergrund sinkender Wärmebedarfe gleichbedeutend mit einem überproportionalem relativen Wachstum sind. Hierin liegt eine große Herausforderung.

## BÜRO FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT UND TECHNISCHE PLANUNG (BET):

### 7 Das 100 %-Szenario bis 2050

#### 7.1 Der gewählte Modellrahmen

Im Kapitel 4, 5 und 6 wurden bereits wesentliche Annahmen für die Modellrechnung erläutert. Die seitens Greenpeace vorgegebenen Grundannahmen seien an dieser Stelle nochmal in der Übersicht dargestellt:

- Vollständiger Ausstieg aus der Atomenergie bis 2018
- Verzicht auf den Neubau von Braun- und Steinkohlekraftwerken und Ausstieg aus der Verstromung von Kohle bis 2040<sup>11</sup>
- Regulatorische Beschränkung der durch Kohlekraftwerke zu produzierenden Strommengen entsprechend dem GREENPEACE-Ausstiegspfad
- Ausschließlicher Bau von Gaskraftwerken, sofern ein Neubau von fossilen Kraftwerken zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlich ist
- Keine Nutzung von Maßnahmen zur Abscheidung und Speicherung von Kohlendioxid (CCS)<sup>12</sup>
- Forcierte Ausschöpfung der vorhandenen Effizienzpotenziale in allen Sektoren
- Forcierter Ausbau von Erneuerbaren Energien bei gleichzeitiger Einhaltung von Nachhaltigkeitskriterien, insbesondere im Bereich des Energiepflanzen-Anbaus; kein weiterer Ausbau der Nutzung von Agrokraftstoffen
- Wahl des Jahres 2012 als Referenzjahr; in Abhängigkeit von der Datenlage sind in Einzelfällen Abweichungen nicht ausgeschlossen
- Der Zeithorizont für das Szenario beträgt 2015 bis 2050 mit besonderem Blick auf die Stützjahre 2020, 2030, 2040 und 2050

---

<sup>12</sup> Greenpeace hat eine klare Position zu CCS, das es als gescheitert ansieht und keine Option für den Kraftwerkspark darstellt. Das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) kommt in seinen Studien zu der Schlussfolgerung, dass in den kommenden zwei Jahrzehnten die CO<sub>2</sub>-Abscheidung auf dem deutschen Stromsektor keine Rolle spielen wird und auch für die Braunkohleverstromung keine Perspektive bietet. Die Entwicklung CO<sub>2</sub>-armer Kohlekraftwerke durch CO<sub>2</sub>-Abscheidung (carbon capture, transport, and storage, CCTS) ist bisher weltweit gescheitert und steht im Konflikt mit einer nachhaltigen Energieversorgung auf Basis von erneuerbaren Energien. (138), (139), (140)

Diese und weitere Annahmen sind abweichend von den üblicherweise durch BET verwendeten Annahmen (sogenanntes BET Best Guess Szenario) und stellen einen Sonderfall der Parametrisierung, eben zur Erreichung der von Greenpeace verfolgten Ziele, dar.

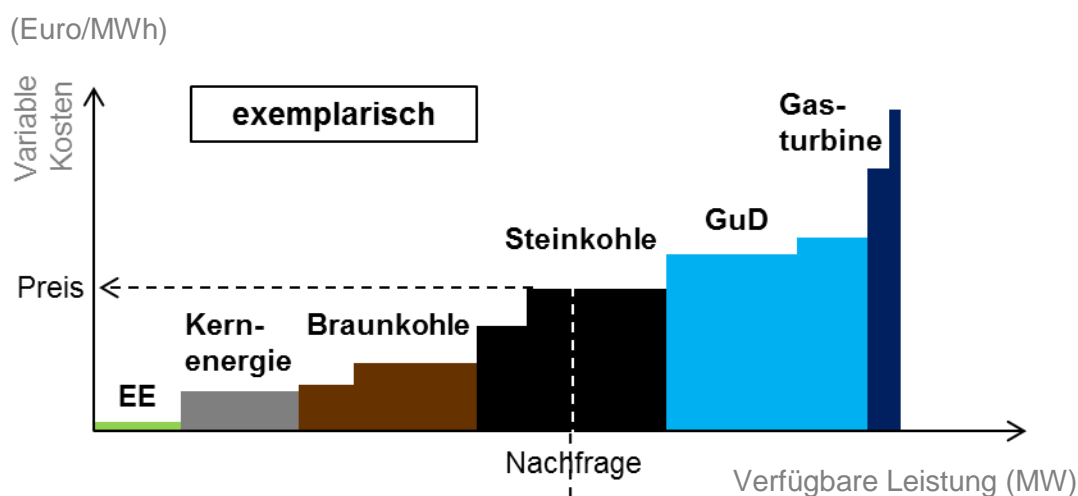
## 7.2 Der Strom- und Wärmemarkt

Die Berechnungen zum Strommarkt für den Plan wurden im EuroMod der BET (Büro für Energie- und Wasserwirtschaft) durchgeführt. Das Modell hat das Ziel, einen kostenminimalen Kraftwerks-Zubau und -einsatz zu errechnen, der jedoch den Anforderungen an Lastdeckung und gesicherter Leistung entspricht, also auch Versorgungssicherheit bereitstellen kann.

Der Einsatz folgt dem Merit-Order-Prinzip (siehe Kasten).

### Merit-Order Prinzip

Die Merit-Order ist die Reihenfolge aller Kraftwerke, sortiert nach ihren variablen Kosten (Brennstoff-, CO<sub>2</sub>- und sonstige variable Betriebskosten). Der Preis, der sich in einer gewissen Stunde ergibt wird somit wie folgt festgelegt (siehe untere Abbildung): Auf der x-Achse wird die Leistung der in einer gewissen Stunde verfügbaren Leistung der Kraftwerke/Erzeugungsanlagen dargestellt (farbige Balken). Die Höhe dieser Balken zeigt die variablen Kosten dieser Erzeugungsanlagen (y-Achse). Die Nachfrage (gestrichelte Linie) kann nun in Abhängigkeit der Höhe zu einem gewissen Zeitpunkt weiter links oder rechts auf der x-Achse liegen. Je nachdem, wie die Kraftwerke verfügbar sind, kann auch die Breite und Art der Erzeugungsanlagen (also der farbigen Balken) variieren. Die Anlagen, die sich links der Nachfrage befinden, werden eingesetzt um die Last zu decken. Das letzte noch betriebene Kraftwerk setzt den Preis. In der Beispielgrafik unten wäre ein Steinkohlekraftwerk preissetzend. Erneuerbare Energien, Kern- und Braunkohlekraftwerke würden auch betrieben werden.



Das Modell ruft somit zu jeder Stunde die jeweils günstigsten verfügbaren Erzeugungseinheiten ab, wobei diese auch Speicher oder ausländische Kraftwerke sein können, soweit die Kuppelleitungen einen Austausch ermöglichen. Es bildet damit den europäischen Marktmechanismus, also die Börsenstrompreise (day ahead Spot) im Rahmen des EU-Binnenmarktes ab.

Es ist ferner eine Vorgabe an das EuroMod, dass in jeder Stunde der Strombedarf gedeckt werden muss (zu Versorgungssicherheit: siehe Kasten). In diesem Zusammenhang muss einerseits eine sich an der maximalen Last orientierende gesicherte Leistung vorgehalten werden. Ferner wird auch von einer Flexibilisierung des Strombedarfs ausgegangen. Diese Aspekte werden explizit im EuroMod betrachtet.

### Versorgungssicherheit

Die Stromversorgung muss, unabhängig vom Umbau des Versorgungssystems, zu jedem Zeitpunkt sichergestellt werden. Wie in folgender Grafik dargestellt, kann Versorgungssicherheit durch vier Aspekte bereitgestellt werden:

1. Durch (gesicherte) Leistung, also ein Bereitstellen von Stromerzeugungskapazität
2. Eine Erhöhung der Verfügbarkeit der Betriebsmittel, also von sicher verfügbarer Stromerzeugungskapazität
3. Durch eine Erhöhung der Flexibilität durch Verschieben von Angebot und/oder Nachfrage
4. Durch einen Netzausbau, der Angebot und Nachfrage durch großräumigere Durchmischung besser aufeinander abstimmt.

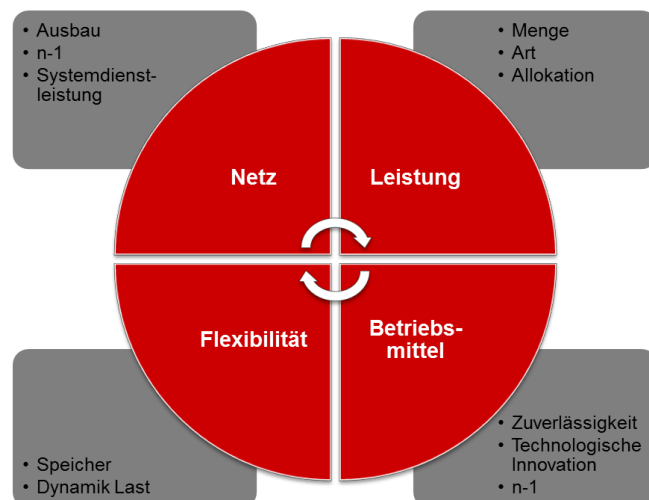


Abbildung 33: Aspekte der Versorgungssicherheit

### Leistung

Gesicherte Leistung bedeutet ein Vorhandensein von Leistung, die erwartungsgemäß verfügbar ist, wenn sie benötigt wird. Verschiedene Technologien können unterschiedlich zur gesicherten Leistung beitragen („Leistungskredit“). Grundsätzlich spielt hierbei eine Rolle, welche Kapazität in welcher Zeit verfügbar ist und inwieweit das Netz die Leistung aufneh-

men und weiterleiten kann. Die gesicherte Leistung eines Kraftwerksparks ist aus verschiedenen Gründen geringer als die Summe der installierten Leistungen aller Kraftwerke. Als Basis für eine Abschätzung des Beitrags ihrer installierten Leistung zur gesicherten Leistung dienen BET-Einschätzungen und Werte der Dena (61).

Beispiel OCGT: Offene Gasturbinen gelten historisch als problematisch bezüglich ihres Startverhaltens. Ihr Leistungskredit ist somit beschränkt („Startversager“). Die Startausfälle bei Gasturbinen sind jedoch auch sehr von der jeweiligen Technik und vom Alter abhängig. Bei den thermischen Erzeugungskapazitäten sind also Nichtverfügbarkeiten durch Revision oder ungeplante Ausfälle zu berücksichtigen. Für Ersatzinvestitionen – z. B. Gasturbinen – werden aktuelle Werte mit verbesserter Verfügbarkeit entsprechend dem Stand der Technik angenommen.

Beispiel EE: Wind stellt aufgrund seiner schwankenden Verfügbarkeit nur ca. 6-8 % seiner Leistung gesichert bereit, PV nur maximal 1 %, Laufwasser hingegen 40 % und bei grundlastfähigen oder quasi durchgehend verfügbaren erneuerbare Energien wie Biomasse und Geothermie gelten über 85-90 % der installierten Leistung als gesichert.

### **Betriebsmittel**

Technischer Fortschritt von bestehenden und neuen Betriebsmitteln kann einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten, beispielweise durch ein Ermöglichen von schnellerem An- und Herunterfahren, oder einer geringeren Ausfallwahrscheinlichkeit.

### **Flexibilisierung**

Eine Flexibilisierung des Stromsystems kann durch eine Flexibilisierung der Nachfrage oder des Angebots stattfinden. Demand-Side-Management (DSM), also die Reaktion von Verbrauchern auf Strompreissignale, ist hier ebenso relevant wie der Einsatz von Speichern.

Allgemein werden DSM-Prozesse in Lastverschiebungsprozesse und Lastreduktionsprozesse unterteilt. Bei Lastverschiebungsprozessen wird die Last zu einem gegebenen Zeitpunkt reduziert und zu einem späteren Zeitpunkt erhöht. Bei Lastreduktionsprozessen hingegen wird die Last zu einem Zeitpunkt reduziert, ohne dass hieraus eine Lasterhöhung zu einem späteren Zeitpunkt resultiert.

Speicher spielen hier ebenfalls eine wesentliche Rolle, da diese einerseits Lastspitzen durch einspeichern von Strom/Energie kappen können, andererseits in Zeiten knapper Erzeugung auch schnell durch Ausspeicherung Strom/Energie bereitstellen können.

### **Netze**

Netze unterstützen die Versorgungssicherheit dadurch, dass Strom von einem Ort mit Überangebot zu einem anderen Ort mit knapper Versorgung transportiert werden kann. Je größer ein engpassfreies Marktgebiet ist, umso mehr können sich regionale Schwankungen beim Dargebot von Wind und Sonne ausgleichen. Somit wird die vorhandene Energie in

einem größeren System integriert und ein Ausgleich kann leichter stattfinden.

Im EuroMod bilden eine gesicherte Leistung und eine Flexibilisierung des Strombedarfs Beiträge zur Versorgungssicherheit. Speicher und Netze können ebenfalls einen Beitrag liefern. Diese beiden Aspekte werden in Kapitel 10 vertiefend diskutiert.

### 7.2.1 Entwicklung des Strom- und Wärmebedarfs<sup>13</sup> bis 2050

Die Entwicklung des Strom- und Wärmebedarfs wurde anhand der in Kapitel 4.1 ermittelten Effizienz- und Einsparpotenziale ermittelt. Grundsätzlich wurde davon ausgegangen, dass politische Maßnahmen zur Verbrauchsreduktion konsequent und effizient vollzogen und kontrolliert werden.

Die Potenzialbetrachtungen in Kapitel 4 berücksichtigen für jeden Sektor große Einsparmöglichkeiten beim Strom- und Wärmeeinsatz. Die resultierenden Gesamtmengen für die elektrische Verbrauchslast in Deutschland sind in Tabelle 23 zusammenfassend dargestellt.

in TWh/a	2012	2020	2030	2040	2050
Industrie	226	206	182	159	148
GHD	140	131	119	108	100
Haushalte	137	124	106	94	90
Verkehr	17	26	40	64	99
Landwirtschaft, Netzverluste, Sonstiges	34	32	24	22	19
<b>STROM gesamt</b>	<b>554</b>	<b>519</b>	<b>471</b>	<b>447</b>	<b>456</b>
<b>WÄRME</b>					
Industrie	496	442	385	338	315
GHD	248	208	169	133	108
Haushalte	539	475	390	305	270
<b>WÄRME gesamt</b>	<b>1283</b>	<b>1125</b>	<b>944</b>	<b>776</b>	<b>693</b>

Tabelle 23: Entwicklung des Endenergiebedarfs bis 2050 des Strom- und Wärmesektors

<sup>13</sup> Die hier und im Folgenden dokumentierten Aussagen zum Wärmemarkt, Wärmebedarf und zu wärmebedingten Emissionen sind nicht Ergebnis des BET Strommarktmodells, sondern werden hier aufgezeigt, um das Bild der Energiezukunft abzurunden.

## 7.2.2 Zur Verfügung stehende Optionen zur Deckung des Strombedarfs

Der nationale Strom- und Wärmebedarf wird bereits heute zu Teilen aus erneuerbaren Energien und hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) bereitgestellt. Der Großteil des Stromes wird jedoch noch in großen Kondensationskraftwerken erzeugt. Viele (dezentrale) reine Wärmeanwendungen sind dagegen aus technischer Sicht auch für eine gleichzeitige Stromerzeugung (in KWK) geeignet, was den gesamten Brennstoffeinsatz zur Strom- und Wärmeerzeugung verringern könnte. Von den Erneuerbaren Energien kann ebenfalls ein jährlich wachsender Beitrag zur Energieerzeugung erwartet werden (vgl. Entwicklung der letzten Jahre, Kapitel 5.3).

### 7.2.2.1 Erneuerbare Energien zur Stromerzeugung

Die in Tabelle 24 dargestellten Zahlen stellen ein maximales mögliches Dargebot an erneuerbarer Energie für die Stromerzeugung dar. Dies bedeutet, dass diese Menge an erneuerbarem Strom erzeugt und dem Markt angeboten werden kann. Es kann jedoch vorkommen, dass im Falle eines Überangebotes dieser Strom nicht vollständig in den Stunden, in denen er erzeugt wird, in Deutschland genutzt werden kann. In diesen Stunden müsste der Überschuss entweder exportiert, eingespeichert oder abgeregelt werden.

in TWh/a	2020	2030	2040	2050
PV	50	70	90	110
Wind Onshore	87	128	153	181
Wind Offshore	26	86	152	213
Biomasse	45	45	45	45
Geothermie	1	4	9	18
Laufwasser	22	22	22	22
SUMME	231	355	471	589

Tabelle 24: Beitrag der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung

Im Falle eines Exports könnten die erneuerbaren Energien in Nachbarländern genutzt werden und dort Emissionen vermeiden. Ein Abregeln hingegen wäre aus Umweltgesichtspunkten die unattraktivste Art, die Netzstabilität im Falle einer Überspeisung zu wahren.

Durch Speicherung würde weniger erneuerbare Energie „verschwendet“, sondern von Zeiten mit einem Überangebot in Stunden mit knapperer Versorgung verlagert und genutzt. Für diesen Zweck können sowohl Pumpspeicher als auch Lastverlagerung genutzt werden. Weitere Speichermöglichkeiten sind nicht explizit im Modell abgebildet, jedoch wird in Kapitel 12.1 auf ihr Potenzial hingewiesen. In dem vorliegenden Szenario wird angenommen, dass die Überschussmenge in Zukunft durch Technologien wie Power to Gas genutzt werden



kann, um fossiles Erdgas, welches beispielsweise für Wärmeerzeugung oder in der Industrie Anwendungen findet, zu ersetzen.

### **7.2.2.2 Zentraler fossiler Kraftwerkspark für die Stromerzeugung**

Greenpeace hat BET als Gutachter gebeten, ein Szenario zu rechnen, das einen zügigen Atomausstieg sowie einen vorzeitigen Ausstieg aus der Kohleverstromung als zentrales energiepolitisches Ziel verfolgt<sup>14</sup>. Obwohl der Atomausstieg von der Bundesregierung gesetzlich auf 2022 festgelegt wurde (siehe 3.1), wurde für das vorliegende Szenario mit einem Ausstieg innerhalb von vier Jahren, also bis 2018 unterstellt. Gemäß den Greenpeace-Prämissen wird weiterhin betrachtet, dass Braunkohle ab 2030 nicht mehr Teil des Kraftwerksparks ist. Weiterhin ist Steinkohle ab 2040 nicht mehr Teil der Erzeugung. Für Kohlekraftwerke werden bis zu ihrer jeweiligen endgültigen Stilllegung jährliche maximale Erzeugungsmengen definiert (62). Die Verfügbarkeiten<sup>15</sup> und Lebensdauer der bestehenden thermischen Kraftwerke sind darüber hinaus vorgegeben.

Die Lebensdauer von Kohlekraftwerken wird mit 40 Jahren angesetzt, die von GuD-Anlagen mit 35 Jahren. Eine Lebensdauerverlängerung ist in der Praxis durchaus üblich, ist in der Regel betriebswirtschaftlich deutlich vorteilhafter als Neubauten, wird hier jedoch vor dem Hintergrund des unterstellten Kohleausstieges nicht betrachtet.

Im Bau befindliche Kraftwerksprojekte gehen in das Modell unter der Annahme ein, dass sie fertig gestellt und in Betrieb genommen werden. Projekte, die sich noch im Planungsstadium befinden, werden nicht berücksichtigt. Das Modell kann über diese konkreten Projekte hinaus weitere Kraftwerkskapazität „zubauen“, sofern es für die Bedarfsdeckung oder die Bereitstellung einer gesicherten Leistung erforderlich ist. Hierbei wird jedoch berücksichtigt, dass gemäß den Zielen von Greenpeace keine Braun- und Steinkohlekraftwerke zugebaut werden, sondern nur Gaskraftwerke. Allerdings sei darauf hingewiesen, dass unter den gegenwärtigen Bedingungen des „Energy-Only-Markets“ ein solcher Zubau nicht die Vollkosten dieser Projekte decken würde. Zur Sicherstellung dieser Investitionen wären weitere Anpassungen des Marktdesigns erforderlich, z. B. ein geeigneter Kapazitätsmechanismus.

Unter Berücksichtigung des jetzigen Bestandes und der derzeit im Bau befindlichen Kraftwerke ergibt sich ein stark sinkender Anteil an bestehender fossiler Kapazität.

#### **7.2.2.2.1 Entwicklung der Atomenergie in Europa**

Wesentlich für die Stromnutzung in Deutschland ist aufgrund der Importmöglichkeiten die Entwicklung in den Nachbarländern. So spielt beispielsweise die europäische Entwicklung der Atomenergie eine wichtige Rolle, da laut Greenpeace-Vorgabe eine Stilllegung deutscher Atomkraftwerke nicht durch einen Import von Atomkraft aus den Nachbarländern kompensiert werden soll.

---

<sup>14</sup> Die rechtlichen Implikationen sind ausdrücklich nicht Gegenstand dieser Untersuchung.

<sup>15</sup> Die installierte Leistung wird um historisch geplante und ungeplante Ausfälle unterjährig reduziert. So wird beispielsweise berücksichtigt, dass viele Kraftwerke im Sommer ihre große Revision haben und planmäßig nicht verfügbar sind.

Atomkraftwerke laufen prinzipiell im Grundlastbetrieb und haben geringe variable Kosten<sup>16</sup>. Dies gilt oftmals selbst dann noch, wenn Steuern und sonstige regulatorische Eingriffe ihren Betrieb verteuern (z.B. Brennelementesteuer in Deutschland). In Frankreich muss auf Anordnung der Regierung etwa ein Viertel des Atomenergiestroms vom Produzenten EDF zu regulierten, über den Grenzkosten liegenden Preisen an Konkurrenten verkauft werden, sie selbst kann den Strom jedoch günstiger an der Strombörse anbieten. Es besteht im Binnenmarkt grundsätzlich die Möglichkeit, dass Deutschland in Zukunft zwar keinen Atomstrom selber produziert, diesen jedoch aufgrund des liberalisierten Binnenmarktes aus den Nachbarländern importiert, wenn diese überschüssigen Strom günstig bereitstellen und exportieren können.

Um diese Möglichkeit konkreter zu fassen, wird eine Stilllegung einzelner Atomkraftblöcke in jedem Land gemäß deren nationalen Beschlüssen berücksichtigt. Die Lebensdauer der Blöcke variiert je nach Land zwischen 35 und 60 Jahren.

Ein Neubau von Atomkraftwerken ist in Frankreich und in Großbritannien erlaubt. So kann in Frankreich nur in dem Maße Atomkraft neu gebaut werden, wie ältere Blöcke stillgelegt werden. In Großbritannien wird schon seit längerem ein Neubau im Sinne eines Zubaus verfolgt (bis zu 16 GW), um unter anderen die massiven emissionsbedingten Stilllegungen alter Kohlekraftwerke zu kompensieren.

In Schweden, Belgien, der Schweiz, den Niederlanden und Deutschland ist weder ein Neubau geplant noch aktuell politisch gewollt<sup>17</sup>. Somit findet in diesen Ländern nach einer Stilllegung der bestehenden Kraftwerke kein Neubau statt. In Italien, Österreich, Dänemark und Norwegen gibt es derzeit keine Atomkraft und auch keinen Einstieg in die Atomkraft.

### 7.2.3 Entwicklung der Stromerzeugung bis 2050

In wieweit die in dem Modell vorgegeben Kapazitäten aus erneuerbaren Energien und fossilen Kraftwerken genutzt werden, hängt im Wesentlichen davon ab

- wie hoch die zu deckende **Nachfrage**, also der Bedarf ist
- welche **Kapazität** verfügbar ist
- zu welchen **variablen Kosten** diese verfügbar ist und
- wie viel über die Kuppelleitungen **im- oder exportiert** werden kann.

In diesem Zusammenhang ist es natürlich wichtig zu betrachten, wie sich die Bedarfs- und Angebotssituation im Nachbarland darstellt.

In **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** ist dargestellt, wie sich die installierte Leistung in GW (links dargestellt) und die Erzeugung in TWh (rechts dargestellt)

---

<sup>16</sup> Diese geringen Kosten beinhalten nur Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Kosten und Steuern wie die Brennelementesteuer. Andere Kosten, wie Bau, Entsorgung und Kraftwerksrückbau, sind hier nicht mit einberechnet. Somit sind die variablen Kosten zwar gering, betrachten aber nur einen Teil der insgesamt über den Lebenszyklus eines Atomkraftwerks anfallenden Kosten.

<sup>17</sup> Auch in diesen Ländern wird das Thema kontrovers diskutiert wie das Beispiel Borselle (Niederlande) zeigt.

über den Betrachtungszeitraum im Greenpeace-Szenario entwickeln. Die deutschen Atomkraftwerke werden ab 2019 keinen Beitrag mehr leisten. Ab 2030 gibt es in Deutschland keine Braunkohlerzeugung mehr. Ab 2040 ist dann kein Steinkohlekraftwerk am deutschen Netz.

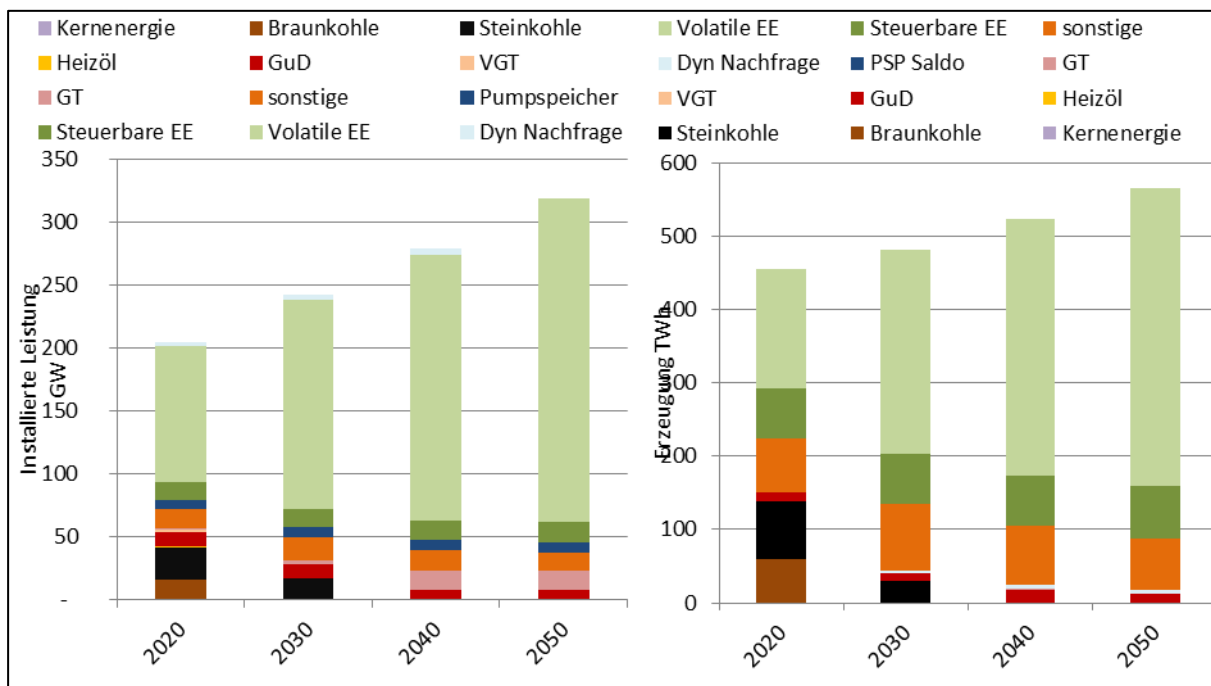


Abbildung 34: Installierte Leistung und Erzeugung im Greenpeace-Szenario von 2020 bis 2050

In folgender Grafik (Abbildung 35) ist dargestellt, welche und wie viele fossile Kraftwerke zugebaut (nach oben gehende Säulen) und stillgelegt (nach unten reichende Säulen) werden. 2015 und 2016 liegen den Zubauten konkrete, heute in Bau befindliche Kraftwerke zugrunde. Zubauten ab etwa 2018 sind eine Entscheidung des Investitionsmodells, d. h. das Modell ermittelt einen notwendigen Zubau einer gewissen Leistung und eines gewissen Kraftwerkstyps auf Basis dessen, wie oft der Bedarf auftritt, wie hoch der Bedarf ist und inwiefern und zu welchen Kosten der Bedarf alternativ, beispielsweise durch Importe, gedeckt werden kann. Wenn der Bedarf nicht anderweitig zu decken ist, oder kostengünstiger zu decken wäre, kann das Modell Kapazitäten zubauen.

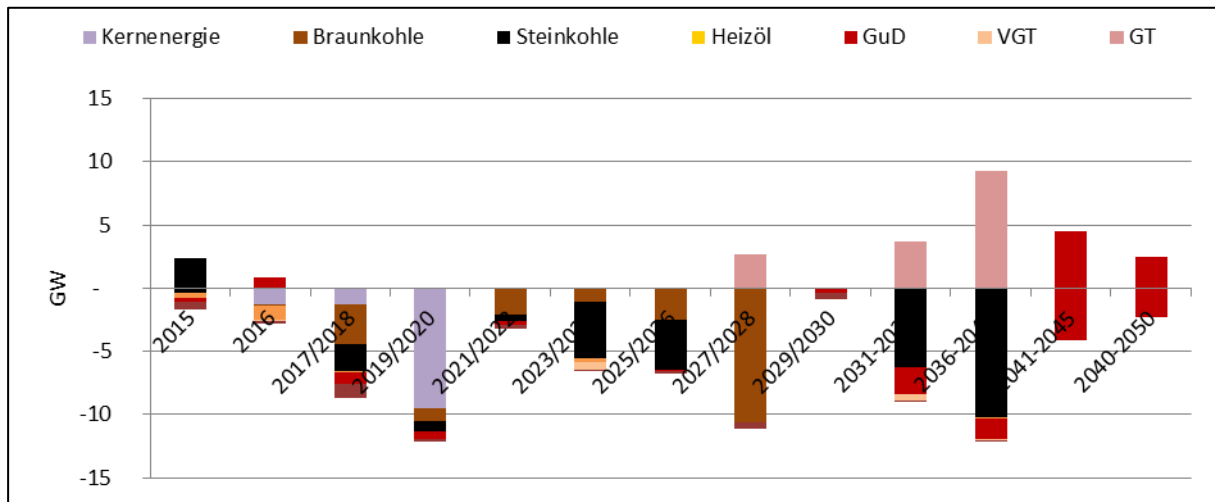


Abbildung 35: Zubau und Stilllegungen im Greenpeace-Szenario ab 2015

In Summe lässt sich erkennen, dass trotz der bereits durchgeführten Abschaltung von acht Atomkraftwerken in 2011 und einem in diesem Szenario bis 2018 vollzogenen Ausstieg aus der Atomenergie unter Vernachlässigung von innerdeutschen Netzrestriktionen mittelfristig ausreichende Erzeugungskapazitäten vorhanden sind und kein weiterer Zubau fossiler Kapazitäten über die derzeitigen Projekte hinaus notwendig ist. Dies begründet sich im Wesentlichen durch 3 Entwicklungen im unterstellten Szenario:

- durch die stark steigende Erzeugung aus erneuerbaren Energien
- durch eine signifikant sinkenden Stromnachfrage
- und ausreichend gesicherter Kraftwerksleistung im Ausland.

Es besteht jedoch in diesem Szenario ab der 2. Hälfte der 2020er Jahre in Deutschland ein Mangel an gesicherter Kapazität, weswegen etwa 15 GW Gasturbinen zugebaut werden müssen. Dieser Zubau dient in erster Linie der Vorhaltung einer Kapazitätsreserve, um in Fällen extremer Knappheiten (z. B. länger andauernde Windflauten im Winter mit wenig PV-Erzeugung) die Erzeugungssicherheit weiterhin zu gewährleisten. Dieser Bedarf könnte zu einem gewissen Anteil auch durch verbrauchsseitige Lastverschiebung (Demand-Side-Management) oder durch zusätzliche Speicher bedient werden. Allerdings sind die Potenziale aus heutiger Sicht beschränkt und ersetzen nur zu einem (kleineren) Anteil das Investitionserfordernis in neue Back-Up Kapazität. Falls diese Kapazitäten unter wettbewerblichen Rahmenbedingungen errichtet bzw. betrieben werden sollen, bedarf es eines Erlöses, welcher über den derzeit zu erwartenden Erlös am Markt hinausgeht. Wie dieser erzielt, bzw. in welchem Markt solche Kapazitäten ihr Geld verdienen können, war Gegenstand umfangreicher Diskussionen (siehe auch Kapitel 10.3).

Langfristig wird als Folge der umfangreichen Stilllegung von Grundlastkapazitäten ab 2036 auch zusätzliche Kapazität in der Mittellast benötigt (siehe Abbildung 35). Diese wird aufgrund der volatilen erneuerbare Energien-Einspeisung und den zu erwartenden Erzeugungskosten am kosteneffizientesten durch flexible GuD-Anlagen bereitgestellt.

Bereits im Jahr 2020 decken die erneuerbaren Energien etwa 44 % des nationalen Bruttostrombedarfs, 2030 etwa 74 % und 2050 etwa 94 %. Zwar könnten die erneuerbaren Energien mehr Strom erzeugen und diesen Anteil nach 2030 deutlich erhöhen. Jedoch wäre dieser Strom nicht immer zu der Zeit vorhanden, in der ein Bedarf besteht.

Stunden ab etwa 2030 genügend Speicher zur Verfügung, welche den gesamten „überschüssigen“ erneuerbare Energien-Strom und den EE-Strom, der derzeit exportiert wird, aufnehmen und bei Bedarf wieder abgeben könnten, könnte 2050 der gesamte deutsche Strombedarf zu 100 % aus erneuerbaren Energien gedeckt werden.

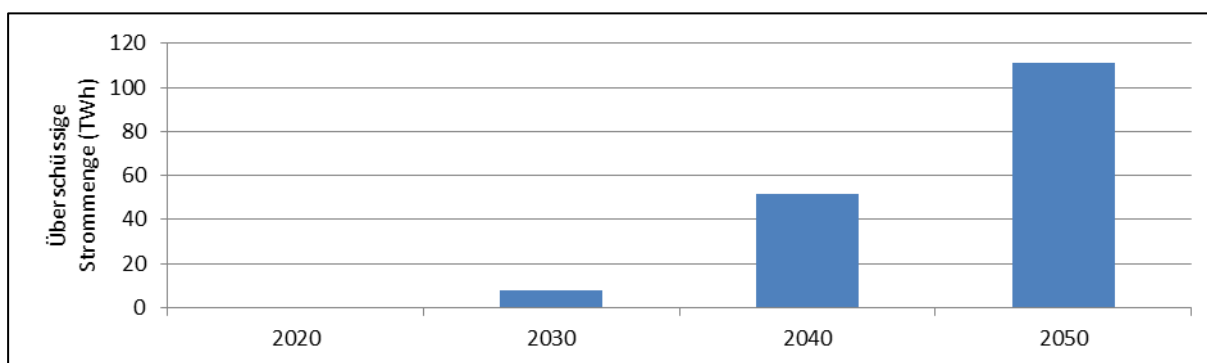


Abbildung 36: Überschüssige (nicht direkt zu dem Zeitpunkt der Erzeugung nutzbare) erneuerbare Energien-Strommenge

Diese Rechnung berücksichtigt wie gesagt nicht, dass schon heute im europäischen Binnenmarkt und ab 2030 steigende Mengen an erneuerbare Energien-Strom exportiert werden<sup>18</sup>. In 2050 handelt es sich um etwa 90 TWh. Diese Menge würde, wenn sie nicht exportiert und stattdessen innerhalb Deutschlands durch Speicherung genutzt würde, ebenfalls ausreichen, um jeglichen Strombedarf aus fossilen Quellen vollständig zu substituieren.

Die im Rahmen der Studie prognostizierte Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Energiewirtschaft (Stromerzeugung) sind in Tabelle 25 dargestellt und lehnt sich an die Tendenzen der Stromerzeugung an, wie im Anhang dargestellt.

	2012	2020	2030	2040	2050
Emissionen der Energiewirtschaft in Mio. t CO <sub>2</sub> äq	375	149	56	33	27 / 0 <sup>19</sup>

Tabelle 25: Entwicklung der Emissionen der Energiewirtschaft bis 2050

Die Tabelle zeigt, dass die Stromerzeugung (= die Energiewirtschaft) bis 2050 im vorliegenden Szenario nur CO<sub>2</sub>-emissionsfrei zu gestalten ist, wenn Strom aus erneuerbare Energien auch dann verfügbar ist, wenn er benötigt wird.

<sup>18</sup> Strom wird exportiert, wenn dieser im Ausland aufgenommen werden kann.

<sup>19</sup> Unter der Annahme, dass die verbleibenden Gaskapazitäten mit erneuerbar produziertem „Windgas“ betrieben würden, oder (teilweise) Speicher- und Verlagerungsoptionen zu einer verstärkten Nutzung der heimischen EE beitragen würden, wären die Emissionen hier folglich bis auf null zu senken.

Zur bilanziellen Eliminierung der 27 Mio. t CO<sub>2</sub> im Jahre 2050 wäre z. B. denkbar, dass überschüssiger Strom, der derzeit exportiert oder abgeregelt wird, durch eine Zwischenspeicherung zur innerdeutschen Lastdeckung genutzt wird. Zu diesem Zweck wäre allerdings eine Investition in (neue) Speichertechnologien notwendig. Die Möglichkeiten, die Speicher und Netze bieten, und welchen Stand sie derzeit in Markt und Forschung haben ist in Kapitel 10 nochmal diskutiert, wird in dieser Studie jedoch nicht quantitativ betrachtet. An dieser Stelle spielt auch das Marktdesign eine wichtige Rolle, um ein Zusammenspiel der Technologien für eine sichere Stromversorgung zu gewährleisten.

#### **Exkurs: Was würde ein anderes Atomkraft-Ausstiegsdatum bedeuten?**

Im Greenpeace-Szenario wird davon ausgegangen, dass bis 2018 keine Atomkraft mehr genutzt wird. Laut Kabinettsbeschluss der Bundesregierung vom Juni 2011 soll hingegen erst **2022** das letzte Atomkraftwerk stillgelegt werden. Dieser spätere Ausstieg würde folgendes bedeuten:

Ein Ersatz der Atom-Erzeugungsanlagen wäre über einen längeren Zeitraum unnötig. Der Strompreis bliebe tendenziell niedriger, da die Atomkraftwerke günstig betrieben werden und somit günstig Strom produzieren können (bei Vernachlässigung gezahlter Subventionen und Steuerhilfen, siehe hierzu auch Kapitel 9). Dies würde jedoch auch dazu führen, dass sich Investitionen in andere Erzeugungsanlagen weniger wirtschaftlich darstellen, da über den Strompreis die Vollkosten nicht erwirtschaftet werden können, und somit gegebenenfalls nicht oder erst später getätigt werden. Im Sinne von Greenpeace sollten dies effiziente und emissionsarme Anlagen sein. Der Umbau des Erzeugungssystems würde sich dementsprechend weiter verlangsamen.

Der durch die länger verfügbaren Atomkraftwerke zusätzlich anfallende Strom würde teilweise exportiert, um damit andere europäische Länder zu versorgen. Dieser Export bedeutet jedoch, dass Deutschland weitere Jahre das Risiko des Atomkraftwerksbetriebs trägt für Strom, der nicht heimisch genutzt wird.

#### **7.2.4 Entwicklung der Kraft-Wärmekopplung (KWK)**

Die gesamte KWK-Strommenge steigt, wie in Kap. 6.1 geschrieben auf 154 TWh in 2030, um danach wieder zu sinken (Vgl. Abbildung 31). Bereits in 2011 wurden laut Umweltbundesamt (63) 13,3 TWh KWK-Strom aus Biomasse gedeckt. Den Großteil lieferten jedoch erdgasbetriebene Anlagen (etwa 53,9 TWh).

Bei diesen Strommengen ist zu beachten, dass diese KWK-Strommengen nicht zusätzlich zu den in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** dargestellten Strommengen geliefert werden, sondern in den oben dargestellten und diskutierten Mengen bereits enthalten sind.

Es wird angenommen, dass der Anteil der regenerativen Energien am KWK-Strom bis 2030 zusammen mit dem Gesamtabsatz an KWK-Strom steigt Dies basiert unter anderem auf der Annahme, dass Wärmenetzbetreiber nach der EU-EE-Richtlinie künftig eine EE-Quote einhalten müssten und dezentrale Holzfeuerungen wegen der Feinstaub-Problematik zurück

gedrängt werden. Folglich würde die Biomasse künftig zu größeren Teilen in zentralen Anlagen und mit höherer Effizienz genutzt. Ferner wird von der bislang zu reinen Heizzwecken eingesetzten Biomasse in Zukunft ein größerer Teil über KWK genutzt.

Die ggf. neu errichteten Anlagen sollten erneuerbare Brennstoffe nutzen und mit Wärmespeichern ausgestattet sein, um die CO<sub>2</sub>-Minderung und den erneuerbaren Energien-Ausbau zu unterstützen. Gleichzeitig müssen die Anlagen zunehmend strommarktorientiert in ihrer Einsatzweise sein. .

### 7.2.5 Entwicklung der Wärmeerzeugung und daraus resultierende Emissionen

Die Entwicklung der Wärmeerzeugung wurde bereits in Kap. 4 thematisiert und soll hier nochmals zusammenfassend dargestellt werden. Im Wärmebereich reduziert sich der Bedarf in allen Sektoren durch Effizienzsteigerungen im Betrachtungszeitraum von insgesamt knapp 1.125 TWh/a in 2020 bis auf 690 TWh/a in 2050. Bei der Wärmeerzeugung betrug der EE-Anteil in 2012 rund 10 %. Gas und Strom bildeten hingegen in 2012 den größten Beitrag zur Wärmeerzeugung mit fast 70 % (7). Durch eine Substitution der genutzten Brennstoffe für die benötigte Wärme lassen sich weitere deutliche Einsparungen realisieren. Die zukünftige Entwicklung der Brennstoffe basiert auf der Datenbasis zum „Plan“ von 2009 und aktuellen BET-Abschätzungen unter Berücksichtigung der Potenziale und Greenpeace-Szenario-Randbedingungen. Der Beitrag von Strom wird hier nicht weiter aufgeschlüsselt, da die Stromerzeugung an anderer Stelle im Detail diskutiert wird.

in TWh/a	2013	2020	2030	2040	2050
Biomasse	117	120	120	120	120
Solarthermie	7	18	38	75	120
Geothermie	9	18	40	75	150
Abwärme	1	3	5	9	15
<b>Summe</b>	<b>134</b>	<b>159</b>	<b>203</b>	<b>279</b>	<b>405</b>

Tabelle 26: Möglicher Beitrag der erneuerbaren Energien zur Wärmebereitstellung

Im Industriesektor sind die Stahl- und Zementindustrie für die meisten Emissionen verantwortlich. Durch weitere Anstrengungen zum Ausschöpfen der Einsparpotenziale, wie verstärktes Recycling, lassen sich der Energiebedarf und folglich auch die Emissionen weiter verringern. Für das Recycling von Beton gibt es beispielsweise Forschungsprojekte und bereits realisierte Projekte, die technische Machbarkeit kann somit als erwiesen angesehen werden (vgl. EMPA, Uni Weimar). Hier wird, wie in Kapitel 4 beschrieben, von einem Wärmebedarf von 315 TWh ausgegangen, was einer Reduktion von 36 % gegenüber 2012 entspricht.

Im Sektor GHD ist der Wärmebedarf hingegen in den letzten Jahren deutlich zurückgegangen. In Zukunft muss jedoch beispielsweise bei Neubauten von öffentlichen Gebäuden die

EU-Richtlinie zu „Niedrigenergiegebäuden“ konsequent umgesetzt werden, um die anvisierte Reduktion des Wärmebedarfs auf 108 TWh zu erreichen (-56 % ggü. 2012). In den Haushalten spielt die energetische Sanierung des Wohnungsbestandes eine wesentliche Rolle, da ansonsten der Zuwachs an Wohnfläche diesen kompensiert. Aufgrund der zögerlichen Modernisierung wird hier nur von einer Reduktion auf 270 TWh/a in 2050 (-50% ggü. 2012) ausgegangen.

Im Industriesektor steigt der Anteil regenerativerer Energien bis 2050 deutlich, wobei Gas weiterhin eine tragende Rolle spielt (Gas steuerte in 2010 53 % der Energie zur Wärmebereitstellung bei). Der verbleibende Wärmebedarf wird durch Fernwärme gedeckt.

Im GHD-Sektor wird eine deutlichere Entwicklung bei den erneuerbaren Energien erwartet, da hier, aufgrund des niedrigeren benötigten Drucks, Geothermie und Solarthermie einen signifikanteren Beitrag leisten können. Der Anteil erneuerbarer Energien liefert bis 2050 etwa drei Viertel der Wärme. Die restliche Wärme wird bis dahin ausschließlich durch Fernwärme geliefert, die zum Großteil in gasbefeuerten Anlagen erzeugt wird. Der Anteil von Gas und Heizöl geht dagegen stark zurück.

Im Haushaltssektor findet ebenfalls eine Verlagerung von fossilen Energieträgern, in erster Linie Erdgas und Öl, hin zu erneuerbaren Energien, statt. Zum Einsatz kommen zum Heizen diesbezüglich vorwiegend Holzpellets. Doch auch hier wird die Solarthermie und die dezentrale oberflächennahe Geothermie genutzt. Tiefe Geothermie-Wärme und die Biomasse-Anlagen werden nur bei entsprechenden Standortpotenzialen genutzt werden können. Der Anteil der in KWK-Anlagen und über erneuerbare Energien erzeugten Wärme steigt von derzeit 25 % bis 2030 auf fast zwei Drittel an. Der übrige Wärmebedarf wird auch im Jahr 2050 über Erdgas bereitgestellt.

Die im Rahmen der Studie prognostizierte Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in den Sektoren Industrie, GHD und Haushalte (HH) sind in Tabelle 27 dargestellt.



Endenergiebedarf Wärme in TWh/a	2012 <sup>20</sup>	2020	2030	2040	2050
Industrie	496	442	385	338	315
GHD	248	208	169	133	108
Haushalte	539	475	390	305	270
<b>Emissionen in Mio. t CO<sub>2</sub>äq</b>					
energiebedingte Emissionen des Industriesektors	115	85	74	61	52
GHD Sektor	43	35	25	15	7
Haushalte und Kleinverbraucher	88	38	21	11	10

Tabelle 27: Entwicklung des Wärmeenergiebedarfs nach Sektoren bis 2050.

In den Sektoren Industrie, GHD und HH können die Emissionen insgesamt verringert werden, da einerseits durch Effizienzmaßnahmen der absolute Wärmebedarf in diesen Bereichen gesenkt werden kann (siehe Kapitel 4) und andererseits durch eine stärkere Nutzung von Fernwärme und erneuerbaren Energien die spezifischen Emissionen gesenkt werden können. Dies entspricht der Datenbasis zum „Plan B“ von 2009 und BET-Abschätzungen unter Berücksichtigung der Potenziale und Greenpeace-Szenario-Randbedingungen. Ergebnis ist eine erwartete Abnahme der energiebedingten industriellen Emissionen von derzeit etwa 115 auf 52 Mio. t CO<sub>2</sub>äq in 2050. Etwa die Hälfte der industriellen CO<sub>2</sub>-Emissionen sind auf die fünf Grundstoffe der industriellen Produktion zurück, also Stahl, Zement, Papier, Kunststoff und Aluminium. Den Gebrauch dieser Stoffe zu reduzieren bedeutet somit eine Reduktion der Emissionen. Ein konsequentes Umsetzen von Maßnahmen wie das Recycling von Beton und Stahl ermöglicht somit auch eine direkte Emissionsreduktion.

<sup>20</sup> Daten 2012 basieren auf Werten des BMWi (5)

## 8 Im- und Exporte und Importabhängigkeit

### 8.1 Im- und Exporte Strom

In dem Greenpeace-Szenario wandelt sich Deutschland zu Beginn des Betrachtungszeitraums von einem Strom-Exportland zeitweilig in ein Importland. Abbildung 38 zeigt hierzu den jährlichen Saldo der Handelsflüsse im Greenpeace-Szenario. Balken nach oben stellen einen Import nach Deutschland dar, Balken nach unten jeweils einen Export.

Zwar importiert Deutschland in den ersten Jahren in Summe, jedoch ist in vielen Stunden auch ein Export in das jeweilige Nachbarland zu beobachten. An dieser Stelle muss betont werden, dass Importe wirtschaftlich bedingt sind. Die unter dem Greenpeace-Szenario deutlich reduzierten nuklearen und kohlebasierten Grundlastkapazitäten in Deutschland bewirken, dass Kraftwerke im benachbarten Ausland mit niedrigen Grenzkosten höher ausgelastet werden und somit stärker in der „deutschen“ merit-order vertreten sind.

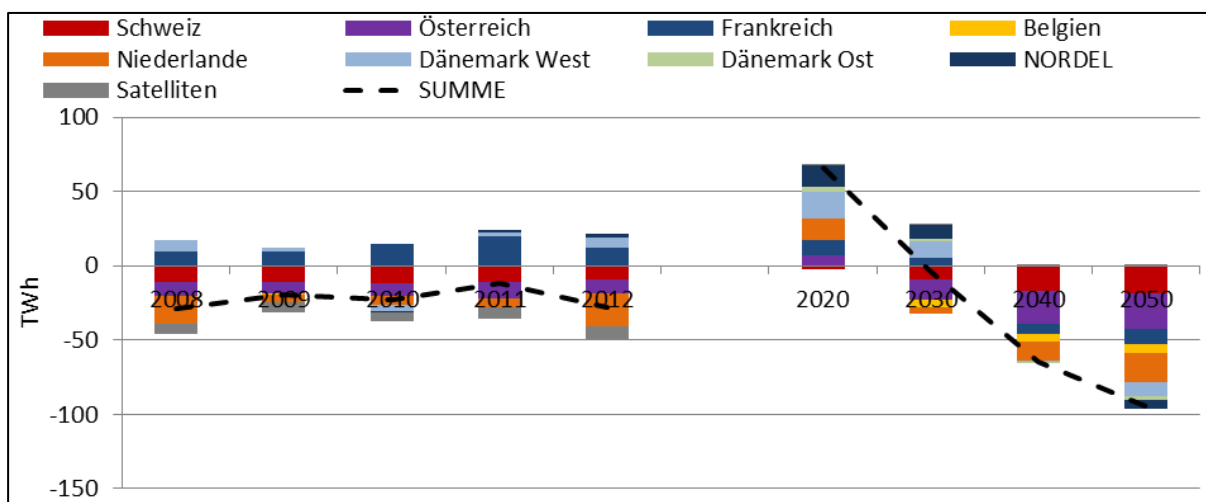


Abbildung 37: Strom Im- und Exporte nach bzw. von Deutschland in die betrachteten Nachbarländer

Obige Darstellung zeigt, dass Dänemark (aufgeteilt in eine Region „West“ und „Ost“) Strom nach Deutschland importiert. In diesem Falle handelt es sich im Wesentlichen um Windstrom, den Dänemark in Stunden überschüssiger Produktion nach Deutschland weiterleitet. Ebenfalls ist in diesen Handelsflüssen ein Transit von norwegischem und schwedischem Strom enthalten („NO/SE“). Diese Importe basieren auch auf zwei Annahmen:

1. Norwegen verfügt über ausreichend Wasser, um nicht nur den eigenen Bedarf an Strom zu decken, sondern auch in Engpass-Situationen exportieren zu können<sup>21</sup>.
2. Die Netzengpässe zwischen Dänemark und Deutschland, die bisher zu einer Restriktion des Stromaustausches führten, werden reduziert.

<sup>21</sup> Norwegische Wasserkraftwerke verfügen über Speicher, sind aber meist nicht als Pumpspeicher ausgelegt. In Zeiten hoher regenerativer Einspeisungen aus Deutschland können diese angedrosselt werden und wirken indirekt wie ein Pumpspeicher. In Knappheitsstunden würde entsprechende Kapazität zusätzlich aus Norwegen exportiert. Dies setzt allerdings eine Verstärkung der Interkonnektoren und auch einen Netzausbau innerhalb von Norwegen voraus.

Ferner ist zu sehen, dass Deutschland auch aus Frankreich importieren würde, wenn der Strompreis niedriger als in Deutschland ist. Dies wäre vornehmlich Atomstrom.

Im- und Export mit der Schweiz und Österreich halten sich zunächst in etwa die Waage, da hier viel Spitzenlaststrom von den Speicher-dominierten Alpenländern importiert, gleichzeitig aber Grundlaststrom exportiert wird. In den späteren Jahren wird Deutschland auch hier zum Exporteur.

Bei den Stromimporten ist hervorzuheben, dass diese dann genutzt werden, wenn sie wirtschaftlich günstiger sind als inländisch erzeugter Strom. Importe sind kein Zeichen sonst auftretender Versorgungsengpässe. Diese können im Modelllauf nicht entstehen, weil vorgegeben wird, dass in diesem Szenario inländisch immer ausreichend gesicherte Leistung vorgehalten wird (u. a. Gasturbinen als kostengünstigste Option). Deutschland wird also den Import als wirtschaftlichere Option nutzen. Hätte Deutschland keine Möglichkeit zum Stromaustausch, würden keine Versorgungsengpässe auftreten, es würden aber erkennbar höhere Strompreise durch die Nutzung ineffizienterer Technologien, möglicherweise höhere Gesamtemissionen und deutlich höhere abgeregelte EE-Mengen zu verzeichnen sein.

Betrachtet man ein Szenario, in welchem Deutschland stromtechnisch isoliert ist, also nicht im- oder exportieren kann, so ist der Kraftwerkszubau im Ausland voraussichtlich nicht niedriger, aber ggf. von anderer Ausgestaltung. Ein niedrigerer ausländischer Kraftwerkszubau wäre ein Indiz dafür, dass ausländische Kraftwerke Deutschland bei voller Stromanbindung mitversorgen. Stattdessen werden deutsche Kraftwerke vermehrt eingesetzt.

Eine Betrachtung der Im- und Exporte zeigt jedoch, dass es aufgrund der Kuppelleitungen und eines Zusammenwachsens des europäischen Binnenmarktes nicht nur eine Rolle spielt, welche politischen Ziele sich Deutschland setzt, sondern auch, was die anderen europäischen Länder und potenziellen Stromexporteure sich für energiewirtschaftliche Ziele setzen.

## 9 Projektion der Börsenstrompreisentwicklung im Greenpeace-Szenario

In folgender Grafik (Abbildung 38) sind die Strompreise für den Base, Peak und Offpeak real auf der Preisbasis 2014 dargestellt<sup>22</sup>. Links (2002-2013) sind historische Verläufe abgebildet, rechts die erwartete Entwicklung bis 2050. Eine Darstellung realer Preise bedeutet, dass ein Anstieg auf fundamentalen Ursachen beruht, wie beispielsweise einer Bereinigung der Überkapazitäten am Kraftwerksmarkt durch Stilllegungen oder auch steigende Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise. Die Daten basieren auf einer Fortschreibung des derzeitigen Marktdesigns.

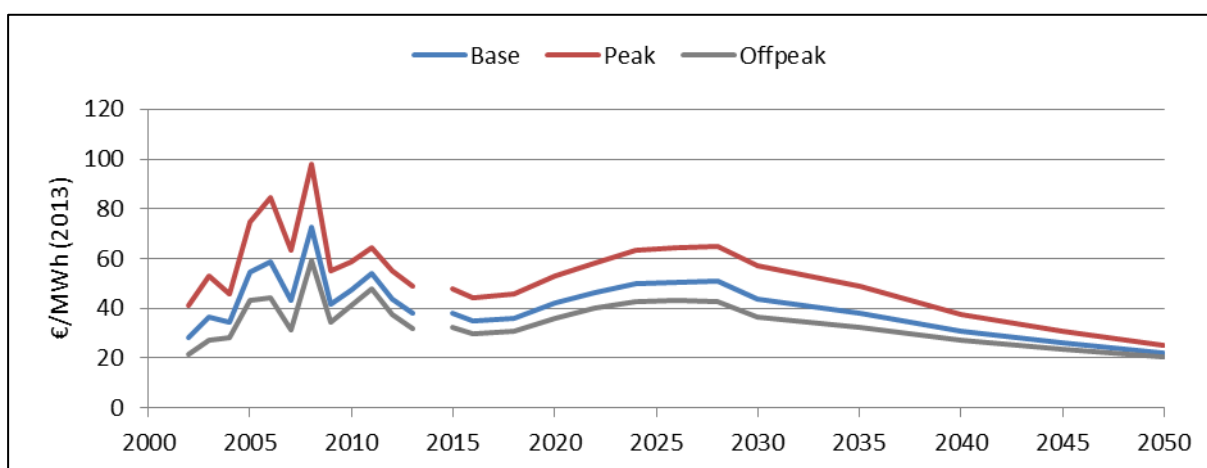


Abbildung 38: Abschätzung der Strompreisentwicklung im Greenpeace-Szenario

Bis 2018 gehen Terminmarktpreise der verschiedenen Brennstoffe und CO<sub>2</sub>-Zertifikate in das Modell ein. Diese befinden sich derzeit auf einem niedrigen, real sogar teilweise fallenden Niveau. Somit stagnieren die Strompreise in etwa bis 2018. Insbesondere die CO<sub>2</sub>-Preise sind derzeit an der Börse (als Spot und als Forward-Preise) sehr günstig und entfalten auf diesem Niveau einen geringen Anreiz, Einsparpotenziale zu mobilisieren.

Nach 2018 steigen Kohle-, CO<sub>2</sub>- und Gaspreise stark an auf das Niveau des von der IEA veröffentlichten World Energy Outlook 2014 (64). Die Zahlen hierzu sind im Anhang nochmal explizit dargestellt. Zur gleichen Zeit wird in Deutschland umfangreich Kapazität, insbesondere Braunkohle und Kernenergie, stillgelegt (siehe 7.2.3). Die Allokation von Reststrommengen auf Kohlekraftwerke führt darüber hinaus zu einer Einschränkung der technisch möglichen und kostengünstigen Stromerzeugung aus Braunkohle und Steinkohle. Diese beiden Technologien können recht günstig Strom bereitstellen, da ihre Betriebskosten sich im Wesentlichen aus Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Kosten zusammensetzen. Die Effekte Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisanstieg und Stilllegungen führen 2018-2024 zu einem starken realen Preisanstieg. Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Kernenergie- und Braunkohleverstromung noch weitere teils erhebliche Kosten verursachen (beispielsweise für Anlagenrückbau, Um-

<sup>22</sup> Der Base stellt den Mittelwert aller Preise über eine Zeiteinheit, in diesem Fall ein Jahr, dar. Der Peak bildet den Mittelwert aller Werkstage zwischen 8 Uhr morgens und 8 Uhr abends ab, der Offpeak hingegen den Mittelwert über Wochenenden und wochentags von 8 Uhr abends bis 8 Uhr morgens.

siedlung für die Erschließung neuer Tagebaue), die nicht direkt in die Betriebskosten eingepreist sind.

2030 kommt es erstmals zu einer leichten Preissenkung. Ursache ist das starke Absinken der residualen Last (= Strombedarf abzüglich erneuerbarer Energie und vorrangig eingespeisten KWK-Strom), so dass Erzeugung aus Kraftwerken mit sehr niedrigen Grenzkosten immer öfter preissetzend sind. Dies sind zunehmend EE-Anlagen mit Grenzkosten nahe null sowie die noch verbliebenen Steinkohlekraftwerke. Nach 2030 zeigt der weitere starke Anstieg der erneuerbaren Energien deutliche Preiseffekte: Sowohl der Spotpreis (Base, Peak und Offpeak) als auch die Offpeak-Peak-Preisspreizung fallen infolge des immer selteneren Einsatzes der konventionellen Kraftwerke.

Dass der Peak weiterhin höher ist als der Base mag unerwartet sein, senkt doch bisweilen an sonnigen Tagen das Angebot an PV-Strom zu Peakzeiten, insbesondere in der Mittagszeit den Strompreis. Diese „PV-Delle“ lässt sich auch in den stündlichen Preisen des Greenpeace-Szenarios beobachten, jedoch kann sich der Peak weiterhin über dem Base halten, da der Morgen, der Abend und Wintertage ohne ein deutliches Ändern des Verbrauchverhaltens weiterhin hohen Strombedarf aufweisen, zu dessen Zeiten jedoch nicht immer erneuerbare Energien preissenkend Strom anbieten können.

Somit hätte ein steigender Anteil erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung den Vorteil, dass sie in dem jetzigen Marktsystem am Großhandelsmarkt den Börsenstrompreis senken.

Gleichzeitig verringern erneuerbare Energien insbesondere in den Überschusszeiten, wie in Kapitel 7.2.3 bereits erwähnt, den Importbedarf an anderen Primärenergieträgern.

Wie bereits in Kap. 8 ausgeführt, sind die hier modellgestützt hergeleiteten Strompreise lediglich die auf dem derzeitigen Marktdesign erwartbaren Börsenstrompreise am day-ahead-Spotmarkt. Sie spiegeln allerdings nicht die wahren Vollkosten der Stromerzeugung wider. Zum einen sind die garantierten Einspeisevergütungen und die daraus resultierende EEG- und KWKG-Umlage nicht abgebildet, zum anderen fehlen die Kosten für einen Investitionsmechanismus für die zusätzliche Back-Up-Kapazität (rund 15 GW GT-Leistung). Eine vollständige volkswirtschaftliche Kostenanalyse war im Rahmen dieser Studie nicht leistbar.

### **Hinweis zum Unterschied zwischen Kosten und Preisen sowie unterschiedlichen Kostenbestandteilen**

Das vorliegende Szenario bezieht sich auf eine reine Marktlogik, bei der rational handelnde Akteure ihr Verhalten an den Preissignalen des Energy-Only-Marktes ausrichten. Dieses rationale Verhalten ist insofern Theorie, als das tatsächliche Gebotsverhalten der Stromhändler nicht vollständig antizipiert werden kann.

Für die Interpretation der vorliegenden Ergebnisse ist weiterhin der Hinweis wichtig, dass von den angenommenen Kosten nur solche in die Preisbildung einfließen, die dem Unternehmen real entstehen. Diese Sicht blendet Folgekosten der Energieerzeugung wie z. B. durch Schäden an Natur und Umwelt, sowie Umlagekosten (Subventionen) aus.

In anderen Untersuchungen und Studien wurden diese Folgekosten allerdings thematisiert: Greenpeace Energy eG hat zu Subventions-korrigierten Kostenstrukturen Gutachten vorgelegt, nach denen bei Bereinigung der Atom- und Kohlekraft um sämtliche gewährten Subventionen der Strom Windkraft heute bereits günstiger herzustellen wäre als aus alle anderen Energieträgern (102).

Neben der Bereinigung der Subventionen können auch die externen Kosten der jeweiligen Energieträger in die Gesamtkostenrechnung mit einfließen. Dies stößt an methodische Herausforderungen, wenn z. B. zukünftige Klimaschäden den fossilen Energieträger anteilig zugerechnet werden sollen. Ansätze dazu hat das Umweltbundesamt vorgelegt (65).

## 10 Versorgungssicherheit der Stromversorgung

Die Versorgungssicherheit ist für den Wirtschaftsstandort Deutschland ein hohes Gut und sollte nicht eingeschränkt werden. Sie ist von diversen Einflussfaktoren abhängig, wie auf Seite 67 bereits angemerkt.

Um tatsächlich den von Greenpeace anvisierten Ausbau der Erneuerbaren Energien realisieren zu können und gleichzeitig eine sichere Versorgung zu gewährleisten, sind vielfältige Anstrengungen notwendig. Im künftigen Strommarkt müssen zahlreiche Flexibilitätsoptionen angereizt werden, um das immer stärker fluktuierende Dargebot aus Windenergie- und Solaranlagen mit der Nachfrage abzugleichen. Dazu stehen vielfältige Möglichkeiten zur Verfügung:

- Demand site management: Insbesondere im industriellen und gewerblichen Bereich stehen Potenziale zur Lastverschiebung und in extremen Knappheitssituationen auch Lastreduktionspotenziale zur Verfügung. Diese wurden detailliert in einer BET-Studie (66) mit 3,5 GW für das Segment der energieintensiven Industrie in einer Bottom-Up Analyse ermittelt und können somit einen wichtigen Beitrag zur Flexibilisierung leisten.
- Stromnetzausbau: Der Stromnetzausbau stellt sicher, dass die Erzeugung aus erneuerbaren Energien zur Deckung der Nachfrage großräumig engpassfrei erfolgen kann. Je großräumiger das engpassfreie Netz, umso mehr können sich Dargebotsschwankungen an den verschiedenen Wind- und Solarstandorten ausgleichen.
- Direkte und indirekte Speicherung von Strom: Hierunter werden unterschiedliche Optionen verstanden, Überschussstrom aus Wind und PV einzuspeichern und der Nachfrage anzupassen. Insbesondere bei hohen Anteilen aus Wind und PV oberhalb von 70 % sind Speicheroptionen unerlässlich, um auch längere Flauten und stark volatile Einspeisung zu beherrschen. Darauf wird vertiefend in Kap. 10 eingegangen.

Neben der bereits angesprochenen gesicherten Leistung und Flexibilisierung der Nachfrage spielen die Speicherung von Strom aus erneuerbaren Energien und ein ausreichender Netzausbau eine wichtige Rolle.

### 10.1 Speicheroptionen

Die Notwendigkeit der Speicherung von Strom entsteht durch die zunehmenden Überschüsse aus der Erzeugung aus erneuerbaren Energien im Betrachtungszeitraum. Mit steigender Kapazität treten immer häufiger Situationen auf, in denen das Angebot die Nachfrage übersteigt. Die Anlagen müssen dann abgeregelt werden, ihr Stromerzeugungspotenzial würde zu vielen Zeitpunkten nicht voll genutzt. Stromspeicher sind eine wichtige Option, können die Überschüsse einspeichern und in Zeiten mit Strommangel wieder ausspeichern. Speicher dienen somit dem zeitlichen Verschieben von Energie. Dabei kann unterschieden werden zwischen direkten Stromspeichern (z. B. Batteriespeicher, Pumpspeicher) und indirekten Speicheroptionen (z. B. Wärmespeicher, Power-to-Gas).

### 10.1.1 Wärmespeicher

Die Potenziale, Energie in Form von Wärme zu speichern, sind groß. Neben großen Wärmespeichern in Fernwärmenetzen sind auch kleine Lösungen möglich.

In Wärmenetzen ermöglichen Wärmespeicher eine stromgeführte Fahrweise der KWK-Anlagen. Die KWK-Anlagen werden dann nicht mehr in Abhängigkeit vom Wärmebedarf, sondern in Abhängigkeit vom Strombedarf im System bzw. vom Strompreis gefahren. Viele Stadtwerke und Fernwärmeversorgungsunternehmen haben bereits damit begonnen, ihre Systeme mit zum Teil sehr großen Wärmespeichern zu flexibilisieren<sup>23</sup>.

Des Weiteren können Wärmepumpen und E-Heizer in Zukunft einen bedeutenderen Anteil an der Wärmeversorgung einnehmen. In Zeiten überschüssigen Stroms würden diese Anlagen die Last erhöhen und somit Angebot und Nachfrage annähern.

Durch die Nutzung von überschüssigem Strom für die Wärmeerzeugung werden fossile Brennstoffe, insbesondere Gas eingespart. Das eingesparte Gas kann zu einem späteren Zeitpunkt wieder in Gaskraftwerken verstromt werden. Insofern entsteht hier durch die Speicherung von Wärme und eingespartem Gas eine indirekte Speicherung von Strom, die deutlich kostengünstiger ist als die direkte Stromspeicherung. Daher ist es bei Vorhandensein entsprechender Wärmesenken sinnvoll, Überschussstrom zur Wärmeproduktion zu nutzen.

### 10.1.2 Stromspeicher

Bisher kann Strom nur in sehr geringen Mengen und über kurze Zeiträume gespeichert werden. Es besteht wenig Anreiz, in Speicher zu investieren. Die Speicherung größerer Strommengen ist bisher nicht erforderlich, da die Stromerzeugung in konventionellen Kraftwerken jederzeit dem Bedarf angepasst werden konnte. Bei hohen Anteilen wetterabhängig fluktuierender Erzeugung aus erneuerbaren Energien im System, wird das Speichern von Strom in größerem Umfang jedoch unumgänglich sein, um die Abregelung überschüssigen Stroms zu vermeiden und eine 100 %ige Versorgung durch erneuerbare Energien zu erreichen.

Folgende Speichertechnologien stehen prinzipiell zur Auswahl:

- Schwerkraftspeicher: Pumpspeicher, Schwungradspeicher
- Druckluftspeicher
- Batterien (Blei-Säure, Li-Ionen, Redox-Flow-Akkumulatoren)
- Erzeugung und Rückverstromung von Wasserstoff oder Methan („Power to Gas“)

Die einzelnen Techniken unterscheiden sich stark hinsichtlich:

- Energiedichte
- Speicherkapazität
- Verluste
- Zyklenzahl

---

<sup>23</sup> Vgl. MVV Energie, gemeinsamer Großwärmespeicher mit dem GKM



- Kosten
- Entwicklungsstand

Daher sind je nach Anwendungsfall unterschiedliche Speichertechnologien optimal.

Abbildung 39 zeigt die typischen Einsatzbereiche, die sich sowohl aus den technischen Parametern als auch aus der Kostenstruktur ergeben. Unterschiedliche Speicherarten haben Restriktionen hinsichtlich ihrer Leistung und / oder ihrer speicherbaren Arbeit. Aus dem Verhältnis von Speichermenge zu Leistung ergibt sich die maximale Ein- bzw. Ausspeicherdauer.

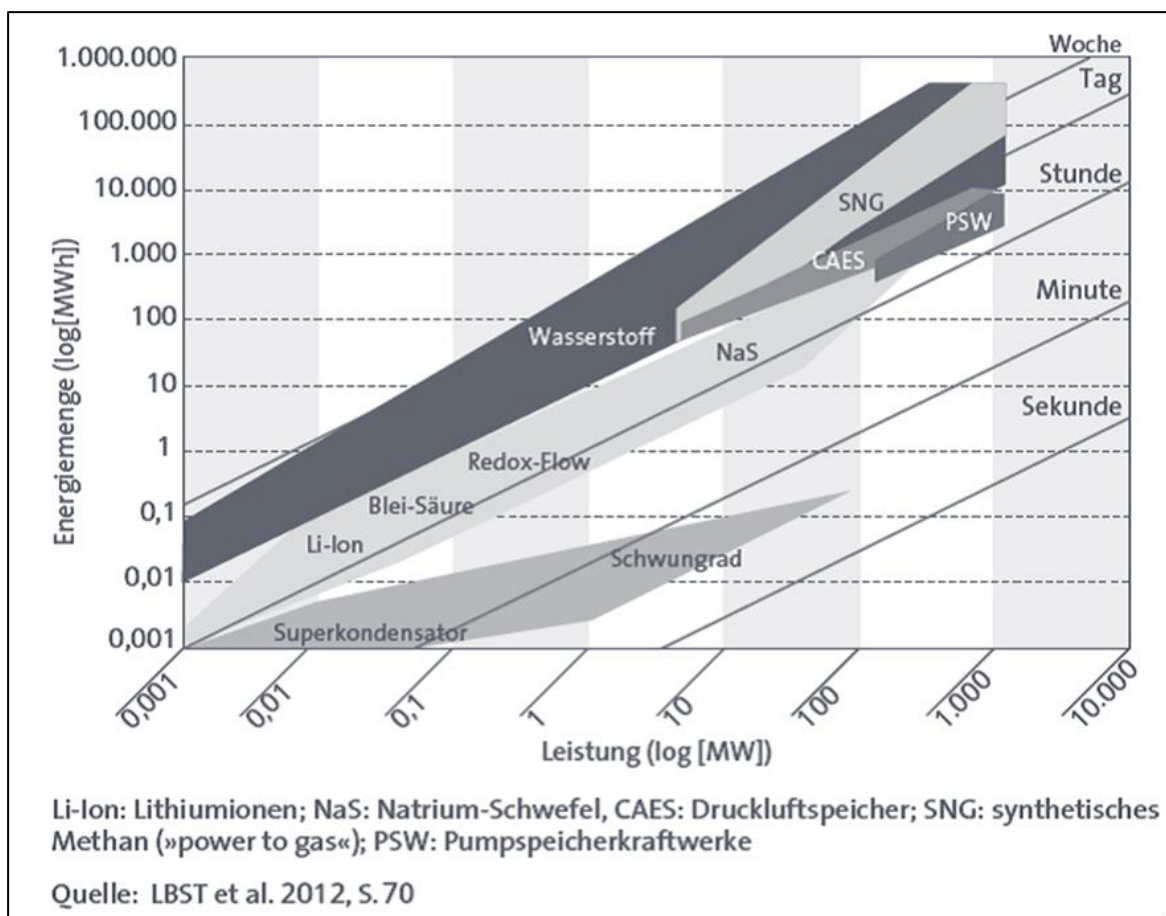


Abbildung 39: Einsatzbereiche verschiedener Speichertechnologien[1]

Die Grafik zeigt deutlich, dass nicht jede Technologie für jede Art der Leistung, Energiemengenspeicherung und Speicherdauer geeignet ist. So sind beispielsweise Batterien für relativ kurze Zeiträume von einigen Stunden, maximal einigen Tagen sinnvoll im Gegensatz zu Wasserstoff und synthetischem Gas, die insbesondere als Langfristspeicher geeignet sind.

### 10.1.3 Pumpspeicher

Pumpspeicherkraftwerke speichern Energie, indem sie bei Stromüberschüssen Wasser von einem Unterbecken in ein Oberbecken pumpen. Zu Zeiten, in denen eine erhöhte Nachfrage nach Strom besteht, fließt das Wasser über die Turbinen des Pumpspeicherkraftwerks zurück ins Unterbecken, hierbei wird Strom erzeugt und in das Netz ein- bzw. zurückgespeist.

Pumpspeicher stellen derzeit die einzige technisch ausgereifte und kostengünstige Option zur direkten Stromspeicherung dar. Sie sind erprobt und bieten eine akzeptable Effizienz. Der Wirkungsgrad neuer Pumpspeicherkraftwerke liegt bei 75 - 80 %.

In Deutschland sind gegenwärtig Pumpspeicherkraftwerke mit einer Kapazität von rd. 6,5 GW installiert. Das gesamte Pumpstromaufkommen in 2010 belief sich auf rd. 8.620 GWh. Darüber hinaus befinden sich derzeit etwa sieben Pumpspeicherkraftwerksprojekte mit einer Gesamtleistung von rd. 3 GW für den Zeithorizont bis 2022 in diversen Planungsstadien. Der Realisierungsgrad der einzelnen Projekte ist unterschiedlich stark fortgeschritten, der Projektstand reicht von der Voruntersuchungsphase bis zum abgeschlossenen Raumordnungsverfahren. Es ist jedoch ungewiss, wie viele von den geplanten Projekten tatsächlich realisiert werden. Die Projektentwickler bzw. potenziellen Kraftwerksbetreiber warten derzeit ab, ob sich die Rahmenbedingungen verbessern.

Pumpspeicherkraftwerke benötigen große Staubecken, die naturgemäß im Gebirge am leichtesten anzulegen sind. Daher bieten vor allem die Mittelgebirge und Süddeutschland günstige Bedingungen für den weiteren Ausbau. Es gibt noch erhebliche Potenziale für den Ausbau von Pumpspeichern in Deutschland, die jedoch durch wirtschaftliche, gesellschaftliche und politische Faktoren begrenzt werden. Jeder Neubau stellt einen Umwelteingriff dar, bei dem Konflikte mit dem Landschafts- und Naturschutz kritisch geprüft werden müssen. Zahlreiche Studien attestieren aus diesem Grund nur ein geringes Ausbaupotenzial.

Pumpspeicher in Deutschland werden aufgrund der Topologie und fehlenden natürlichen Zuflüsse i. d. R. für eine maximale Bereitstellungsdauer von 6 – 8 Stunden ausgelegt, so dass sie für den Ausgleich untertägiger Schwankungen der Residuallast eingesetzt werden können. Grundsätzlich können Pumpspeicher auch als Langzeitspeicher eingesetzt werden. Hierfür wäre jedoch ein Vielfaches der in Deutschland vorhandenen Potenziale an Speicherkapazität erforderlich, so dass für die Langzeitspeicherung auch (teurere) andere Technologien zum Einsatz kommen müssen. Potenziale für Langzeitspeicher sind in begrenztem Umfang in der Alpenregion verfügbar.

Wegen ihrer schnellen Regelbarkeit können Pumpspeicherkraftwerke sehr gut für Aufgaben der Netzregelung eingesetzt werden. Die gesamte installierte Leistung steht als Laständerungspotenzial in wenigen Minuten zur Verfügung.

Die Zuschaltgeschwindigkeit aus dem Stillstand beträgt ca. 75 - 110 Sekunden. Umgekehrt ist eine Umstellung auf maximalen Pumpbetrieb durchschnittlich in rund drei Minuten möglich. Hochflexible Anlagen können noch sehr viel schneller, in nur jeweils 30 Sekunden, aus dem Stillstand auf vollen Pump- oder Turbinierbetrieb hochfahren.

Die Kraftwerke können bei entsprechender technischer Auslegung unabhängig vom vorhandenen Stromnetz aus dem Stillstand angefahren werden (schwarzstartfähig) und haben damit insbesondere bei großflächigen Ausfällen eine wichtige Bedeutung zur Wiederherstellung der Systemstabilität.

Pumpspeicherkraftwerke stellen heute sowie kurz- bis mittelfristig die wirtschaftlichste großtechnische Speichertechnologie dar. Bei den aktuellen Strompreisen (geringe Preissprei-

zung, niedrige Preise für Regelleistung) reichen die Erlöse jedoch nicht aus, um die Investitionskosten neuer Anlagen zu refinanzieren.

#### **10.1.4 Batterien**

Batterien bzw. Akkumulatoren sind elektrochemische Stromspeicher. Man unterscheidet Batteriesysteme mit internem Speicher (z. B. Blei-Säure- oder Lithium-Ionen-Akkus) und Systeme mit externem Speicher (z. B. Redox-Flow-Batterien). Beim Ladevorgang wird jeweils durch Anlegen einer Spannungsquelle ein chemischer Prozess eingeleitet, der beim Entladevorgang umgekehrt wird (reversible chemische Reaktion).

In der Praxis sind zahlreiche Materialkombinationen erprobt worden, wobei sich insbesondere Blei-Säure-, Lithium-Ionen- und bei den Redox-Flow-Batterien Zink-Brom-, Vanadium- und Eisen-Chrom-Systeme als für die Stromspeicherung relevant erwiesen haben (67).

Die unterschiedlichen Batteriesysteme unterscheiden sich hinsichtlich folgender Kriterien:

- Energiedichte
- Zyklenzahl
- Selbstentladerate
- Wirkungsgrad
- Kosten
- Ladezeiten

Damit sind je nach Anwendungsfall unterschiedliche Techniken am besten geeignet.

Z. B. haben Li-Ionen-Akkus eine hohe Energiedichte und einen hohen Wirkungsgrad. Sie sind daher besonders für mobile Anwendungen (Elektromobilität) geeignet. Blei-Säure-Akkus sind derzeit die kostengünstigsten Batterien, haben aber eine relativ hohe Selbstentladerate und relativ niedrige Zyklenzahlen. Darüber hinaus ist die Energiedichte vergleichsweise niedrig. Sie sind daher nur für Kurzzeitspeicherung im stationären Betrieb geeignet. Redox-Flow-Batterien haben niedrigere Wirkungsgrade als Blei-Säure- und Li-Ionen-Akkus, dafür aber eine sehr hohe Zyklenzahl und keine nennenswerte Selbstentladung. Sie sind daher auch als Langzeitspeicher einsetzbar.

Die Bereitstellungsdauer des gespeicherten Stroms variiert je nach Anwendungsfall der Batterie von unter einer Stunde (Volllast) bis zu mehreren Tagen (Teillast) und hängt zudem vom Verhältnis der Leistungselektronik zu den Speichermodulen ab. Redox-Flow-Batterien können aufgrund ihres externen Speichers für längere Entladedauern ausgelegt werden. Das Speichern über längere Zeiträume ist zwar in Li-Ionen-Akkus technisch möglich (geringe Selbstentladung), wird aber extrem teuer. Wenn es um langfristige Speicherung über mehrere Wochen geht, ist Power to Gas (siehe unten) deutlich kostengünstiger.

#### **10.1.5 Druckluftspeicher**

Zur Speicherung von Strom in einem Druckluftspeicher (Compressed Air Energy Storage - CAES) erzeugt ein elektrischer Verdichter Druckluft, die in einer unterirdischen Kaverne gespeichert wird. Bei Bedarf wird die Druckluft über einen Druckluftmotor oder eine Gasturbine

geleitet und entspannt, dabei wird wieder Strom erzeugt. Bei der Verdichtung entsteht Wärme, die in einfachen Anlagen bislang ungenutzt bleibt, während im Entspannungsprozess erneut Wärme zugeführt werden muss. Die Idee des sog. adiabaten Druckluftspeicherkraftwerks ist daher, die bei der Kompression entstehende Wärme ebenfalls zu speichern, um sie bei bzw. vor der Entspannung zur Erwärmung der Druckluft zu nutzen. Mit diesem Prinzip könnte der Wirkungsgrad eines Druckluftspeichers, der in der Praxis (Huntorf) bei 40 % liegt, deutlich erhöht werden (s.u.).

Weltweit gibt es erst zwei Druckluftspeicher- und Gasturbinen-Kombikraftwerke. Während die erste Pilotanlage in Huntorf, Deutschland (Inbetriebnahme in 1978 und Retrofit in 2006) einen Wirkungsgrad von gut 40 % aufweist, erreicht das weiterentwickelte und mit Abwärme-Rekuperatoren ausgestattete Kraftwerk McIntosh in den USA (Inbetriebnahme in 1991) bereits einen Wirkungsgrad von 54 %. Die in diesen beiden Speicherkraftwerken eingesetzte Anlagentechnik kann als marktreif bezeichnet werden, hat jedoch einen vergleichsweise geringen Wirkungsgrad.

Die Wirkungsgrade von Druckluftspeichern werden aus physikalischen Gründen auch langfristig unter denen von Pumpspeicherkraftwerken liegen. Allerdings sollen mit der adiabaten Druckluftspeichertechnik (Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage – AA CAES) weitere Optimierungen umgesetzt werden, mit der eine Erdgaszufeuerung vermieden und eine Wirkungsgraderhöhung auf 62 - 70 % erreicht werden soll. Die Technik befindet sich noch im Entwicklungsstadium. Forschungs- und Entwicklungsbedarf besteht vor allem im Bereich der Wärmespeicherung sowie der Optimierung der Kompressor- und Turbinentechnik.

Das Potenzial zur Nutzung von Druckluftspeichern in Deutschland ist groß, da in es insbesondere in Norddeutschland große Salzkavernen gibt, in denen die Druckluft gespeichert werden könnte. In (68) wird ein nutzbares Potenzial von 9 Mrd. m<sup>3</sup> bzw. 27 TWh angegeben. Bei voller Nutzung ließe sich hiermit bereits eine ca. 2-wöchige Windflaute überbrücken. Aufgrund der relativ hohen Stillstandsverluste von bis zu 5 % pro Tag ist aber eine Speicherung über die Dauer eines Tages hinaus nicht sinnvoll. Für den Fall der zweiwöchigen Windflaute ist Power to Gas bereits kostengünstiger. Somit eignet sich auch der Druckluftspeicher nur für kurzfristige Verlagerungen von wenigen Stunden.

Druckluftspeicherkraftwerke sind flexibel und könnten zur Erbringung von Minutenreserve und ggf. zukünftig auch für Sekundärregelleistung eingesetzt werden. Abhängig von der gewählten Anlagentechnik und Wärmerückgewinnung stehen innerhalb von wenigen Minuten rd. 50 % und nach 10 - 20 Minuten 100 % der Leistung zur Verfügung. Ein weiterer Vorteil ist die Schwarzstartfähigkeit der Druckluftspeicher.

Die Stromspeicherkosten von Druckluftspeichern liegen zwischen denen von Pumpspeichern und Batterien.

Ob Druckluftspeicher künftig in größerem Umfang genutzt werden, wird von den Fortschritten bei der Weiterentwicklung der Technologie abhängen, insbesondere auch in Relation zu den entsprechenden Fortschritten bei der Weiterentwicklung der Batteriespeicher.

### 10.1.6 Power to Gas

Die chemischen Reaktionen der Elektrolyse sind wie die des Sabatier-Prozesses bzw. Methansynthese grundsätzlich lange entdeckt und erforscht. Das Power to Gas Konzept macht sich beide Prozesse zu Nutze, um überschüssige elektrische Energie (aus erneuerbare Energien Anlagen) in Wasserstoff oder synthetisches Methan (SNG<sup>24</sup>) umzuwandeln, aufzubereiten, zu verdichten und zu speichern. Das erzeugte Gas steht anschließend für die Rückverstromung in Kraftwerken oder Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen oder als Kraftstoff für den Verkehr zur Verfügung (siehe Abbildung 40).

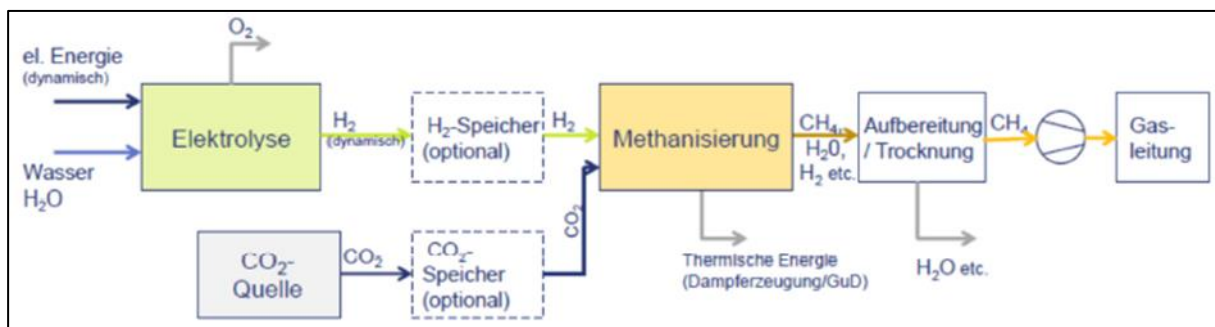


Abbildung 40: Prozessschritte Power to Gas (69)

In einem ersten Prozessschritt wird elektrische Energie in einer Wasserelektrolyse in chemische Energie umgewandelt. Wasser bzw. eine wässrige Kaliumhydroxid-Lösung als Elektrolyt – je nach eingesetzter Technologie – wird in zwei Teilreaktionen in die Elemente Wasserstoff ( $H_2$ ) und Sauerstoff ( $O_2$ ) aufgespalten. Das erzeugte  $H_2$  wird verdichtet und kann in Tanks (Druckspeicher oder verflüssigt in Kryobehältern) oder Kavernen zwischengelagert werden. Auch eine Einspeisung in das Erdgasfernleitungsnetz ist eingeschränkt möglich.

Wird der erzeugte Energieträger  $H_2$  nicht direkt verwendet, kann er in einem zweiten Prozessschritt durch die Zuführung von  $CO$  (Kohlenstoffmonoxid) oder (vornehmlich)  $CO_2$  (Kohlenstoffdioxid) zu synthetischem Methan (und Wasser als Nebenprodukt) weiterverarbeitet werden. Insbesondere die Methanisierung des  $H_2$  mit Kohlenstoffmonoxid ( $CO$ ) wurde, initiiert durch die Ölkrisen in den 1970er Jahren, großindustriell erforscht und entwickelt, indem über die Kohlevergasung Methan erzeugt wurde.

Der Wirkungsgrad der Methanisierung liegt zwischen 75 – 85 %.

Als Quellen für das  $CO_2$  bieten sich Biogasanlagen, fossil befeuerte Kraftwerke, Industrieanlagen oder die Atmosphäre an. Trotz der zusätzlichen Umwandlungsverluste, die durch die Methanisierung entstehen, sprechen die breitere Einsetzbarkeit und unkompliziertere Speicherbarkeit des synthetischen Methans, das chemisch identisch mit fossilem Erdgas ist, sowie dessen deutlich höhere Energiedichte gegenüber Wasserstoff (Faktor 3) für den weiteren Prozessschritt.

<sup>24</sup> SNG – synthetic natural gas

Für die Rückverstromung von H<sub>2</sub>, dem Erdgas-Wasserstoff-Gemisch oder dem synthetischen CH<sub>4</sub> bieten sich grundsätzlich Gaskraftwerke, KWK-Anlagen oder Brennstoffzellen, zentral und dezentral, an. Bei Wirkungsgraden in der gekoppelten Erzeugung von bis zu 60 % ergeben sich Gesamtwirkungsgrade zwischen 30 - 45 %.

Insbesondere für die Stromversorgung bietet Power to Gas die Möglichkeit, große Energiemengen im vorhandenen Erdgasnetz langfristig zu speichern und über weite Entfernungen verlustarm zu transportieren. Durch die mit dieser Technologie erreichte Kopplung des Stromnetzes mit dem Gasnetz können Übertragungskapazitäten vergleichsweise kostengünstig auf nationaler und internationaler Ebene erschlossen werden, die eine Größenordnung über denen des Stromübertragungsnetzes liegen. Der Rückgriff auf die bestehende Erdgasinfrastruktur spart Kosten und Vorlaufzeiten in Bezug auf den wegfallenden Speicherbau und reduziert die Importabhängigkeit von fossilem Erdgas. Power to Gas kann aufgrund der vorhandenen Erdgasinfrastruktur als Langzeitspeicher mit nahezu unbegrenzter Bereitstellungsdauer angesehen werden. Mit den vorhandenen Speicherkapazitäten von etwa 230 TWh kann Deutschland seinen Erdgasverbrauch etwa 3 Monate decken. Da die Investitionskosten bei der Power to Gas Technologie im Gegensatz zu allen anderen Speichertechnologien nicht von der Speicherkapazität, sondern im Wesentlichen von der Einspeiseleistung abhängen, werden die spezifischen Kosten pro ausgespeicherter kWh in der Relation zu anderen Speichertechnologien umso günstiger, je länger die Speicherdauer ist. Für kurze Speicherdauern über einige Stunden sind sowohl Pumpspeicher als auch Batterien kostengünstiger. Für lange Speicherdauern über mehrere Wochen (langanhaltende Windflaute) kommen die Speicherkosten in den Bereich von Pumpspeichern. Letztere haben aber ein sehr begrenztes Potenzial und können daher den künftigen Bedarf für Langzeitspeicher bei Weitem nicht decken.

Aufgrund des vergleichsweise niedrigen Gesamtwirkungsgrades von ca. 35 % ist die Technologie nicht für den Ausgleich kurzfristiger Schwankungen der Residuallast geeignet. Auch die hohen leistungsabhängigen Kosten schließen die wirtschaftliche Nutzung als Kurzfristspeicher aus. Aufgrund der hohen Speicherkapazitäten ist eine Nutzung als saisonales Speichersystem denkbar und bei einer angestrebten Vollversorgung mit erneuerbaren Energien alternativlos. Denn keine andere der beschriebenen Speicheroptionen oder Ausgleichsmöglichkeiten bietet ein ähnlich großes Speicherpotenzial.

Anstatt das erzeugte Gas wieder rückzuverstromen, könnte es auch im Verkehrssektor eingesetzt werden, um dort den Anteil fossiler Energien zu reduzieren. Bei dieser Nutzungsart sind die Verluste geringer und die Wirtschaftlichkeit dürfte früher erreicht werden. Hierbei handelt es sich dann allerdings nicht um eine vollständige Stromspeicherung. Die Nutzung für Mobilität könnte aber die Einführung der Technologie erleichtern.

### **10.1.7 Zusammenfassung Speicher**

Der Einsatz von Stromspeichern ist nicht losgelöst von anderen Maßnahmen zur Flexibilisierung des Stromversorgungssystems zu sehen. So kann z. B. auch durch Lastmanagement, dem am Strombedarf orientierten Einsatz von Biogas- und KWK-Anlagen oder die Nutzung des überschüssigen Stroms im Wärmemarkt oder für Elektromobilität ein zeitlicher Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage geschaffen werden.

Diese Maßnahmen sind in vielen Fällen kostengünstiger als die Stromspeicherung, deren Potenziale sind jedoch begrenzt. Bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien, wie sie im Greenpeace-Szenario angenommen wurden, ist davon auszugehen, dass der Einsatz von Stromspeichern notwendig wird.

Zwar könnte die Stromversorgung bei einem starken Ausbau der erneuerbaren Energien ohne Ausbau der Stromspeicher gewährleistet werden, jedoch würde dies ein Abregeln der erneuerbaren Energien bei einem Überangebot in den späten Jahren des Betrachtungszeitraumes notwendig machen. Es ist jedoch fraglich, ob dies auch das Kostenoptimum darstellt. Es ist davon auszugehen, dass durch den Einsatz von Stromspeichern der Bau von Überkapazitäten erneuerbarer Energien mit häufiger Abregelung stark reduziert werden kann und die volkswirtschaftlichen Kosten gesenkt werden können.

Für die Zukunft ist das wirtschaftliche Optimum aus Überkapazitäten von erneuerbaren Energien-Anlagen und deren zeitweiser Abregelung und der Stromspeicherung zu ermitteln. Hierfür sind weitere Untersuchungen erforderlich.

In Abbildung 41 sind wesentliche Kenngrößen von unterschiedlichen Speichern dargestellt, in Klammern jeweils die in der Literatur angegebenen Bandbreiten.

	Wirkungsgrad	Verhältnis Speicherkapazität zu Leistung Wh/W	Invest Speicher €/kWh	Invest Ein-/ Ausspeicherung €/kW	Wartung % von Invest / a	Zyklenzahl	Selbstent- laderate
Pumpspeicher	78% (75 - 80 %)	3,5 - 12	10	1000 (600 - 1400)	1,5 - 2	∞	0 - 0,5 %/Tag
CAES adiabat	67 % (62 - 70 %)	4 - 10	50 (40 - 80)	1200 (700 - 1500)	2,5	∞	0 - 10 %/Tag
Blei-Säure- Akkus	80 % (65 - 90 %)	0,5 - 5	150 (100 - 250)	150 (100 - 200)	1	1500 (500 - 2000)	5 %/Monat
Li-Ionen-Akkus	86 %	0,5 - 2,5	500 (300 - 800)	150 (100 - 200)	1	2000 (500 - 3000)	5 %/Jahr
Redox-Flow- Batterien	75 % (70 - 80 %)	0 - >200	300 - 500	1000 - 1500		10.000	0
Power to Gas (H <sub>2</sub> )	46 % (40 - 48 %)	∞	0	1000 (800-1500)		∞	ca. 0
Power to Gas (Methan)	35 % (30 - 40 %)	∞	0	2000 (1000 - 6000)	2,5	∞	ca. 0

Abbildung 41: Eigenschaften und Kosten von Stromspeichertechnologien

Aus technischer und wirtschaftlicher Sicht sind für die Langzeitspeicherung Pumpspeicher und Power to Gas geeignet, eventuell auch Redox-Flow-Batterien. Die einzige Technik, mit der ausreichende Speichervolumina für die saisonale Verlagerung größerer Strommengen realisiert werden können, ist Power to Gas, da hierbei das vorhandene Erdgasnetz als Speicher genutzt werden kann.

Da das Potenzial für Pumpspeicher zumindest innerhalb Deutschlands sehr begrenzt ist, kann es langfristig erforderlich werden, für die Kurzzeitspeicherung über mehrere Stunden

auch auf teurere Speichertechniken zurückzugreifen. Sowohl Batterien als auch Druckluftspeicher oder ausländische Pumpspeicher können die Pumpspeicher in Deutschland sinnvoll ergänzen. Batterien und Druckluftspeicher werden insbesondere im Fall von Netzengpässen, die sich nicht in vertretbarer Zeit beseitigen lassen, sinnvoll sein. Bei vorhandenen Wärmesenken kann die indirekte Stromspeicherung über die Erzeugung und Speicherung von Wärme einen kostengünstigen Beitrag zur Schaffung des zeitlichen Ausgleichs leisten.

## **10.2 Netze**

In diesem Kapitel wird der Fokus darauf gelegt, ob auch zu jedem Zeitpunkt die erzeugte Energie zur Nachfrage transportiert werden kann. Es ergeben sich zwei wesentliche Probleme, die im Folgenden erläutert werden:

- Bedarf von großräumigem Energietransport durch fehlende Allokation von Erzeugungskapazitäten
- Umkehr des Energieflusses durch wachsende dezentrale Erzeugung

Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung hat BET die Netzproblematik nicht analysiert. Vielmehr wird davon ausgegangen, dass das Übertragungsnetz innerhalb eines Staates bzw. Marktgebietes engpassfrei zur Verfügung steht. Auch von Problemen der Spannungshaltung, des Blindleistungshaushaltes etc. wurde abstrahiert.

Es gibt eine Vielzahl von Untersuchungen zur Vorteilhaftigkeit bzw. Notwendigkeit des Netzausbaus zur Erreichung der Ziele der Energiewende. Vieles spricht dafür, dass Netzausbau eine sehr wirtschaftliche Systemanpassung darstellt und zumindest in dieser Hinsicht vorteilhaft gegenüber anderen Varianten der Flexibilisierung ist. Auch Greenpeace-Studien befassen sich mit der Thematik der Kosteneinsparung durch Netzausbau und kommen zu dem Ergebnis, dass nennenswerte Kosteneinsparpotenziale gegenüber anderen Flexibilisierungsoptionen des Systems bestehen.

Im Folgenden wird die Problematik des Netzausbaus davon losgelöst beschrieben und diskutiert.

### **10.2.1 Problemstellung**

Die Synchronisierung von Angebot und Nachfrage ist auf den leitungsgebundenen Austausch über das Netz angewiesen. Der Anspruch an das Übertragungsnetz ist es, jegliche Einspeise-Nachfrage-Konstellation zu gewährleisten und damit einen sicheren Systembetrieb zu ermöglichen. In der Vergangenheit waren Erzeugung und Transport eine energie-technische Einheit und lagen in der Verantwortung von einem Unternehmen. Der Ausbau von Erzeugungskapazitäten und von Leitungen wurde je nach Bedürfnissen innerhalb des eigenen Gebietes koordiniert. Mit der Liberalisierung des Erzeugungssektors ist die Steuerungsfunktion dem Markt überlassen worden. Der Energiemarkt kann zwar über die Preishöhe Investitionssignale senden, jedoch sieht er nicht innerhalb der Preiszone unterschiedlichen geografischen Bedarf. Innerhalb einer Preiszone wird davon ausgegangen, dass es keine Barrieren gibt und das Netz zur Übertragung ausreicht. Im derzeitigen Marktdesign gibt es keine Steuerung, an welche Stelle in Deutschland neu Kapazitäten errichtet werden. Der



Ausbau erfolgt nach betriebswirtschaftlichen Aspekten wie z. B. gutem (günstigen) Anschluss an Rohstoffe. Dadurch wachsen die Herausforderungen an das Netz.

Auch für die erneuerbaren Energien gibt es keine regulatorische Steuerung zur regionalen Verteilung. Dabei stellt sich deren Situation so dar, dass grundsätzlich die höheren Sonnenstunden im Süden dazu anreizen, besonders dort Photovoltaik auszubauen. Auf der anderen Seite sind tendenziell nördliche - besonders küstennahe - Standorte windhöflich, so dass sich dort vermehrt Windkraftanlagen ansiedeln. Dadurch entsteht vereinfacht und überspitzt eine Situation in der zwei variabel einspeisende Technologien, die zukünftig das Rückgrat der deutschen Stromerzeugung bilden sollen, ungleichmäßig verteilt erbracht werden und in die Zentren transportiert werden müssen. Der Transportbedarf besonders über weite Strecke nimmt zu. Nach §12 (3) des EnWG müssen *„Betreiber der Übertragungsnetze die dauerhafte Fähigkeit des Netzes sicherzustellen, die Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität zu befriedigen und insbesondere durch entsprechende Übertragungskapazitäten und Zuverlässigkeit des Netzes zur Versorgungssicherheit beizutragen“*. Somit ist es Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber (kurz: ÜNB) die Übertragungsnetze so zu betreiben, dass sie ihrer „dienenden“ Funktion des Energiemarktes gerecht werden, die erzeugte Leistung ohne Verletzung systemrelevanter Kriterien transportieren und die Systemstabilität wahren. Zur Sicherung der beiden letztgenannten Kriterien stehen den ÜNB nach § 13 (1) und (2) verschiedene Maßnahmen zur Verfügung, welche direkte Eingriffe in den operativen Netzbetrieb vorsehen um potenzielle und auftretende Verletzungen des Systems vorzubeugen bzw. zu entschärfen. Da durch den steigenden Anteil fluktuierender Einspeisung von erneuerbaren Energien das Stromsystem koordinierungsaufwendiger wird, ist die Anzahl der Netzeingriffe in den letzten Jahren angestiegen (70).

Zur Gewährleistung der Netzstabilität kooperieren zudem die ÜNB und die Bundesnetzagentur (kurz: BNetzA) hinsichtlich der Prüfung von Kraftwerksstilllegungen. In diesem Prüfungsprozess wird die Systemrelevanz der zur Stilllegung angemeldeten Kraftwerke untersucht und inwiefern diese für einen stabilen Betrieb des Energiesystems benötigt werden (71). Aufgrund der herrschenden Überkapazität im deutschen Marktgebiet haben einige Kraftwerksbetreiber den Antrag gestellt, ihr Kraftwerk stillzulegen. Einzelnen Kraftwerken in Süddeutschland wurde dies von der BNetzA verboten, so dass der Rückschluss lautet, dass das Netz nicht ausreichend ausgebaut ist, um jegliche Einspeisekonstellation zu bewältigen.

Neben der fehlenden geografischen Steuerung ist zudem im gleichen Zeitraum die Art der Erzeugung zunehmend von einer zentralen (in thermischen Großkraftwerken) zu einer dezentralen (von erneuerbaren Energien geprägten) umgebaut worden. Der Ausbau der erneuerbaren Energien hat zu neuen Anforderungen der netztechnisch relevanten Kriterien (Auslastung der Netzbetriebsmittel, (n-1)-Sicherheit, stationäre und transiente Systemstabilität) geführt. Ist die räumliche Verteilung vornehmlich ein Problem für das Übertragungsnetz, so kommt es im Verteilnetz auch vermehrt zu Ausbaubedarf aufgrund von lokalen und regionalen Begrenzungen. In einigen Regionen ist die dezentrale Erzeugung schon deutlich größer als die entsprechende Last. Dadurch kehrt sich der traditionelle Lastfluss – Übertragungsnetz -> Verteilnetz – um und es findet eine Rückspeisung ins Übertragungsnetz statt. Die gewachsenen Verteilnetze waren historisch nie dafür vorgesehen einen so gerichteten

Lastfluss zu transportieren. Mit weiter gewachsenem Anteil von erneuerbaren Energien, die am Verteilnetz angeschlossen sind, wird sich diese Situation weiter verschärfen.

Neben der reinen (Netzausbau-)Bedarfsermittlung ist zunehmend auch die Realisierung ein Problem. So werden Netzausbauprojekte zunehmend durch z. B. Bürgerproteste verzögert. .

### **10.2.2 Lösungsoptionen zur Ertüchtigung des Stromnetzes**

Um die beschriebenen Probleme in den Griff zu bekommen, wurde u. a. die Netzplanung des Übertragungsnetzes von zentraler Stelle geordnet. Seit 2012 müssen die Übertragungsnetzbetreiber einen aus ihrer Sicht notwendigen Netzausbau darlegen. Im Folgenden wird das Vorgehen kurz erläutert.

Die Erstellung des Netzentwicklungsplanes (kurz NEP) erfolgt vereinfacht dargestellt in den folgenden Schritten:

#### **1. Erarbeitung des Szenariorahmens durch die ÜNB**

Der Szenariorahmen beschreibt, welche Veränderungen bei Erzeugung und Verbrauch von Energie in den nächsten Jahren zu erwarten sind. Er wird von den ÜNB erstellt, öffentlich konsultiert und anschließend durch die Bundesnetzagentur bestätigt.

#### **2. Erarbeitung des Netzentwicklungsplanes durch die ÜNB**

Auf der Grundlage des genehmigten Szenariorahmens und unter Berücksichtigung des Offshore-NEP und des TYNDP<sup>25</sup> erstellen die ÜNB einen ersten Netzentwicklungsplan. Dieser wird wiederum öffentlich konsultiert und anschließend von den ÜNB überarbeitet. Diese zweite Version des Netzentwicklungsplans wird an die BNetzA übergeben.

#### **3. Bestätigung des Netzentwicklungsplanes durch die Bundesnetzagentur**

Abschließend überprüft die Bundesnetzagentur den Netzentwicklungsplan in seiner Gesamtheit und die einzelnen Maßnahmen auf Übereinstimmung mit den Anforderungen gemäß § 12b Absatz 1, 2 und 4 EnWG und bestätigt die erforderlichen Maßnahmen.

Der Netzentwicklungsplan (31) aus dem Jahr 2014 sieht einen notwendigen Netzausbau wie folgt vor:

---

<sup>25</sup> TYNDP = Ten-Year Network Development Plan. Entso-E, das Netzwerk der europäischen Netzbetreiber, wurde im Rahmen des dritten Energiemarktpaketes der EU zum Aufstellen eines länderübergreifenden Netzausbauplans alle zwei Jahre aufgefordert.

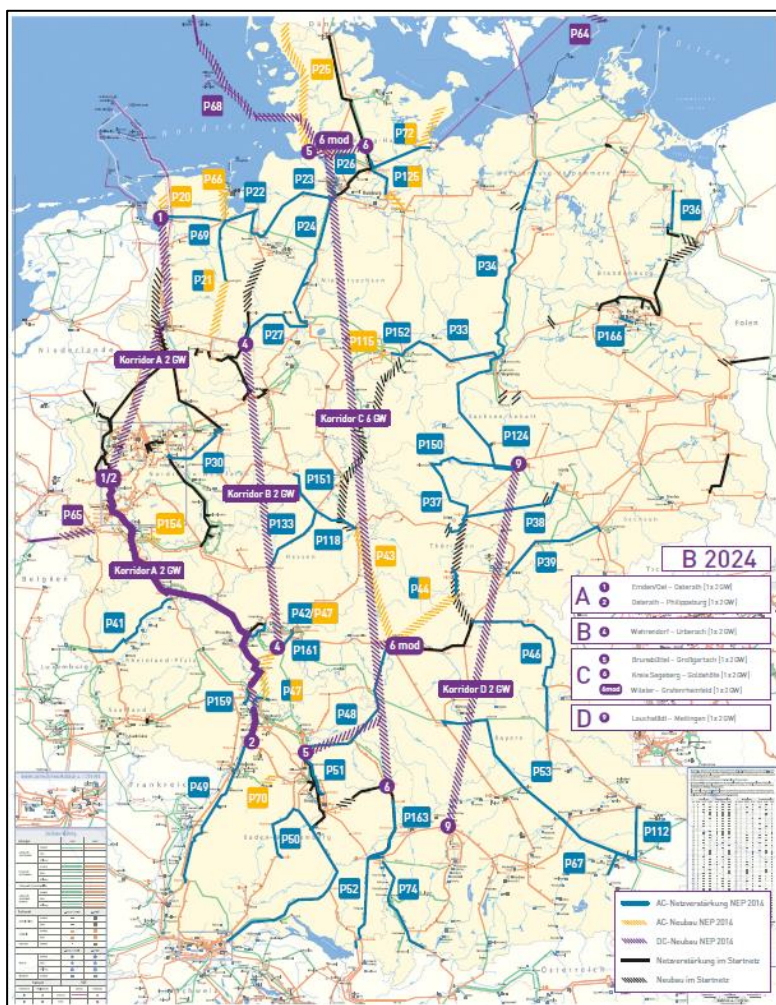


Abbildung 42: Netzausbau für Szenario B2024 nach dem NEP 2014

Mit Gesamtausbaukosten von 22 Mrd. € sollen folgende Ausbauten realisiert werden:

- DC-Übertragungskorridor Neubau: 2.100 km
- DC/AC-Netz Verstärkung: 5.200 km
- AC-Netz Neubau: 1.300 km

Neben dem Übertragungsnetz ist wie zuvor beschrieben der Ausbau des Verteilnetzes von Bedeutung. Hier kann keine deutschlandweite Modellierung die Koordination und Planung unterstützen, sondern es ist notwendig entsprechend der lokalen Gegebenheiten (Verbrauch, Erzeugung, Entfernungen, Topologie, Witterung, Landschaftsbild) die individuellen Aufgaben zu lösen. Diverse Studien<sup>26</sup> beziffern einen Ausbaubedarf und dessen Kosten wie folgt:

<sup>26</sup> Quellen: Deutsche Energie-Agentur GmbH, dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030, 11.12.2012, betrachtet Szenario NEP B 2012; BDEW, Abschätzung des Erneuerbare EEG-bedingten Ausbaubedarfs in deutschen Verteilungsnetzen bis 2020, 20.09.2011, betrachtet Szenario Energiekonzept; VKU, Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland, 01.03.2013; betrachtet Szenario A

	Spannungs- ebene	DENA	VKU	BDEW
Investitions- kosten [Mrd.€]	NS	3	4	5,5-6,9
	MS	5,2	1	2,7-4,4
	HS	10,2	8	0,1
Ausbau [km]	NS	44.746		140.000
	MS	42.855		55.000
	HS	6.173		350.000

Abbildung 43: Vergleich der Investitionskosten für das Verteilnetz nach Spannungsebene

In Summe sind also enorme Investitionen im nächsten Jahrzehnt sowohl ins Übertragungs- als auch Verteilnetz notwendig, um den Wandel des Energiesystems zu ermöglichen. Ein flexibles Netz kann bei steigenden volatilen Einspeisungen einen wesentlichen Beitrag zur Wahrung der Versorgungssicherheit leisten.

Die beschriebenen Ergebnisse sowohl des NEP als auch auf Verteilnetzebene sind nicht auf Basis des Greenpeace Szenarios entstanden. Der stärkere und schnellere Ausbau von erneuerbaren Energien im Greenpeace Szenario würde im Übertragungs- sowie Verteilnetz ggf. zu erhöhtem Ausbaubedarf führen. Dazu kommt ein möglicherweise zusätzlicher Stromtransportbedarf durch den Ausstieg aus der atomaren und fossilen Stromerzeugung. Das bedeutet, dass die oben beschriebenen Größenordnungen von Kosten und Ausbaukilometern als untere Abschätzung gelten. Die tatsächlich notwendigen und sinnvollen Netzausbauten hängen zudem vom Ausbau von Speichern und der Allokation (Erzeugung, Verbrauch und Speicher) ab. Der Ausbau der Kuppelstellen, der Netzverbindung mit anderen Ländern, hat auch Einfluss auf den innerdeutschen Ausbaubedarf.

Diverse Studien u.a. FGH (72) analysieren die Herausforderungen einer erhöhten Einspeisung von erneuerbaren Energien und stellen Mindestanforderungen aus Sicht des Netzes dar. Aus Erwägungen der Systemstabilität werden besonders die vier Punkte dort als relevant genannt:

- (n-1)-Sicherheit
- Kurzschlussleistung
- Spannungshaltung

- Regelung der Systembilanz/Frequenzhaltung

Die Untersuchungen zeigen, dass eine Mindesterzeugung aus disponiblen Kraftwerken notwendig ist für den sicheren Betrieb des Stromnetzes. Durch den verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien wird es notwendig, dass sowohl diese sich an der Systemdienstleistung aktiv beteiligen als auch weitere technische Hilfsmittel erforscht werden.

### **10.3 Marktdesign**

Neben den physischen Ansprüchen an ein zukünftiges Strom-System, welches erneuerbar und emissionsarm ist und gleichzeitig die Versorgung sicherstellt, bleibt die Frage nach der wirtschaftlichen Ausgestaltung eines solch möglichen zukünftigen Marktes. Eines der virulenten Themen der aktuellen Energiepolitik ist die Frage nach der zukünftigen Ausgestaltung des Marktdesigns. Unter diesem Oberbegriff wird das technische und marktliche Zusammenspiel von erneuerbaren Energien und thermischer Erzeugung verstanden. Im Folgenden wird zunächst die Problemstellung aufgezeigt, die Versorgungssicherheit auch weiterhin zu gewährleisten und daraufhin diverse Lösungsoptionen benannt.

#### **10.3.1 Problemstellung**

Mit der gesellschaftspolitisch beschlossenen Energiewende (Umbau zu einer in weiten Teilen regenerativen Energieerzeugung und Ausstieg aus der Kernenergie) wird die Energieerzeugung von einer steuerbaren zu einer dargebotsabhängigen umgebaut. In den letzten Jahren haben sich die erneuerbaren Energien von einer Nischentechnologie zu einem wesentlichen Bestandteil der Erzeugungslandschaft entwickelt. Durch den rasanten Anstieg der erneuerbaren Energien ist der Bedarf an thermischen Kapazitäten gesunken. In Deutschland sind derzeit Überkapazitäten, wenn man von regionalen Engpässen durch Transportrestriktionen abstrahiert. Aufgrund der Überkapazitäten sendet der Energy-only-Market derzeit folgerichtig keine Knappheitssignale.

Die Entwicklungen des Strommarktes, die in Kapitel 7.2.3 beschrieben wurden, sind Ergebnis einer volkswirtschaftlichen Betrachtung. Ob sich in der Realität Investoren bzw. Betreiber finden, die sowohl die konventionellen als auch erneuerbaren Energien betriebswirtschaftlich betreiben, hängt wesentlich vom zukünftigen Marktdesign ab.

Der Ausbaupfad der erneuerbaren Energien im Greenpeace-Szenario ist als Prämisse und somit Eingangsgröße in diese Untersuchung eingeflossen. Er geht dabei über die aktuellen Ziele der Bundesregierung hinaus. Es besteht derzeit unter den Experten eine Uneinigkeit, ob der Stromgroßhandelsmarkt alleine die notwendigen finanziellen Anreize setzt, um das Betreiben und die Investition in Kapazitäten zukünftig zu gewährleisten. Investitionen benötigen ein angemessenes Verhältnis von Risiko und Gewinnpotenzial. Diese beiden Aspekte müssen zusätzlich auch längerfristig abschätzbar bleiben. Nur dann werden in der Realität die Investitionen, die in den Szenarien vorgegeben wurden, wirklich realisiert werden. Ein Teil der Experten geht davon aus, dass eine zusätzliche Vergütung in den kapitalintensiven ersten Betriebsjahren notwendig ist, um Investitionen in neue Erzeugungsanlagen voran zu treiben. Andere Experten gehen davon aus, dass ein stark volatiler Strompreis (mit ver-

gleichsweise hohen Preisspitzen in Zeiten hoher Nachfrage und geringer Einspeisung erneuerbarer Energien) diese Investitionen rechtfertigen werden.

Der Erlös von konventionellen Kraftwerken und damit auch ihre Profitabilität hängt unter der derzeitigen Strompreisbildung davon ab, wie viel Energie sie produzieren und zu welchem Preis sie die Energie verkaufen. Die dynamische Entwicklung hat zu zwei wesentlichen Problemen für die thermischen Kapazitäten geführt:

1. Die geringe Auslastung von Kraftwerken, also geringere Volllaststunden für den Durchschnitt der thermischen Kraftwerkskapazitäten, stellen einen (für den Betreiber) negativen **Mengeneffekt** dar.
2. Gleichzeitig gibt es einen (für den Betreiber) negativen **Preiseffekt**, nämlich ein geringeres Preisniveau am Spotmarkt.

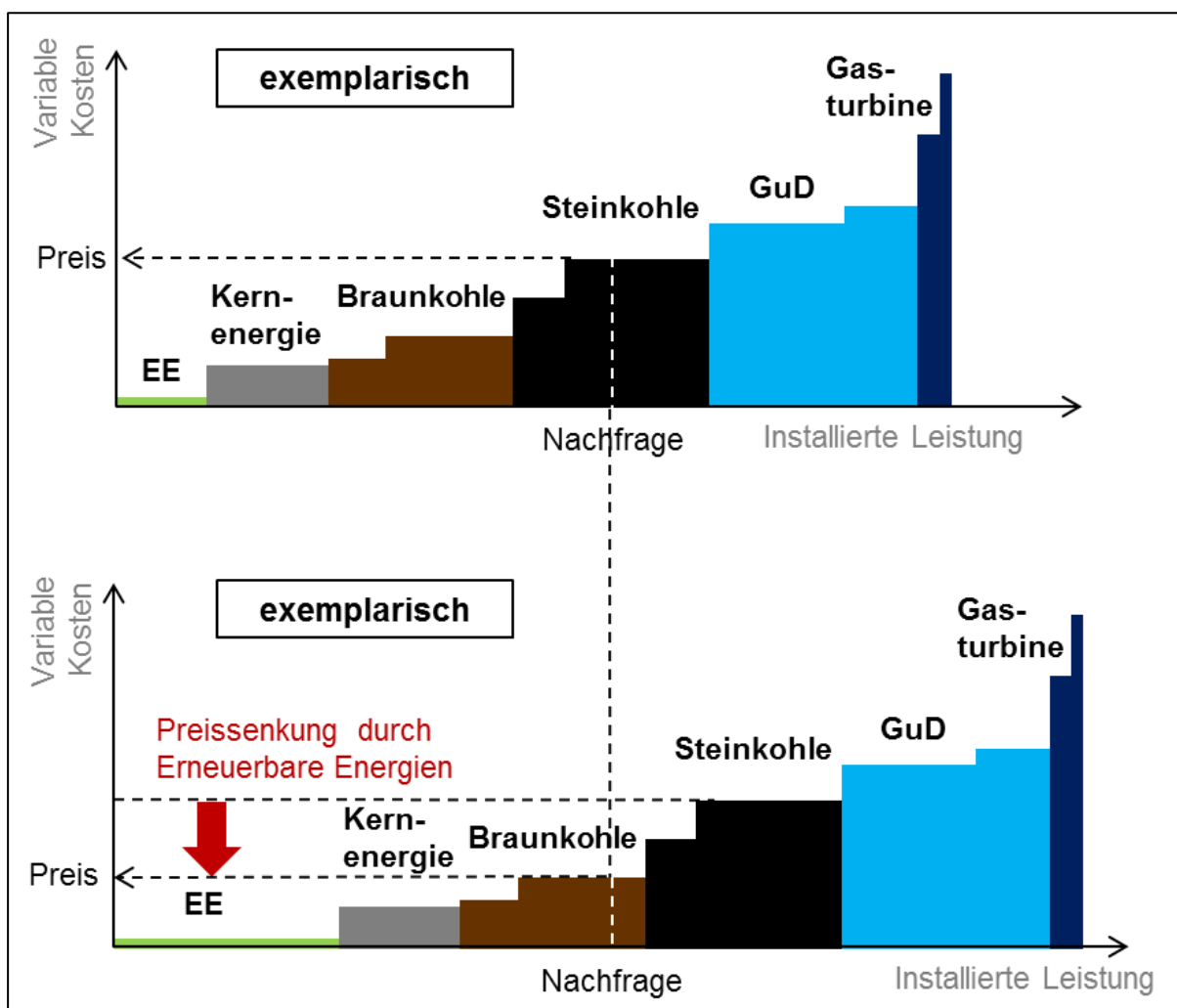


Abbildung 44: Verschiebung der Merit-Order

An dieser Grafik lassen sich die oben beschriebenen zwei Effekte zeigen:

## 1. Menge

Der Schnittpunkt von Last und Merit-Order bestimmt das Grenzkraftwerk. Alle Erzeugungsanlagen, die günstiger angeboten haben (also links davon sind) produzieren in diesem Zeitpunkt. Im oberen Bild produziert ein Großteil der konventionellen Kraftwerke. Das untere Bild zeigt eine Situation mit mehr erneuerbarer Einspeisung und nur ein vergleichsweise kleiner Teil an thermischen Kraftwerken produziert. Mit wachsender Anzahl an erneuerbaren Energien steigt die Anzahl an Stunden wo die Erzeugung zu weiten Teilen von diesen gedeckt wird und die Konventionellen praktisch nicht eingesetzt werden. Von diesem Rückgang der erzeugten Menge sind besonders Kraftwerkstechnologien mit hohen kurzfristigen Grenzkosten betroffen.

## 2. Preis

Der sogenannte ‚Merit-Order-Effekt‘ begründet warum das Niveau des Großhandelspreises sinkt. Die beiden Grafiken zeigen eine Situation mit identischer Last und gleichem konventionellen Kraftwerkspark, jedoch resultiert in der unteren Grafik ein deutlicher geringerer Großhandelspreis (waagerechte gestrichelte Linie). Ursache ist die Verschiebung der Merit-Order nach rechts infolge der höheren erneuerbaren Energien-Erzeugung. Dies verschiebt den Schnittpunkt zwischen Last und Erzeugung zu einer Kraftwerkstechnologie mit deutlich geringen kurzfristigen Grenzkosten (im Bsp. Braunkohle gegenüber Gas). Damit sinke der Großhandelspreis in dieser Stunde. Der weiter steigende Anteil von erneuerbaren Energien (grüner Block in der rechten Grafik) schiebt die thermischen Kapazitäten immer weiter nach rechts in der Merit-Order und verstärkt diesen Effekt weiter.

Die theoretisch beschriebenen Auswirkungen auf die Großhandelspreise können in der Realität seit geraumer Zeit beobachtet werden. So befinden sich die Frontjahr Terminnotierungen<sup>27</sup> in einem stetigen Abwärtstrend.

---

<sup>27</sup> Eigene Darstellung von erneuerbare Energien-Preisnotierungen.

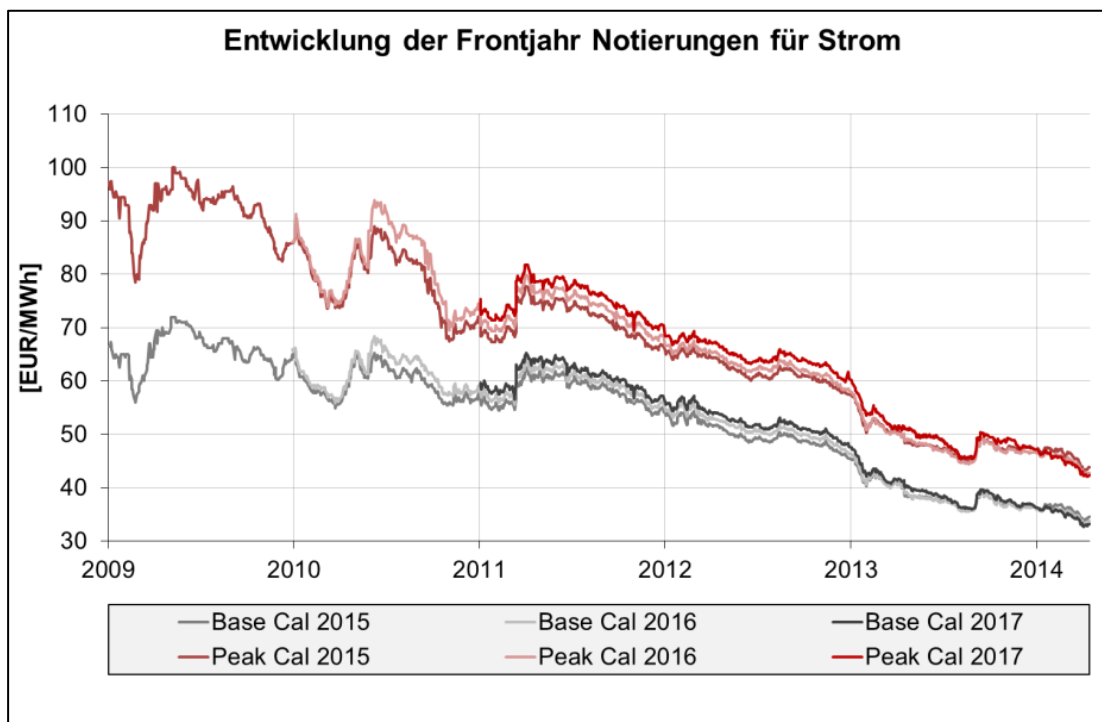


Abbildung 45: Entwicklung der Frontjahr Notierungen für Strom

Bisher wurde dargestellt, dass sich die finanzielle Situation von thermischen Kraftwerken deutlich verschlechtert hat. Bereits durchgeführte und weiter angekündigte Stilllegungen von Kapazitäten deuten derzeit daraufhin, dass die Erlöse zum Teil nicht ausreichen, um die Fixkosten zu decken. Die installierte Leistung an regelbaren thermischen Kapazitäten sinkt somit, da die finanzielle Attraktivität des Großhandelsmarktes nicht ausreicht, um diese in Betrieb zu halten.

Die erneuerbaren Energien sind nicht sicher zu jeder Zeit verfügbar und tragen daher nur im Umfang ihres Leistungskredites zur gesicherten Leistung bei. Das führt dazu, dass trotz wachsender Kapazitäten die sichere Leistung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zu fossilen Kraftwerken gering ist. Um zu jeder Zeit Versorgungssicherheit gewährleisten zu können, ist es daher derzeit notwendig, wesentliche Mengen an thermischen steuerbaren Kapazitäten vorzuhalten (auf die zukünftigen Chancen der Speicherung haben wir an anderer Stelle hingewiesen). Die Folge ist, dass es aus volkswirtschaftlicher Sicht notwendig ist, eine ausreichende Anzahl an thermischen Kraftwerken betriebsbereit zu halten, dies jedoch aus betriebswirtschaftlicher Perspektive ggf. für die Betreiber nicht attraktiv ist.

Mit steigenden Anteilen der Erzeugung aus volatilen erneuerbaren Energien mit geringen Grenzkosten gerät das Erlösmodell des Energy-Only-Marktes (EOM) zunehmend an seine Grenzen und es muss sogar grundsätzlich in Frage gestellt werden, wenn erneuerbare Energien nahezu sämtlichen Bedarf decken sollen. Die heutige implizite Steuerungsaufgabe eines effizienten Einsatzes geht abhanden, da es zu immer häufigeren Stunden mit Überschuss an Erzeugung (vgl. dumped Energy) kommen wird. Dabei ist auch die Einsatzreihenfolge zukünftig ein Problem, das es zu lösen gilt. Wenn alle erneuerbaren Energien im Extremfall zu Grenzkosten von 0 €/MWh am Energy-Only-Markt bieten, ist unklar, wer im Zeitpunkt des Überschusses abgeregelt wird bzw. wer produzieren darf. Das Festhalten am be-



stehenden Energiemarktdesign wird es notwendig machen, dass die Nachfrage zunehmend den Preis setzt. Diese würde z. B. durch die Zahlungsbereitschaft von Speichern ermittelt.

Im heutigen Marktdesign werden die Systemdienstleistungen separat vergütet. Neben der Regelernergie sind dies außerdem z. B. Blindleistungsbereitstellung, Schwarzstartfähigkeit und Redispatch. Mit den großen Anteilen von erneuerbaren Energien im Greenpeace Szenario wächst tendenziell die Volatilität und gleichzeitig nimmt die disponible Erzeugung ab. Der Bedarf einer Vergütung von Systemdienstleistung bleibt weiterhin bestehen. Die sinkenden Benutzungsstunden von konventionellen Erzeugungskapazitäten machen zunehmend eine Neuorganisation des Zusammenspiels von erneuerbaren Energien und Konventionellen im Marktsystem notwendig. Die Rahmenbedingungen sollten so angepasst werden, dass Erneuerbare Energien auch in diesem Segment der Systemdienstleistungen teilnehmen können.

### **10.3.2 Lösungsoptionen**

In der Diskussion sind sowohl ein Fortführen des bestehenden Marktdesigns und eine Ergänzung um ein weiteres Element. Die Handlungsoptionen werden im Folgenden kurz beschrieben ohne diese zu bewerten.

#### **10.3.2.1 Energy-Only-Market**

Eine Möglichkeit ist das Festhalten am Energy-Only-Market. Das postulierte Marktversagen ist in der Realität nicht bewiesen. Die notwendigen Anreize werden derzeit zu Recht nicht gesendet in Zeiten von Überkapazität. Die Erwartung ist, dass nach der Marktbereinigung der Markt die notwendigen Signale sendet. Aber für das Gelingen sind einige Prämissen zu benennen:

- Preisspitzen: Gebotsobergrenzen müssen abgeschafft werden. Derzeit an der Börse begrenzt. Außerdem dürfen manche Unternehmen nur auf Basis von Grenzkosten bieten aus Beschlüssen der Monopolkommission. Die Politik muss diese Preisspitzen zulassen.
- Flexibilität der Nachfrage: Im Rahmen der Peak Load Pricing Theorie muss die Nachfrage in einigen Stunden preissetzend werden, damit auch die teuerste Erzeugungstechnologie seine Fixkosten erwirtschaften kann.
- Marktrationalität: Sowohl Erzeuger als auch Nachfrager verhalten sich marktrational.
- Leistungsvorsorge: Die Abstimmung mit dem Ausland funktioniert zu jeder Zeit. Die Aufgabe der deutschen Leistungsautarkie muss gesellschafts-politisch akzeptiert werden
- Investoren: Die Investoren in neue Kapazitäten müssen an diese Rahmenbedingungen glauben.

#### **10.3.2.2 Kapazitätsmechanismen**

Unter dem Oberbegriff Kapazitätsmechanismen wird ein zusätzliches Vergütungssegment verstanden, dass nicht Arbeit, sondern die Bereithaltung gesicherter Leistung vergütet. Eine erzeugungsunabhängige Vergütung wird der angedachten Back-Up-Rolle von thermischen

Kapazitäten auch besser gerecht. In den letzten Jahren wurde eine Reihe von Vorschlägen erarbeitet. Im Folgenden wird eine Auswahl an Grundkonzepten vorgestellt.

#### Strategische Reserve

Eine zentrale Instanz bezahlt einer gewissen Menge an thermischen Kraftwerken Geld dafür, dass sie betriebsbereit bleiben. Diese würden jedoch nicht am Energiemarkt aktiv teilnehmen, sondern nur in Ausnahmesituationen aktiviert werden. Die Reservekraftwerke würden als eine Art Versicherung fungieren. Die vorläufig bis 2017 geltende Reservekraftwerksverordnung kommt diesem Prinzip sehr nahe.

#### Selektiver Kapazitätsmarkt

Eine zentrale Instanz legt eine Menge an thermischen Kapazitäten fest, die betriebsbereit sein muss. Mit einem zeitlichen Vorlauf prüft sie ob diese Menge erwartungsgemäß vorhanden ist. Falls nicht, würde die fehlende Menge ausgeschrieben und Investoren könnten einen Investitionskostenzuschuss (in €/MW) erhalten. Bestehende Kapazitäten könnten in diesem Markt keine Erlöse generieren (daher der Begriff „Selektiv“).

#### Umfassender Kapazitätsmarkt

Eine zentrale Instanz legt eine Menge an thermischen Kapazitäten fest, die betriebsbereit sein muss. Die Kapazitätsmenge wird rollierend ausgeschrieben. Bestandskraftwerke und Investoren können in einem Auktionsverfahren darum bieten, einen Leistungspreis (in €/MW) zu erhalten.

#### Dezentraler Kapazitätsmarkt

Der Endkunde bezieht in aller Regel gesicherte Energie, kann aber auch den Vertrieben Abschaltmöglichkeiten anbieten und so seinen Bedarf an gesicherter Leistung reduzieren. Das Bündel ihres Portfolios stellt die Menge an Leistungszertifikaten (in €/MW) dar, die sie am entsprechenden Markt erwerben müssen. Anbieter solcher Leistungszertifikate sind Betreiber oder Investoren in sichere Kapazitäten. Angebot und Nachfrage sorgen selbstständig für die Preisfindung und ein Gleichgewicht.

Die Realisierung der Investition in erneuerbare Energien muss in der Realität durch einen Refinanzierungsmechanismus sichergestellt werden. Dabei stehen diverse Optionen zur Verfügung die entweder auf Basis der erzeugten Energie (Einspeisevergütung, Quotenmodell) oder installierten Kapazität (Prämienmodell, Ausschreibungen) basieren. Für genauere Betrachtung wird auf einschlägige Literatur verwiesen (73), (74), (75). Der Einsatz von volatilen Erneuerbaren verläuft in allen Refinanzierungssystemen weiterhin nach Dargebot. Eine notwendige Regelung bei Überschusserzeugung ist notwendig. Zum einen ist ungewiss, welche Erzeugungsanlagen im Zeitpunkt des Überschusses abgeregelt werden müssen und wie sich dies auf die Erlöse tatsächlich auswirkt.

Die Ausgestaltung der Systemdienstleistung ist verknüpft mit dem Bereich Netz. Je nach Ausbau und Leidensfähigkeit der Netze entsteht Bedarf an mehr oder weniger Regelleistung. Eine Realisierung z. B. von Hochspannungsgleichstrom-Leitungen würde die Situation ent-

spannen, da diese keine Blindleistung zum Betrieb benötigen und darüber hinaus sogar noch in ihrem Phasenwinkel regelbar sind. Außerdem wird es z. B. darauf ankommen, ob zukünftig Kapazitäten allokiert werden, also geografisch von einer planenden Stelle gesteuert zu gebaut werden. Daraus ergeben sich Rückwirkungen auf das gesamte Marktdesign.

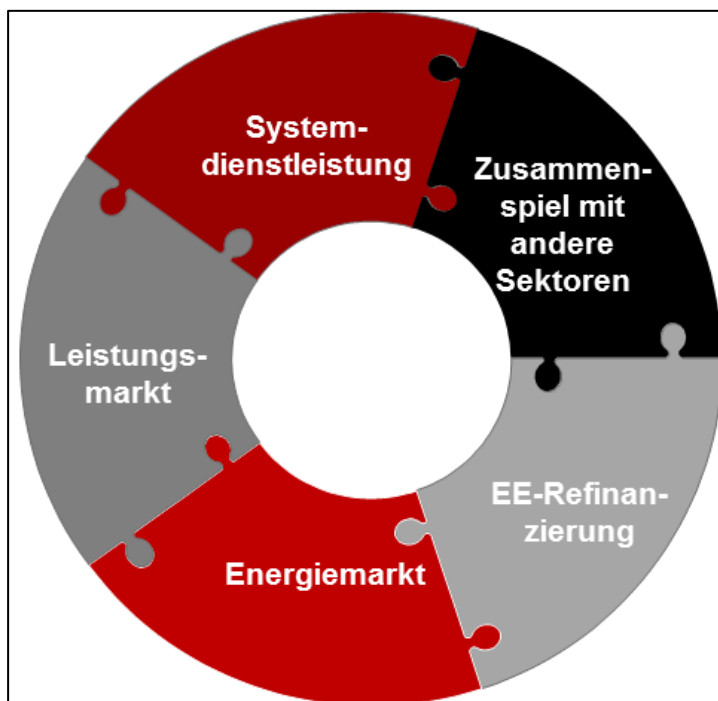


Abbildung 46: Komponenten des Marktdesigns

Das Zusammenspiel von den verschiedenen Marktdesignkomponenten muss zusammen passen und sich ergänzen und nicht behindern.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Diskussion um das Marktdesign als eine Aufgabe für die gesamte Dauer des Transformationsprozesses verstanden werden muss. Hierbei empfiehlt es sich, entsprechend den Transformationsstufen (Höhe des Anteils an EE) passende Lösungen für ein Marktdesign zu definieren, welches die Versorgungssicherheit und die Handelbarkeit, insbesondere Refinanzierbarkeit von alle Arten von EE-Erzeugung und Flexibilitäten umfasst (u.a. (76)). Während die technischen Optionen zur Flexibilität besser bekannt sind (77), ist noch weitgehend offen, wie Wettbewerb in einer von fluktuierenden erneuerbaren Energien geprägten Energiewirtschaft organisiert werden soll.

Nach heutiger Einschätzung auf Basis des „Weißbuch“ des BMWi wird der Energy-Only-Markt EOM 2.0 als eine Kombination aus EOM und Reserve für die nächsten Jahre das Marktdesign vorgeben.

GREENPEACE E.V.:

## 11 Der Verkehrssektor

### 11.1 Potenziale zur CO<sub>2</sub>-Reduktion in der Mobilität

Der zentrale Lösungsansatz im Verkehrssektor ist es, den Autoverkehr zu minimieren. In 2010 machen die verkehrsbedingten Emissionen am Gesamtanteil der CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland ca. 18,3 % (153,3 / 836,9 Mio. t CO<sub>2</sub>) aus. Davon entfallen alleine auf den Straßenverkehr 145,4 Mio. t CO<sub>2</sub> bzw. 95 % (78). Der motorisierte Individualverkehr (MIV) hat somit eine zentrale Bedeutung für den Energieverbrauch und auch für die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Verkehrssektors. In dem Zeitraum von 2005 bis 2010 kam es im Verkehr insgesamt zu einem leichten Rückgang der Emissionen von ca. 4,4 % bzw. von 4,1 % im Straßenverkehr (Vgl. (78), S. 44). Bislang ist allerdings keine grundlegende Trendwende erkennbar, sodass die Herausforderungen im Verkehr im Wesentlichen in der Verkehrsvermeidung und der Verkehrsverlagerung liegen werden.

1. Vermeidung. Verkehr wird vermieden, wo er nicht notwendig ist. Dies wird durch eine forcierte Umsetzung des 'Compact City' Modells erreicht.
2. Verlagerung. Hierzu gehört das Setzen eines Anreizes zur Nutzung nachhaltigerer Verkehrsmittel (wie Bus, Bahn, zu Fuß gehen, Fahrradfahren) und eine Disinzentivierung der Nutzung von MIV.

Weniger Autoverkehr ist nicht nur der wichtigste Weg Ölbedarf und CO<sub>2</sub>-Emissionen zu reduzieren, sondern es reduziert auch den enormen Flächenverbrauch des Straßenverkehrs und macht Deutschland somit lebenswerter. Städte werden hierbei die strategische Hauptrolle spielen. Noch wichtiger: Häufig lassen sich durch eine Vielzahl von Mitteln Wege von vornherein komplett vermeiden oder mit anderen Verkehrsmitteln (Bus, Bahn, zu Fuß, Fahrrad) zurücklegen.

Dazu sind folgende Maßnahmen zu ergreifen:

- Landnutzung und Mobilität (Transit-Oriented-Development) sollte gemeinsam betrachtet werden. Dazu gehört, dass in Städten und Regionen Ziele für die Erreichbarkeit des Öffentlichen Personenverkehrs (ÖPV) gesetzt werden müssen. (z. B. 90 % der Bevölkerung in urbanen Räumen sollten in unter 10 min zu Fuß Bus & Bahn erreichen können). Dies kann erreicht werden in dem Deutschland sich Grenzen setzt, in denen unsere Städte zukünftig wachsen sollen.
- Ein verbessertes Netz an Rad- und Fußgängerwegen, verbunden mit konkreten regionalen Entwicklungszielen. Beispielsweise: 25 % mehr Fahrradverkehr, 10 % mehr Fußgängerverkehr innerhalb der nächsten fünf Jahre.
- Ziele für Verkehrssicherheit und das Setzen von Zielen für gefühlte Sicherheit beim Fahrradfahren und zu Fuß gehen.
- Ziele für Benutzerkomfort bei der Nutzung von Bus & Bahn, zu Fuß gehen und Fahrrad fahren (z. B. Die Bevölkerung auf der Straße entspricht der Demographie der Stadt).

- Grüne Mobilität muss genießbar sein. Ziele wie z. B. 80 % der Bevölkerung sollten in weniger als 5 Min Fußweg eines Parks wohnen. Grüne Mobilität muss Einzug in die Kultur erhalten z. B. durch Bildung der Bevölkerung zum Radfahren.

Eine Verfolgung dieser Maßnahmen verspricht nicht nur kurzfristig, sondern auch mittel- und langfristig enormen Erfolg, wie bekannte Vorreiter wie z. B. Kopenhagen, Melbourne, und weitere zeigen. So ist der ist Ausbau der Fahrrad-Infrastruktur die günstigste Variante, um die Mobilität von Einwohnern zu erhöhen<sup>28</sup>, gleichzeitig sinken die Aufwendungen für die Aufrechterhaltung der Verkehrsinfrastruktur und die tägliche Pendelzeit. Hinzu kommt ein signifikantes Zurückgehen von Herz-Kreislauf- und Atemwegserkrankungen durch weniger Luftschadstoffe und mehr Bewegung<sup>29</sup>.

Durch geringeres Pendeln werden Menschen vermehrt in der Nähe ihrer Arbeit leben. Eine folglich zunehmende Bevölkerungsdichte bedingt eine Steigerung lebendiger Stadtteile, die als sicher wahrgenommen werden. Darüber hinaus kann die Umsetzung der oben genannten Maßnahmen den gesellschaftlichen Nutzen steigern. Am Beispiel von Kopenhagen wurde berechnet, dass Stadtfahrten den gesellschaftlichen Nutzen um ca. 0,5 € erhöht (u. a. durch verstärkte Nutzung des lokalen Einzelhandels).

Erst in einem zweiten Schritt sollte es dann darum gehen, den Restanteil des motorisierten Individualverkehrs möglichst effizient zu gestalten. Dies bedeutet: Für Verbrennungsfahrzeuge muss der CO<sub>2</sub> Grenzwert ambitioniert reduziert werden; gleichzeitig muss ein Effizienzziel für elektrische Antriebe (kWh/km) eingeführt werden. Viel wichtiger als der Verbrauch je Fahrzeug ist jedoch, die Anzahl der Fahrzeuge zu reduzieren. Bereits die Fahrzeugherstellung geschieht unter enormen Ressourcenbedarf und die Fahrzeugentsorgung verursacht enorme Umweltprobleme.

E-Mobilität und die Verdrängung von Verbrennungsmotoren muss mit drei Hauptmaßnahmen vorangetrieben werden.

1. In jedem Falle muss der öffentliche Personenverkehr soweit wie möglich elektrifiziert werden.
2. Der zusätzliche Bedarf an Elektrizität muss durch einen Ausbau erneuerbarer Energien bereitgestellt werden.
3. Nutzungsinnovationen haben unbedingten Vorrang vor Produktinnovationen. Das Potenzial der E-Mobilität Verkehrsträger miteinander zu verknüpfen und Mobilitätsmittel aus traditionellen Eigentumshorizonten in Sharing Kontexte zu überführen muss genutzt werden.

Somit begünstigen im Straßenverkehr die Verkehrsvermeidung und -verlagerung sowie die Nutzung der E-Mobilität eine Kettenreaktion positiver Nebeneffekte.

Die Steigerung der Nutzung des Luftverkehrs muss hingegen durch eine zunehmende Internalisierung von externalen Kosten zunächst gebremst werden. Darauf folgend muss es bis

---

<sup>28</sup> <http://www.zeit.de/auto/2012-02/kopenhagen-fahrrad/komplettansicht>

<sup>29</sup> Der Anteil an unter Adipositas leidenden Menschen korreliert global negativ mit dem Anteil des Rad- und Fußverkehrs.

2050 einen Rückgang im nationalen und europäischen Luftverkehr zu Gunsten des nationalen und europäischen Bahnverkehrs geben.

### 11.1.1 Verfügbarkeit erneuerbarer Energien im Verkehrssektor

Solange die Verfügbarkeit erneuerbarer Energien begrenzt ist, führt ein Antriebswechsel von Öl auf Strom indirekt zu einer zusätzlichen Belastung des Klimas. Daher erscheint es sinnvoll, die Nutzung erneuerbarer Energien im Verkehrssektor konkret mit Ausbaumaßnahmen im Elektrizitätssektor zu verknüpfen.

### 11.1.2 Der Einsatz von Agrokraftstoffen

Der Einsatz von Agrokraftstoffen (bzw. Biokraftstoffen) zur Emissionsminderung im Verkehrssektor ist ökologisch bedenklich bis kontraproduktiv. Als Mindestvoraussetzungen für ihren Einsatz sollte sichergestellt sein, dass weltweit keine Nutzungskonkurrenz zur Nahrungsmittelbereitstellung besteht und dass die Produktion aus einer nachhaltigen Land- und Forstwirtschaft stammt. Eine Beimischungsquote im zweistelligen Prozentbereich<sup>30</sup> impliziert nicht nur die Notwendigkeit von Biomasseimporten, sondern führt auch zu einer wenig effizienten Nutzung der vorhandenen Potenziale und letztlich zu einer geringeren CO<sub>2</sub>-Minderung als potenziell möglich wäre. Hinsichtlich der nationalen CO<sub>2</sub>-Minderungsziele wäre es daher sinnvoller, die zur Verfügung stehenden Flächen zum Anbau von Energiepflanzen zur Strom- und Wärmeherzeugung zu nutzen und somit zumindest auf einen weiteren Ausbau der Agrokraftstoffherzeugung zu verzichten<sup>31</sup> (79).

Wie man Tabelle 28 entnehmen kann, gab es in den letzten Jahren nach einem kurzen Peak in 2007 einen Einbruch mit anschließender Stagnation bei ca. 5 - 6 % Marktanteil der Agrokraftstoffe (Agrokraftstoffe).

In TWh/a	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Agrokraftstoff	22,6	40,0	45,2	36,7	33,8	35,9	33,7	33,7	32,6	32,7
Marktanteil in % (80)	3,6	6,6	7,2	5,9	5,5	5,8	5,4	5,5	5,3	4,9

Tabelle 28: Entwicklung Agrokraftstoff seit 2005

Aufgrund der ausbleibenden Marktreife für Kraftstoffe der 2. Generation sowie der beschränkten inländischen Nutzung von Biomasse-Potenzialen, werden im Rahmen dieser

<sup>30</sup> Das nationale Agrokraftstoffziel für 2020 wurde vor diesem Hintergrund bereits 2008 von den ursprünglich geplanten 17 % (energetisch) auf etwa 12 – 15 % gesenkt. Um diesen (reduzierten) Anteil bereitzustellen, müsste dennoch auf Biomasse-Importe zurückgegriffen werden (vgl. (79)).

<sup>31</sup> Von der Bundesregierung sollten aus den genannten Gründen insbesondere die Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz sowie der Ausbau der Nutzung der Biomasse in Kraft-Wärme-Kopplung an Stelle der Agrokraftstoffproduktion gefördert werden.

Studie die derzeit bestehenden Kapazitäten nur gering ausgebaut. Die derzeitige Agrokraftstoffproduktion (2007: knapp 170 PJ) kann bis 2050 auf maximal 180 PJ (entspricht ca. 50 TWh) gesteigert werden, wenn es gelingt Biomasse weg von Lebensmittelpflanzen hin zu verschiedensten Nutzpflanzen, Paludikulturen, überschüssigem Grassland etc. zu transformieren und die Verwertung von Neben- und Restprodukten der Landwirtschaft zu optimieren. Zudem wird bis 2050 Biomasse mit einer hohen Flächenproduktivität in Fermentern erzeugbar sein (z. B. über Algen) und einen Beitrag leisten.

### 11.1.3 Wechsel der Fahrzeugtechnologie

Es besteht ein wissenschaftlicher Konsens dahingehend, dass ein Technologiewechsel hin zu alternativen, CO<sub>2</sub>-emissionsfreien Fahrzeugen erfolgen muss, um signifikante Emissionsminderungen im Verkehrssektor zu erreichen (79), (81). In Anbetracht des sehr langen Zeithorizonts bis 2050 und der Tatsache, dass bis jetzt kein alternativer Fahrzeugtyp die volle Marktreife erreicht hat, erfolgt in dieser Studie keine Festlegung auf eine bestimmte Technologie. Es wird allerdings davon ausgegangen, dass bis 2050 rund die Hälfte der Fahrzeugflotte einen alternativen CO<sub>2</sub>-freien Antrieb besitzt. Ziel dieses Vorgehens ist es, zu zeigen, dass der Verkehrssektor prinzipiell einen entscheidenden Beitrag zum Klimaschutz leisten kann, hierfür aber bestimmte Voraussetzungen erfüllt sein müssen.

Im Rahmen der für das Modell notwendigen quantitativen Berechnung wird exemplarisch für den Bereich der alternativen Fahrzeuge ein Wechsel auf Elektrofahrzeuge betrachtet, da eine Quantifizierung für diese Technologie derzeit am besten vorgenommen werden kann<sup>32</sup>. Im Bereich des motorisierten Individualverkehrs sind bereits erste Modelle für Elektroautos am Markt vorhanden, und der weitere Ausblick ist verglichen mit anderen Lösungen konkret. Auch für den öffentlichen Straßenpersonenverkehr sind Elektrofahrzeuge wie etwa elektrisch betriebene Oberleitungsbusse verfügbar und technisch ausgereift. Der (exemplarische) Wechsel auf Elektroantriebe ist jedoch an die Voraussetzung geknüpft, dass diese Fahrzeuge mit regenerativ erzeugtem Strom fahren. Für jedes in den Verkehr gebrachte Elektrofahrzeug ist somit entsprechend zusätzliche regenerative Energie bereitzustellen.

Der im August von der Bundesregierung verabschiedete „Nationale Entwicklungsplan Elektromobilität“ (82) legt Maßnahmen fest, welche bis zum Jahr 2020 zu einer Million Elektrofahrzeugen (2 % vom Gesamtbestand in Höhe von 43,9 Millionen Pkw (83)) auf Deutschlands Straßen führen sollen. Bis zum Jahr 2030 soll dieser Wert auf sechs Millionen Elektrofahrzeuge (ca. 14 %) ansteigen, wobei die Kopplung mit dem erneuerbar erzeugten Strom maßgeblich durchgeführt werden soll (84). Nur durch die Verknüpfung dieser beiden Technologien ist das praktische Null-Emissionsfahrzeug möglich.

Eine absolute Reduzierung der deutschen Pkw Flotte würde ebenfalls zu einer Emissionsreduktion führen. Für den vorliegenden Plan wurden die Entwicklungszahlen an die nationale Automobilisten-Politik angelehnt. Dies wurde getan, um zu betrachten, ob diese Politik, zum

---

<sup>32</sup> Es handelt sich also lediglich um *ein mögliches Szenario*, die Realität in 2050 wird durchaus weitere alternative, CO<sub>2</sub>-freie Fahrzeugtypen beinhalten.

Erreichen der Greenpeace-Ziele ausreichen würde, wenn sie sich denn so auswirkt, wie gewünscht.

Durch eine verstärkte und intelligente Förderung und Integration der bereits bestehenden Verkehrsmittel wie z. B. Pedelecs, Bike-Sharing, Car-Sharing können diese verschiedenen Verkehrssysteme „smart“ verknüpft werden. Dadurch wird eine Entlastung des Straßenverkehrs erreicht, ohne auf Einschränkungen der individuellen Mobilität verzichten zu müssen. Mit diesem Ansatz würde man zudem die momentan vorherrschenden Probleme der Akkus (lange Ladezeiten, geringe Reichweiten, hohe Preise) für Kraftfahrzeuge vermeiden.

#### **11.1.4 Motorisierter Individualverkehr (MIV)**

Für den MIV werden an dieser Stelle verschiedene Annahmen getroffen, um das Ziel eines CO<sub>2</sub>-emissionsfreien Verkehrssektors zu erreichen.

Es wird davon ausgegangen, dass die Flottenstärke im MIV ab 2020 abfallen wird (81) (S. 44 ff). Diese Annahme trifft weiterhin auch auf eine abnehmende Gesamtfahrleistung (ab 2015) und den Energieverbrauch der Pkw (ab 2010) zu. Die Ursachen sind im Wesentlichen in der erwarteten demografischen Entwicklung begründet, die von einer sinkenden Bevölkerung ausgeht.

1. Eine wesentliche Annahme und Forderung ist die signifikante Verlagerung eines Teils des MIV auf den öffentlichen Personennah und -fernverkehr (ÖPV). Hierfür müssen allerdings die erforderlichen Strukturen geschaffen werden. Es handelt sich um einen schrittweisen Prozess, der durch Gesetze (z. B. Maut und/oder Fahrverbote für Innenstädte) und ein verbessertes Angebot im ÖPV ausgelöst und verstärkt werden muss. (Vgl. (85))
2. Die Austauschrate von Alt- gegen Neu-Fahrzeuge wird bis 2050 konstant zu 6 % angesetzt (86) (S.125). Insgesamt wird sich die Nutzungsdauer der Fahrzeuge zukünftig voraussichtlich verlängern. Allerdings sind das genaue Ausmaß sowie der Zeitpunkt schwer prognostizierbar. Hier sind zeitweise auch gegenläufige Tendenzen möglich, z. B. falls sich eine neue, effiziente Technik am Markt durchsetzt. Hierfür kann durch spezielle Anreize (z. B. Steuervorteile oder Abwrackprämien) die Einführungsgeschwindigkeit und damit die Austauschrate vorübergehend erhöht werden.
3. Für den spezifischen Verbrauch von Neufahrzeugen werden bereits seit längerer Zeit auf europäischer und nationaler Ebene Obergrenzen kontrovers diskutiert und eine konkrete schrittweise Reduzierung gefordert. In diesem Zusammenhang geht die Studie von der Einhaltung der Obergrenzen für in den Verkehr gebrachte Neuwagen gemäß den Forderungen von Greenpeace aus. Eine Überschreitung der Obergrenzen wird nicht berücksichtigt. Die angesetzten Obergrenzen werden dabei in Anbetracht der zur Verfügung stehenden Effizienzsteigerungstechnologien sowie der bereits am Markt erhältlichen und angekündigten Pkw-Modelle grundsätzlich als technisch und zeitlich realisierbar angesehen. Dabei wird allerdings auch betont, dass sich der Trend einer zunehmenden Leistungssteigerung umkehren muss (87).
4. Prinzipiell muss das Bestreben auf einen Ersatz der fossil gefeuerten Verbrennungsmotoren (durch alternative, emissionsfreie Antriebe) ausgerichtet sein. Daher wird im Rahmen der Studie die heutige Verteilung zwischen Benzin- und Dieselfahr-



zeugen als konstant angesetzt (etwa zwei Drittel Benzinkraftstoff und ein Drittel Dieselmkraftstoff).

5. Im Hinblick auf den erforderlichen Wechsel der Fahrzeugtechnologie (s. o.) wird exemplarisch ein Wechsel auf Elektrofahrzeuge betrachtet, die ausschließlich mit regenerativ erzeugtem Strom fahren.

Jahr	CO <sub>2</sub> -Emissionen (g CO <sub>2</sub> /km in Benzinäquivalent)	Energiebedarf (l Benzin / 100 km)	Energiebedarf (kWh / 100 km)	Fahrzeuggewicht in kg
2020	80	3	30	1.100
2035	50	2	20	750
2050	35	1,5	15	500

Tabelle 29: Obergrenze für in den Verkehr gebrachte Neuwagenflotten (Durchschnitt pro Pkw) (85)

#### 11.1.4.1 Entwicklung von Energiebedarf und CO<sub>2</sub>-Emissionen des MIV

Die aus den o. g. Annahmen resultierende Entwicklung des Energiebedarfs im MIV bis 2050 ist, unterteilt nach Energieträgern, in Tabelle 30 dargestellt.

In TWh/a	2005 <sup>33</sup>	2020	2030	2040	2050
Energiebedarf	476,7	326,0	194,5	112,4	59,9
Davon: Strom	0,0	2,5	12,1	30,5	59,9
Agrokraftstoffe (80)	22,583	35	35	30	0,0
konv. Kraftstoffe	454,1	288,5	147,4	51,9	0,0

Tabelle 30: Entwicklung des Energiebedarfs im MIV bis 2050

Der sinkende Energiebedarf des MIV ist neben der durch die Verbrauchsobergrenzen vorgegebene Effizienzerschließung auf die zunehmende Umstellung auf alternative, CO<sub>2</sub>-freie Technologien zurückzuführen. In 2050 liegt der Bedarf des MIV an regenerativ erzeugtem Strom bei etwa 60 TWh/a. Aufgrund des kontinuierlichen sinkenden Treibstoffbedarfs kann dieser bis 2050 vollständig durch Strom gedeckt werden. Dabei werden unter anderem die Potenziale beim nichtmotorisierten Individualverkehr genutzt dessen Maßnahmen bei der Stadtplanung spätestens 2050 greifen, so dass es dort zu einer Verlagerung von motorisiertem zu nichtmotorisiertem Verkehr kommt.

<sup>33</sup> Im Verkehrssektor wurde auf das Basisjahr 2005 zurückgegriffen.

Aufgrund der Verlagerung eines Teils der Fahrleistung im MIV auf den öffentlichen Personenverkehr, des Wechsels hin zu alternativen CO<sub>2</sub>-freien Technologien wie beispielsweise dem Elektroauto sowie die vollständige Deckung des Energiebedarfs der wenigen verbleibenden Verbrennungsmotoren über Agrokraftstoffe, können die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Bereich des MIV bis 2050 gegen null gehen.

### **11.1.5 Öffentlicher Personennah- und Fernverkehr (ÖPV)**

Auch für den ÖPV werden verschiedene Annahmen getroffen, um das Ziel eines CO<sub>2</sub>-emissionsfreien Verkehrssektors zumindest annähernd zu erreichen.

1. Im Bereich des ÖPV wird insgesamt eine Steigerung der Gesamtfahrleistung im Betrachtungszeitraum erwartet. Diese Steigerung entspricht dabei der Verlagerung von Fahrleistung des MIV auf den ÖPV (siehe oben). Weitere Veränderungen in der Gesamtfahrleistung des ÖPV werden nicht berücksichtigt.
2. Hinsichtlich der Verteilung der Fahrleistung auf die Verkehrsträger Schiene und Straße wird die bisherige Verteilung von jeweils ca. 50 % der Gesamtfahrleistung des ÖPV als konstant angesetzt.
3. Im Rahmen dieser Studie wird angenommen, dass sich der spezifische Energiebedarf sowohl im Schienenpersonenverkehr als auch im Straßenpersonenverkehr analog zum spezifischen Energiebedarf des MIV entwickelt. Dies entspricht einer Steigerung der Effizienz nach 2012 von 2 - 3 % pro Jahr. Da im ÖPV deutlich höhere Fahrleistungen als im MIV erreicht werden, ist die Austauschrate hier auch prinzipiell höher (88). Parallel bestehen deutliche Potenziale zur Steigerung der Auslastung. So lag in 2005 die Auslastung eines Linienbusses lediglich bei 21 %, die im Schienenfernverkehr bei 44 % (89). Allerdings sind die technischen Potenziale im ÖPV insgesamt anders gelagert als im MIV. Damit sprechen die ersten beiden Punkte prinzipiell gegen eine direkte Übertragung der Strategie für MIV auf den ÖPV. Eine Quantifizierung ist jedoch nicht möglich, daher erfolgt die Übertragung der Entwicklung des spezifischen Energiebedarfs im MIV.
4. Bereits in den letzten Jahren hat sich der Anteil der Erdgasbusse im Flottenbestand des Straßenpersonenverkehrs deutlich erhöht. Unter der Annahme einer durchschnittlichen Fahrleistung bezüglich der Personenkilometer stieg dieser Anteil allein zwischen 2002 und 2007 von zunächst 4 % auf knapp 30 % an. Im Rahmen der Studie wird eine weitere Steigerung erwartet, bis zu einem Anteil von 50 % der Fahrleistung im Straßenpersonenverkehr in 2020. Danach bleibt der Anteil an Erdgasfahrzeugen nahezu konstant.
5. Im Hinblick auf den erforderlichen Wechsel der Fahrzeugtechnologie (s. o.) wird angenommen, dass ab 2020 verstärkt alternative CO<sub>2</sub>-freie Fahrzeugtypen eingesetzt werden. Die Entwicklung erfolgt analog zum MIV. Im Bereich des Straßenpersonenverkehrs bieten sich hier insbesondere Elektro-Busse an. Aufgrund besser vorhersehbarer Nutzungsszenarien lässt sich die Ladeproblematik dadurch umgehen. Bis 2050 steigt die Fahrleistung alternativer CO<sub>2</sub>-freier Fahrzeuge auf ca. 50 % der Gesamtfahrleistung im Straßenpersonenverkehr an.

Aus diesen Annahmen ergibt sich, dass ab 2050 im öffentlichen Personenverkehr keine Diesel-Fahrzeuge mehr im Einsatz sind, sondern ausschließlich alternative CO<sub>2</sub>-freie Fahrzeuge sowie Erdgas-Fahrzeuge eingesetzt werden.

---

### 11.1.5.1 Entwicklung von Energiebedarf und CO<sub>2</sub>-Emissionen des ÖPV

Die Entwicklung des Energiebedarfs im ÖPV ist von zwei gegenläufigen Entwicklungen geprägt. Effizienzerschließung und der Wechsel von Kraftstoffen zu elektrischen Antrieben führen zu einer Reduktion des Energiebedarfs, während die Verkehrsverlagerung vom MIV auf den ÖPV tendenziell zu einem Mehrverbrauch führt. Dennoch kann der Energieeinsatz im ÖPV in den nächsten 40 Jahren etwa halbiert werden (s. Tabelle 31).

In TWh/a	2005 <sup>34</sup>	2020	2030	2040	2050
Energiebedarf	27,0	34,3	32,0	26,4	18,4
Davon: Strom	6,6	9,0	9,0	8,7	8,1
Erdgas	2,3	12,9	12,8	12,1	10,3 <sup>35</sup>
konv. Kraftstoffe	18,1	12,4	10,2	5,7	0

Tabelle 31: Entwicklung des Energiebedarfs im ÖPV bis 2050

Der Energiebedarf im ÖPV wird bereits heute zu einem Großteil durch elektrischen Strom für Eisenbahnen bereitgestellt. Durch die Verlagerung des MIV auf den ÖPV und den ab 2020 steigenden Einsatz von elektrisch betriebenen Fahrzeugen liegt der Bedarf des ÖPV an regenerativ erzeugtem Strom in 2050 bei etwa 10,1 TWh/a. Daneben wird der Anteil von Erdgas-Fahrzeugen bis 2020 auf rund die Hälfte der im öffentlichen Straßenpersonenverkehr eingesetzten Fahrzeuge steigen. Durch eine in der Zukunft stark zunehmende Nutzung von Power-2-Gas (P2G), könnte der Gasverbrauch dadurch gedeckt werden.

Aufgrund des steigenden Einsatzes von Elektro- und Erdgas-Fahrzeugen im öffentlichen Straßenpersonenverkehr werden die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Bereich ÖPV durch die teilweise Verlagerung von Fahrleistung des MIV sowie der verstärkten Nutzung von NMIV bis 2050 stark abfallen.

### 11.1.5.2 Nichtmotorisierter Individualverkehr (NMIV)

Da aufgrund der Natur seiner Sache der nichtmotorisierte Individualverkehr (NMIV) keine Emissionen ausstößt, weist er diesbezüglich keine Einsparpotenziale auf. Viel mehr bietet der NMIV erhebliche Potenziale auf, welche gehoben werden sollten, um den MIV und ÖPV zu entlasten und somit eine Reduktion der Gesamtemissionen zu erreichen.

Unter NMIV fallen im Allgemeinen jegliche nichtmotorisierten Fortbewegungsmittel. Diese reichen von den eigenen Füßen, über das Fahrrad hin zum Fahrradtaxi. Aufgrund des körperlich involvierten Energieaufwandes der Fortbewegung beschränken sich die Distanzen

<sup>34</sup> Im Verkehrssektor wurde auf das Basisjahr 2005 zurückgegriffen.

<sup>35</sup> Davon ca. 4,1 TWh/a Biogas, in den späten Stützjahren wird zudem Erdgas durch „Windgas“ ersetzt.

welche zurückgelegt werden können. Dieser Nachteil wird allerdings von den Vorzügen hinsichtlich der Emissionen oder förderlichen Effekte auf die Gesundheit bei Weitem überwogen.

Die Potenziale welche in deutschen Städten gehoben werden können sind nicht zu vernachlässigen. Insbesondere im internationalen Vergleich mit anderen Städten, wird ersichtlich wie hoch diese bisher ungenutzten Möglichkeiten sind. So strebt Kopenhagen bis 2015 an, dass 50 % aller Pendler ihre Wege per Fahrrad absolvieren. (90) Im Vergleich dazu ist Bremen die einzige Stadt in Deutschland in welcher bisher 26,5 % der Strecken mit dem Fahrrad zurückgelegt werden. (Vgl. (91), Tab 11(a))

Um diese Potenziale stärker zu nutzen müssen verschiedene Maßnahmen ergriffen werden, um die Verkehrsmittelwahl der Einwohner zu Gunsten des NMTIV positiv zu beeinflussen. Darunter fallen z. B. Entwicklung von Konzepten zur Verkehrsverlagerung, Anpassung der Verkehrsplanung („Stadt der kurzen Wege“), Vermeidung von Verkehr wo er nicht notwendig ist, Erhöhung der Verkehrssicherheit für nichtmotorisierte Teilnehmer oder ein verbessertes Netz von Rad- und Fußgängerwegen.

Wie in allen anderen Bereichen des Verkehrs ist auch hier der politische Wille von Nöten, um einen Wandel zu erzielen. Insbesondere durch den Einsatz bzw. die Hebung von den in Kapitel 11.1 genannten Potenzialen und Maßnahmen können erhebliche mittel- bis langfristige Einsparungen der Emissionen erreicht werden.

### **11.1.6 Güterverkehr**

Der Oberbegriff Güterverkehr umfasst den Gütertransport auf der Schiene (Bahn) und auf der Straße (Lkw) und ist für rund 30 % der Emissionen im Verkehrssektor verantwortlich. Für die Entwicklung des Güterverkehrs werden folgende Annahmen getroffen.<sup>36</sup>

1. Zukünftig wird eine minimal ansteigende Fahrleistung des Güterverkehrs prognostiziert (92).
2. Die Steigerung der Fahrleistung im Bereich Schienengüterverkehr wird mit ca. 4 % p.a. höher angesetzt, da eine Verlagerung von der Straße auf die Schiene angenommen wird. Hierdurch ergibt sich mittelfristig eine höhere Fahrleistung im Schienengüterverkehr als gemäß der Prognose der Bundesregierung im Verkehrswegeplan derzeit vorgesehen ist. (93)
3. Hinsichtlich des Effizienzpotenzials für schwere Nutzfahrzeuge können bis zu 10 % Verbrauchseinsparungen kurzfristig realisiert werden (79). Insgesamt erscheinen jedoch Verbesserungen im mittleren spezifischen Kraftstoffverbrauch der gesamten Fahrzeugflotte im Straßengüterverkehr um 20 % bis 2020 bzw. um 35 % bis 2050 (jeweils bezogen auf 2005) technisch machbar (94). In dieser Studie wird daher angenommen, dass die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen des Straßengüterverkehrs bis 2020 um 10 % (gegenüber 2005) sinken. Danach reduzieren sich die spezifischen Emissionen um etwa 1 % p.a.

---

<sup>36</sup> <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/13150/umfrage/co2-emissionen-im-deutschen-personenverkehr/> (Aufgerufen am 05.10.2015)

### 11.1.6.1 Entwicklung von Energiebedarf und CO<sub>2</sub>-Emissionen des Güterverkehrs

Auch im Güterverkehr wirkt sich das prognostizierte Wachstum des Sektors deutlich auf die Entwicklung des Energieverbrauchs aus. Trotz Effizienzerschließung und einer als ehrgeizig zu bezeichnenden Verlagerung des Transports von der Straße auf die Schiene (deren Realisierung eine Reihe umfangreicher (bahn)politischer Maßnahmen erfordert) kann der absolute Energiebedarf nur geringfügig gesenkt werden.

In TWh/a	2005 <sup>37</sup>	2020	2030	2040	2050
Energiebedarf	87,5	101,0	98,8	96,8	95,3
davon: Strom	9,0	14,9	19,0	24,4	31,2
Agrokraftstoffe	0	15,0	20,0	30,0	64,1
konv. Kraftstoffe	78,5	71,1	59,7	42,4	0

Tabelle 32: Entwicklung des Energiebedarfs im Güterverkehr bis 2050

Neben der Verlagerung von Straße auf Schiene ist daher mittelfristig ein sukzessiver Ersatz fossiler Treibstoffe im Straßengüterverkehr erforderlich. Dies ist trotz der begrenzten nationalen Potenziale nur deshalb möglich, weil insbesondere im MIV rechtzeitig der notwendige Technologiewechsel eingeleitet werden konnte. Bis 2050 kann so der Treibstoffbedarf im Güterverkehr zu über 50 % durch Agrokraftstoffe gedeckt werden. Diese relativ hohen Mengen müssten teilweise über Importe abgedeckt werden. In der Realität werden zusätzlich technische Errungenschaften im MIV (alternative CO<sub>2</sub>-freie Antriebe) ggf. auch auf den Güterverkehr übertragen werden können.

Das vorliegende Szenario zeigt, dass auch der Güterverkehr bis 2050 CO<sub>2</sub>-neutral werden könnte, sofern zwei wesentliche Veränderungen frühzeitig in die Wege geleitet werden:

- Verkehrsverlagerung von der Straße auf die Schiene und
- sukzessiver Wechsel auf alternative Antriebe und Agrokraftstoffe statt fossiler Energieträger.

### 11.1.7 Weitere Verkehrsträger

Die weiteren Verkehrsträger umfassen insbesondere den Schiffs- und den Luftverkehr. Hierbei ist jeweils noch zwischen dem Binnenverkehr und dem internationalen Verkehr zu unterscheiden. Der internationale Verkehr bleibt bei der Betrachtung der nationalen Emissionen außen vor.

<sup>37</sup> Im Verkehrssektor wurde auf das Basisjahr 2005 zurückgegriffen.

Im Binnenverkehr ist der Anteil des Personenluftverkehrs an den gesamten Personenkilometern mit 5 % in 2007 vergleichsweise gering. Auch der Anteil des Frachtverkehrs per Schiff und Flugzeug liegt insgesamt nur bei 10 % der Tonnenkilometer in 2007 (95).

Aufgrund des derzeit noch sehr geringen Anteils dieser Verkehrsträger werden die Bereiche (Binnen-) Luftverkehr und (Binnen-) Schiffsverkehr hier nur kurz behandelt. Zudem sind zahlreiche Faktoren für die Bewertung der Emissionsentwicklung dieser Verkehrsträger derzeit unbekannt, sodass eine Quantifizierung der Entwicklung im Rahmen dieser Studie nicht möglich ist.

#### **11.1.7.1 Luftverkehr**

Im Luftverkehr wird bis 2050 sowohl für die Personenverkehrsleistung als auch für die Güterverkehrsleistung ein Zuwachs erwartet. Hinzu kommt, dass Emissionen aus „Lufttreibstoffen“ stärker Klima belastend wirken als solche aus „Bodentreibstoffen“ (81). Um zu verhindern, dass die Effizienzsteigerungen im Verkehrssektor insgesamt durch den Zuwachs im (Personen-)Luftverkehr teilweise wieder kompensiert werden, müssen auch für den Luftverkehr entsprechende Überlegungen zur Emissionsminderung angestellt werden (81).

Ab 2012 wird der Luftverkehr in den europäischen Emissionshandel einbezogen (96). Bereits jetzt werden die Vorbereitungen für die Erweiterung des Emissionshandelssystems getroffen. Die Emissionen werden dabei nicht anteilig auf die Ausgangs- und Zielländer aufgeteilt (z. B. nach der zurückgelegten Strecke), vielmehr ist geplant, alle europäischen Flüge (d. h. alle Flüge mit Start oder Landung innerhalb der EU) vollständig im europäischen Emissionshandelssystem zu erfassen. Die nationalen Emissionen des Luftverkehrs werden den einzelnen Mitgliedsländern dabei nach Fluggesellschaften zugeordnet, für die im jeweiligen Land die Betriebsgenehmigung ausgestellt wurde (für Deutschland sind das zurzeit knapp 290 Fluggesellschaften). Abgesehen von vielen Ausnahmeregelungen (Staatsflüge und Militärflüge sind beispielsweise ausgenommen) ließen sich auch auf Grundlage dieser noch zu erarbeitenden Datenbasis keine nationalen Emissionen ableiten, die mit dem hier vorgestellten Modell (nationale Bilanz) vergleichbar wären.

Auch wenn die Emissionen des Luftverkehrs aus den genannten Gründen nicht quantitativ im Modell berücksichtigt werden können, lässt sich aus der Gesamtbetrachtung die Forderung ableiten, dass auch für den Luftverkehr neue und ambitionierte Konzepte zur Emissionsminderung eingeführt werden müssen, um auch in diesem zukünftig weiterhin sehr relevanten Sektor das langfristige Ziel der Nullemissionen erreichen zu können. Neben treibstoffarmen Flugzeugen, Streckenbereinigungen, Effizienzsteigerungen und der Entwicklung und dem Einsatz von alternativen Antriebstechnologien, muss auch die Ausgestaltung des Emissionshandels so vollzogen werden, dass die Emissionen im Luftverkehr deutlich reduziert werden. Als Sofortmaßnahme sollten sämtliche steuerlichen Vorteile gegenüber anderen Verkehrsträgern gestrichen werden wie z. B. die Befreiung von der Mineralölsteuer für Kerosin. Zusätzlich könnte eine Abgabe auf Flugtickets eingeführt werden, um dadurch eine Verlagerung auf emissionsgünstigere Verkehrsmittel zu erreichen (97). Falls die bisherigen und weiteren Maßnahmen für die langfristige Zielerreichung der Nullemissionen nicht ausreichen sollten, wäre die verpflichtende Forderung einer schrittweise Verlagerung des nicht-CO<sub>2</sub>-freien innerdeutschen Flugverkehrs auf die Schiene bis 2050, eine „*Ultima Ratio*“.

### 11.1.7.2 Schiffsverkehr

Der Schiffsverkehr soll ab 2015 in den europäischen Emissionshandel aufgenommen werden (vgl. Richtlinie für 3. Handelsperiode). Ähnlich wie beim Luftverkehr fehlt auch beim (internationalen) Schiffsverkehr die Datenbasis, so dass dieser nicht quantitativ im nationalen Modell abgebildet wird. Der „International Maritime Organization“ (IMO) zufolge, wurden im Jahr 2012 938 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> ausgestoßen.<sup>38</sup> Das ist etwa das 1,5 fache wie in der weltweiten Luftfahrt entsteht und mehr als der gesamte CO<sub>2</sub>-Ausstoß Deutschlands. Diese Emissionen können beispielsweise mittels Flottenoptimierung, Einsatz CO<sub>2</sub>-freier Kraftstoffe oder Antriebe und einer Verringerung des Transportvolumens sukzessive reduziert werden. Auch hier erfordert das langfristige Ziel der Nullemissionen in 2050 eine internationale Zusammenarbeit und ein hohes Maß an politischem Willen (98).

### 11.1.8 Emissionen des Verkehrssektors

Die im Rahmen der Studie quantifizierte prognostizierte Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Verkehrssektor ist in Tabelle 33 dargestellt. Die Berechnungen zeigen, dass die übergeordnete Zielsetzung, den Verkehrssektor bis 2050 CO<sub>2</sub>-emissionsfrei zu gestalten, mit einer Umstrukturierung des Sektors und dem weitgehenden Ersatz des klassischen Verbrennungsmotors durch neue Konzepte nahezu erreicht werden kann.

in Mio. t CO <sub>2</sub> äq	2007	2012	2020	2030	2040	2050
	151,9	154,1	101,5	60,3	27,7	0

Tabelle 33: Entwicklung der Emissionen im Verkehrssektor bis 2050

Allerdings müssen hierfür die oben genannten Herausforderungen bewältigt werden. Dazu zählt insbesondere, dass ab 2020 ein signifikanter Wechsel der Fahrzeugtechnologie hin zu alternativen CO<sub>2</sub>-emissionsfreien Antrieben erfolgt. Zudem muss eine Verlagerung vom MIV auf den ÖPV sowie im Güterverkehr von Lkw auf Schiene erfolgen. Parallel müssen die erforderlichen erneuerbaren Energien (regenerativ erzeugter Strom, Biogas und Agrotreibstoffe) in ausreichendem Maße zur Verfügung stehen. Auch vor diesem Hintergrund ist es daher sinnvoll und richtig, den mit dem EEG eingeschlagenen Ausbaupfad der erneuerbaren Energien fortzusetzen oder gar einen noch schnelleren Ausbau zu verfolgen. Die Potenzialanalyse zeigt, dass bei einem konsequenten, frühzeitigen (und umfangreichen) Handeln auch im Verkehrssektor schon mittelfristig signifikante Emissionsminderungen erreicht werden können.

Im Vergleich zu 2007 sind die CO<sub>2</sub>-Emissionen leicht angestiegen, so dass es fraglich ist, ob die ehrgeizigen Ziele für 2020 in dem Ausmaß auch erreicht werden können (99), (100). Insbesondere der Straßenverkehr mit 57 % aller im Verkehr ausgestoßenen CO<sub>2</sub>-Emissionen

<sup>38</sup> <http://www.imo.org/en/OurWork/Environment/PollutionPrevention/AirPollution/Pages/Greenhouse-Gas-Studies-2014.aspx> (Aufgerufen am 05.10.2015)

besitzt ein hohes Potenzial und ist somit einer der stärksten Hebel für das Ziel eines annähernd emissionsfreien Verkehrssektors für 2050.



GREENPEACE E.V.:

## 12 Weitere Emittenten

In diesem Kapitel werden Prozessemissionen von CO<sub>2</sub> (also solche Emissionen, die nicht auf der Energiebereitstellung und –nutzung bedingt sind), sowie weitere Treibhausgase (THG) betrachtet. So werden neben Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) auch nennenswerte Mengen anderer Klimagase, beispielsweise Methan (CH<sub>4</sub>), Distickstoffoxid (N<sub>2</sub>O), teilhalogenierte Kohlenwasserstoffe (HFKW), perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW), Schwefelhexafluorid (SF<sub>6</sub>), sowie ab 2013 Stickstofftrifluorid (NF<sub>3</sub>) emittiert. Letztere werden häufig auch unter dem Begriff „F-Gase“ zusammengefasst. Diese Gase sind wie auch CO<sub>2</sub> treibhauswirksam und ihre emittierten Mengen werden somit in CO<sub>2</sub>-Äquivalenten (CO<sub>2</sub>äq) angegeben.

Sie spielen in der Industrie, der Land-, Lösemittel- und Abfallwirtschaft und bei der Brennstoffgewinnung und Verteilung eine signifikante Rolle.

### 12.1 Industrieprozesse

Die Industriesektoren umfassen im Wesentlichen die Mineral-Industrie (die die Zement-, Kalk- und Glasproduktion beinhaltet), die chemische Industrie und die Metall-Industrie (Herstellung von Stahl und NE-Metallen wie Aluminium und Edelmetalle). Einige dieser Industrien sind energieintensiv und bilden starke Emissionsquellen.

Die Prozessemissionen der Industrie insgesamt konnten von 1990 bis 2012 bereits stark gesenkt werden, wobei CO<sub>2</sub> den größten Anteil der Emissionen ausmacht (52,4 in Mio. t CO<sub>2</sub>äq von insgesamt 68,8 in Mio. t CO<sub>2</sub>äq). Der Beitrag anderer Klimagase (N<sub>2</sub>O und SF<sub>6</sub>) konnte prozentual stark gesenkt werden. Laut UBA (100) sanken die CO<sub>2</sub>äq Emissionen der Industrieprozesse bis 2012 gegenüber 1990 um 27 %.

Zwischen 1995 und 2011 stieg die Emission von HFKW in der Industrie signifikant an, während die Emissionen der FKW im gleichen Zeitraum deutlich zurückgingen. HFKW werden in Kälte- und Klimaanlage sowie Wärmepumpen genutzt. Die Emissionen von SF<sub>6</sub>, eines potenten Klimagases, waren bis 1995 angestiegen und sinken seitdem. Dieses Gas entsteht überwiegend durch den Einsatz in elektrischen Betriebsmitteln, in der Metallproduktion, besonders in der Aluminiumindustrie sowie in Autoreifen und Schallschutzscheiben.

In einer Studie hat das Umweltbundesamt nationale Projektionen der F-Gas-Emissionen (was Gase wie HFKW und SF<sub>6</sub> betrifft) bis zum Jahr 2050 erarbeiten lassen (101). Wie der Abbildung „Projektionen der Emissionen fluorierter Treibhausgase bis 2050“ zu entnehmen ist, können die fluorierten Emissionen deutlich gemindert werden, insbesondere bei einer Ausschöpfung aller Möglichkeiten und dem weitgehenden Verzicht der Verwendung fluorierter Treibhausgase. Greenpeace fordert dementsprechend im Bereich der F-Gase ein ambitioniertes Handeln und Ausschöpfen aller heutigen und zukünftigen Möglichkeiten zur F-Gas-Reduktion mit dem Ziel, die heutigen Emissionen bis 2050 auf nahezu null zu minimieren.

Die größten Emittenten der Mineral-Industrie sind in 2050 nach Einschätzung des UBA (17) die Zementindustrie mit 6,3, die Kalkindustrie mit 3,5 und die Glasindustrie mit 0,8 Mio. t CO<sub>2</sub>äq. Eine weitere Substitution von Zementklinker, wie sie bereits teilweise angewandt wird, ist zwar begrenzt durch Produktqualitätsanforderungen und durch die Menge verfügbarer Substitute (Flugasche, Hochofenschlacke), wird aber auch in Zukunft eine wichtige Rolle spielen (102). Eine Reduzierung der heutigen Emissionen von 17 Mio. t CO<sub>2</sub>äq um 60 % bis 2050 (wie bei UBA) erscheint vor diesem Hintergrund zumindest prinzipiell möglich zu sein.

In der Metall-Industrie, insbesondere bei der Stahlproduktion gibt es ein Potenzial der Emissionsreduktion von etwa 35 % (102). Es gibt Spielraum bei der Produktionsentwicklung (hin zu mehr Recycling) und einige technische Alternativen im Erprobungsstadium. Die Primärherstellung von Stahl erzeugt deutlich mehr Emissionen als das Recycling. Eine fast vollständige Reduzierung der Prozessemissionen könnte neben dem UBA-Pfad (Ersatz Hochofenprozess zugunsten E-Stahl) auch durch neue Verfahren (Elektrolyse) erzielt werden. Beim NE(nichteisen)-Metall wird von einer Reduktion der Emissionen von 35 % ausgegangen. Für das Greenpeace-Szenario verbleibt folglich eine deutliche Reduktion.

Ferner wird nach Einschätzung des UBA davon ausgegangen, dass die Emissionen der chemischen Industrie<sup>39</sup> sich von etwa 20 Mio. t CO<sub>2</sub>äq auf fast null reduzieren lassen. Diese Tendenzen sind im Greenpeace-Szenario wiederzufinden.

Insgesamt werden die Prozessemissionen im Sektor Industrie von 69 auf 20 Mio. t CO<sub>2</sub>äq bis 2050 gesenkt.

## 12.2 Landwirtschaft + LULUC<sup>40</sup>

Die Emissionen des deutschen Agrarsektors und seiner vor- und nachgelagerten Bereiche (einschließlich der Quellgruppe LULUC) erreichen mit knapp 160 in Mio. t CO<sub>2</sub>äq die Dimensionen des Verkehrssektors (103), wobei die Emissionen aus Landnutzungsänderungen (z. B. der Rodung von Regenwäldern) in den Futtermittel-Exportländern dabei noch nicht eingerechnet sind. Dies zeigt, welche enorme und bislang in der öffentlichen Wahrnehmung vielfach unterschätzte Bedeutung der Landwirtschaftssektor bei der Reduzierung der Treibhausgase tatsächlich hat. Das gilt insbesondere für die Nutztierhaltung, die über die Freisetzung von Methan, Stickoxiden und Kohlendioxid einen Großteil dieser Emissionen verursacht.

Die weltweite Fleischproduktion versechsfachte sich zwischen 1950 (44 in Mio. t CO<sub>2</sub>äq) und 2005 (267 in Mio. t CO<sub>2</sub>äq), während sich die Weltbevölkerung im gleichen Zeitraum lediglich um den Faktor 2,6 vergrößerte (104) (105). Der durchschnittliche Deutsche verzehrt heute etwa doppelt so viel Fleisch, wie von Gesundheitsorganisationen höchstens empfohlen wird. Dieser enorme Anstieg beim Pro-Kopf-Verbrauch lässt sich auch für andere tierische Le-

---

<sup>39</sup> Anorganische Grundchemikalien, Petrochemikalien und Derivate, Polymere, Fein- und Spezialchemikalien, Pharmazeutika und Wasch- und Körperpflegemittel

<sup>40</sup> Die Quellgruppe LULUC (Land use & land use change: Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft) wird hier gemeinsam mit dem Landwirtschaftssektor behandelt, da dieser - national wie global - Hauptverursacher der Emissionen dieser Quellgruppe ist.

bensmittel wie Milch und Eier beobachten. Unter Berücksichtigung der Tatsache, dass die Produktion tierischer im Vergleich zu pflanzlichen Lebensmitteln sowohl bezüglich des Flächenverbrauchs, der benötigten Energie- und Proteinmengen als auch des Wasserbedarfs extrem ineffizient ist, wird deutlich, dass die beschriebene Entwicklung ein seit Jahrzehnten stetig wachsendes, erhebliches ökologisches Problem darstellt, welches sich u.a. durch die folgenden Kernpunkte beschreiben lässt:

- **Emissionen: Die Nutztierhaltung verursacht in erheblichem Umfang klimaschädliche THG-Emissionen.**

Die Nutztierhaltung ist der größte einzelne Emittent von nicht energiebedingten THG-Emissionen. Rd. 12 % der weltweiten Methangasemissionen werden allein durch die Rinderhaltung verursacht. Erschwerend hinzu kommt, dass Methan etwa 25 Mal so klimawirksam ist wie CO<sub>2</sub> (105). Aber auch andere ökologisch schädliche und klimawirksame Emissionen sind direkt mit der Nutztierhaltung verbunden, wie z. B. die NH<sub>3</sub>-Emissionen, die „national, kontinental (West-Europa) und global [...] zu 90 % der Landwirtschaft und hier zu 80 % der Tierhaltung zuzuordnen“ sind (106). Als Fazit kann festgestellt werden, dass die Produktion tierischer Nahrungsmittel wie Milch und Fleisch (bezogen auf den Nahrungswert) zu sehr viel höheren spezifischen Emissionen führt als die Produktion pflanzlicher Nahrungsmittel. So ist die Erzeugung eines Kilos Rindfleisch ähnlich klimaschädlich wie etwa 100 km Flug pro Person (107).

- **Ressourcenverbrauch: Die Produktion tierischer Produkte ist extrem ressourcenintensiv.**

Nutztiere setzen nur Bruchteile der zugeführten Nahrung in Fleisch und Milch um. Dafür gibt es mehrere Gründe: ein Teil des Futters geht als unverdaute Nahrung direkt über den Tierdung verloren. Von der über den Tierdarm aufgenommenen Energie werden große Nährstoffmengen für den Lebensunterhalt der Tiere benötigt. Und von dem schlachtreifen ausgewachsenen Tier selber dienen wiederum nur Anteile der menschlichen Ernährung, Knochen und Schlachtabfälle hingegen gehen verloren. Somit steckt im Tierfutter ein Vielfaches der Energie des produzierten Fleisches. Um ein Kilogramm Schweinefleisch zu erzeugen werden rund fünf Kilogramm Getreide benötigt. Bei Rindern finden aufgrund des andersartigen Verdauungssystems sogar nur etwa 10 % der aufgenommenen Energie in Milch und Fleisch wieder. Wiederkäuer wie Rind und Schaf können allerdings zellulosereiches Futtermittel wie z. B. Gras, welches der Mensch nicht verwerten kann, nutzen. Die Nutztierhaltung auf Basis von Ackerfutter wie Getreide, Soja und Mais ist extrem ineffizient und führt zu einer Verschwendung von wertvollen Proteinen und Kalorien. Tatsächlich werden rd. 70 % des weltweiten Landwirtschaftslandes für die Tierhaltung verwendet<sup>41</sup> (108). Auch der Wasserverbrauch im Zuge dieser „Lebensmittel-Veredelung“ ist enorm: Während für die Produktion eines Kilos Kartoffeln etwa 900 Liter Wasser eingesetzt werden, werden für die Erzeugung eines Kilos Eier bereits 3.300 Liter, für ein Kilo Rindfleisch rd. 15.500 Liter Wasser benötigt (105). Eine Analyse des International Water Institutes kommt vor diesem Hintergrund zu dem Ergebnis, dass es bei einer Ernährung nach sog. westlichem Lebensstil<sup>42</sup> schon in den

---

<sup>41</sup> Diese Zahl verdeutlicht sehr eindrucksvoll, dass die wachsende Weltbevölkerung auch ohne Gentechnik sehr gut ernährt werden könnte, eine entsprechende, überwiegend pflanzliche Ernährung aller Menschen vorausgesetzt.

<sup>42</sup> 3.000 Kalorien pro Tag, davon 20 % aus tierischen Nahrungsmitteln

nächsten Jahrzehnten „nicht genug Wasser geben“ wird, um die Weltbevölkerung zu ernähren (109).

- **Flächenbedarf: Die Tiermast ist hauptverantwortlich für die Zerstörung des Regenwaldes**

Weltweit wird ein Drittel des erzeugten Getreides als Futtermittel eingesetzt. Durch diese künstliche Verlängerung der Nahrungskette ist die Nachfrage nach Getreide - und Eiweißfutter (Soja) in den vergangenen Jahrzehnten stark angestiegen. Der steigenden Nachfrage steht aber nur eine begrenzte Menge an vorhandenem Ackerland gegenüber, die trotz Ertragssteigerung nicht ausreicht. Die unmittelbaren Folgen waren und sind (neben Preissteigerungen für Grundnahrungsmittel und damit verbundenem Hunger) die Rodung von Regenwäldern und sogenanntes „*Landgrabbing*“, um den größeren Bedarf an Anbauflächen zu befriedigen. Die (Schaffung zusätzlicher Anbauflächen, z. B. durch Brandrodung, ist verbunden mit der Freisetzung erheblicher CO<sub>2</sub>-Emissionen. Die Zerstörung der Wälder ist für fast 20 % der globalen THG-Emissionen verantwortlich, ihr kommt damit eine größere Bedeutung zu als dem weltweiten Transportsektor. Eine Untersuchung der Welternährungsorganisation FOA stellt fest, dass die gerodeten Flächen des Amazonas-Regenwaldes zu 70 % als Weideland für Rinder und ein Großteil der übrigen 30 % zur Futtermittelproduktion genutzt werden. Die Greenpeace-Studie „Wie Rinder den Regenwald fressen“ (107) bestätigt dies mithilfe einer Auswertung von Satellitenbildern eindrücklich (108).

Die nationalen Emissionen des Landwirtschaftssektors sind aufgrund der vor- und nachgelagerten, häufig internationalen Produktions- bzw. Transportketten nur schwer national eingrenzbar. So übersteigt die Fleischproduktion den nationalen Bedarf, gleichzeitig sind Futtermittelimporte erforderlich, d. h. der Flächenverbrauch und die hiermit verbundenen Emissionen geschehen z. T. im Ausland. Begrenzt auf Deutschland würde ein Rückgang von Nachfrage und Erzeugung tierischer Produkte große Mengen an Acker- und Grünland freisetzen und den Intensitätsdruck auf den übrigen Flächen deutlich mildern. Dadurch ergäbe sich die Möglichkeit einer Renaturierung und Verwässerung von heute landwirtschaftlich genutzten Moorflächen, was die nationalen CO<sub>2</sub>-Emissionen aus dieser Art der Flächennutzung erheblich reduzieren würde (vgl. Thünen-Report, (110)).

### **12.3 Waldnutzung / Forstwirtschaft**

Ebenso wie der Landwirtschaftssektor, der - national wie global - Hauptverursacher der Emissionen der Quellgruppe LULUC ist, zählt auch die Forstwirtschaft zu dieser Quellgruppe.

Der Wald in Deutschland ist als Speicher und Senke für das Klimagas Kohlendioxid von großer Bedeutung für den Klimaschutz. Die Senken- und Speicherwirkung ist in hohem Maße abhängig von Art und Ausmaß der Bewirtschaftung. Insbesondere die Senkenleistung ist in den vergangenen 20 Jahren durch einen starken Anstieg des Holzeinschlags deutlich zurückgegangen.

Um dieser negativen Entwicklung entgegenzuwirken, ist eine Änderung der aktuell praktizierten Waldbewirtschaftung erforderlich, die zum einen eine Vergrößerung der forstlich ungenutzten Waldfläche, zum anderen aber auch neue, nachhaltigere Waldnutzungskonzepte

umfasst. Zahlreiche aktuelle Studien belegen, dass in naturnahen, altholzreichen Wäldern überdurchschnittlich hohe Kohlenstoffmengen gebunden werden, und dass dauerhaft ungenutzte Waldflächen mit alten Baumbeständen einen wichtigen Beitrag zum Klimaschutz leisten können (111)

Um Kohlenstoff möglichst lange im Holz zu binden, ist seine Nutzung als langlebige Holzprodukte sinnvoll. Daher sollte die Wertholzproduktion erhöht und der Anteil an Industrieholz sowie die energetische Holznutzung ohne vorherige stoffliche Nutzung verringert werden. Der Effekt für das Klima ist schwer quantifizierbar, da er u. a. von der Vermarktungsstrategie der Forstbetriebe und den Holzpreisen abhängt. In jedem Fall muss eine Bilanzierung die sehr unterschiedliche Verweildauer des Kohlenstoffs in Holz- und Papierproduktion berücksichtigen. Der Schutz und die Wiedervernässung degradierter Waldmoore können ebenfalls einen wichtigen zusätzlichen Beitrag für die THG-Minderung erbringen. Der THG-Minderungseffekt dieser Maßnahmen ist hoch, jedoch schwer quantifizierbar.

Der Thünen-Report beziffert die durch Landwirtschaft verursachten Emissionen auf rd. 37 Mio. t CO<sub>2</sub>äq. Als Haupt-Verursacher nennt der Bericht den Humusabbau durch landwirtschaftliche Nutzung von Moorböden und Grünlandumbruch (vgl. auch (112), (113)). D. h. die Quellgruppe LULUC stellt in der offiziellen Bilanz (noch) eine geringfügige Senke dar, da der Wald in Deutschland die Emissionen aus anderen LULUC-Bereichen (noch) kompensiert.

## **12.4 Abfall und Abwasser**

Die Emissionen im Bereich Abfall und Abwasser sind zwischen 1990 und 2012 um knapp 70 % zurückgegangen. Durch die sinkende Gasbildung der vor 2005 unbehandelt deponierten Abfälle wird ein Teil dieser Emissionen auch zukünftig automatisch weiter zurückgehen. Darüber hinaus lassen sich weitere Minderungspotenziale vor allem durch Maßnahmen wie eine verbesserte Wertstofftrennung, eine in Folge reduzierte Menge (thermisch oder mechanisch-biologisch vorbehandelter) deponierter Siedlungsabfälle, eine Verbesserung der Mechanisch-biologischen Aufbereitungsanlagen (MBA) und einen weiter steigenden Anschlussgrad der Bevölkerung an die zentrale Abwasserbehandlung erschließen. Laut UBA lassen sich die Emissionen im Bereich Abfall und Abwasser so bis 2050 auf 2,8 Mio. CO<sub>2</sub>äq reduzieren.

## **12.5 Lösemittel- und Produktverwendung**

„Lösemittel und andere Produktverwendungen“ fasst die Anwendung chemischer Produkte in Industrie, Handwerk und privaten Haushalten zusammen. Dieser Aspekt betrachtet unter anderem die Behandlung von Glas- und Mineralwolle, die Druckindustrie, die Extraktion von Ölen und Fetten, die Anwendung von Klebstoffen und Haftmaterialien, die Anwendung von Holzschutzmitteln, die Anwendung von Unterbodenschutz und Fahrzeugkonservierung und die häusliche Verwendung von Lösemitteln (ohne Farben und Lacke).

Von den flüchtigen organischen Verbindungen ist nur Methan ein Treibhausgas im Sinne des Kyoto-Protokolls. Die Emissionen aller anderen organischen Verbindungen ohne Methan, zusammengefasst unter dem Begriff „flüchtige organische Verbindungen ohne Methan“

(NMVOC), sind nicht unmittelbar treibhausrelevant und werden somit hier nicht berücksichtigt.

Laut (100) betragen die Emissionen in diesem Bereich in 2012 1,7 Mio. t CO<sub>2</sub>äq und wurden gegenüber 1990 bereits um etwa 62 % reduziert. Hier wird angenommen, dass sich Emissionen aus dem Bereich Lösemittel und andere Produktverwendung bis 2050 vollkommen eliminieren lassen, beispielsweise durch eine zunehmende Nutzung nachwachsender Rohstoffe bei der chemischen Synthese von Lösemitteln. Hierzu müssen jedoch Maßnahmen ergriffen werden, die weit über heute bereits realisierbare oder für die nahe Zukunft zu erwartende Maßnahmen hinausgehen.

Insgesamt ergibt sich für die weiteren Emittenten folgende Gesamt-Emissionsbilanz:

in Mio. t CO <sub>2</sub> äq	2012	2020	2030	2040	2050
Prozessemissionen	69	54	44	30	20
Emissionen anderer THG	85	110	87	65	42

Tabelle 34: Entwicklung der Emissionen von weiteren Emittenten bis 2050

GREENPEACE E.V.:

## 13 Fazit und Gesamtemissionen

Aus dem Greenpeace-Szenario sind folgende Schlussfolgerungen zu ziehen:

- Ein Ausstieg aus der Atomkraft sowie der Braun- und Steinkohle ist systemtechnisch möglich, d. h. Versorgungsengpässe sind bei der angenommenen gleichzeitigen Nachfragereduktion und einem Ausbau der erneuerbaren Energien nicht abzu-sehen. Der Ausstieg spielt eine wesentliche Rolle in der Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung. Dies gilt selbst dann, wenn auch die Atomkraftwerke bis 2018 stillgelegt werden würden und ein Neubau von Kohlekraftwerken nicht möglich ist. Dies setzt jedoch eine drastische Effizienzsteigerung, eine Ver-brauchsminderung und den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien und mittelfristig auch der KWK voraus.
- Bei einem Ausbau der erneuerbaren Energien im Strombereich in dem gegebenen Umfang würde es zu Überkapazitäten kommen. Wenn ein Abregeln, also die Ab-schaltung von EE-Erzeugung aus z. B. netztechnischen Gründen oder zur Reduzie-rung von Überschuss oder Einspeichern der erneuerbaren Energien möglich ist, kann das System stabil betrieben werden.
- Die Wärme wird zunehmend aus erneuerbaren Energien statt durch fossile Brenn-stoffe gedeckt. Hierzu müssen die Solarthermie und die Geothermie ausgebaut werden und in das Wärmenetz integriert werden.
- Die KWK spielt bis etwa 2030 eine zunehmend wichtige Rolle sowohl in der Strom-als auch in der Wärmebereitstellung. Die KWK ist somit eine wichtige Technologie, die mittelfristig weiter ausgebaut und genutzt werden sollte, idealerweise wird sie mit erneuerbaren Energien betrieben. Zugleich stellt ein zeitlich begrenzter weiterer Ausbau der KWK als Brückentechnologie vor dem Hintergrund sinkender Wärme-bedarfe eine große Herausforderung dar.
- Die Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Verkehrssektor zeigen, dass die überge-ordnete Zielsetzung, den Verkehrssektor bis 2050 CO<sub>2</sub>-emissionsfrei zu gestalten, mit einer Umstrukturierung des Sektors und dem weitgehenden Ersatz des klassi-schen Verbrennungsmotors durch neue Konzepte nahezu erreicht werden kann.
- Um die Nutzung erneuerbarer Energien bei gleichzeitig hoher Versorgungssicher-heit zu gewährleisten, muss die Flexibilisierung der Strom- und Wärmeerzeugung und des Verkehrssektors gewährleistet werden. D. h. dass die Energie dann verfü-gbar gemacht wird, wenn der Bedarf besteht, bzw. es wird der Bedarf erhöht bei ei-nem hohen Angebot an Energie. Diese Studie basiert auf der Prämisse, dass die Stromnachfrage in einigen Sektoren bzw. bei geeigneten Verbrauchern teilweise zeitlich verlagerbar ist.
- Die Emissionen in anderen Bereichen (beispielsweise aus Prozessen und der Ab-fallwirtschaft) sind im Vergleich zum Referenzjahr 1990 gefallen, jedoch bedarf es weiterer Maßnahmen, um eine weitere deutliche Senkung auch in Zukunft fortzuset-zen. So sollte beispielsweise die Produktion tierischer Nahrungsmittel wie Milch und Fleisch reduziert werden.

- Aufgrund von mittelfristig auftretenden Stromimporten spielen außerdem die energiewirtschaftlichen Ziele der deutschen Nachbarländer eine Rolle, da ansonsten Emissionen aus dem Ausland „importiert“ werden könnten.

Im Jahr 2009 hat Greenpeace mit dem Energiekonzept „Klimaschutz: Plan B 2050“ ein nationales Energiekonzept bis zum Jahr 2050 präsentiert. Zwischenzeitlich haben sich die Rahmenbedingungen in der deutschen Energiepolitik zum Teil erheblich gewandelt. Gleichzeitig bestätigen die neuesten Erkenntnisse der Klimaforschung den dringenderen und umfassenden Handlungsbedarf, der in der Forderung von Greenpeace mündet, bis zur Mitte des Jahrhunderts eine annähernd emissionsfreie Wirtschaft anzustreben. Daraus ist die Notwendigkeit zur Erstellung eines aktualisierten Energieversorgungskonzeptes erwachsen. Mit dem vorliegenden Greenpeace-Szenario wird somit ein wichtiger Diskussionsbeitrag zur aktuellen Klimaschutzdebatte geleistet.

Gegenüber dem Jahr 2000 sind sowohl die Bruttostromerzeugung als auch der nationale Stromverbrauch deutlich gestiegen. Die Bilanz der Entwicklung der gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität von 1990 bis 2005 macht ebenfalls deutlich, dass die Erschließung der Effizienzpotenziale in der Vergangenheit bei weitem nicht ausreichend war. Handlungsdefizite und entsprechende Maßnahmenempfehlungen konnten insbesondere in den Bereichen rationeller Stromeinsatz, Wärmebedarf im Gebäudesektor, Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung, Verkehr sowie Nicht-CO<sub>2</sub>-Treibhausgase identifiziert werden. Anders als der Stromeinsatz ist der Wärmeeinsatz dagegen in allen Sektoren rückläufig, wenngleich auch hier, insbesondere im Gebäudebereich, noch beträchtliche Reduktionspotenziale vorhanden sind.

Es konnte gezeigt werden, dass ambitionierte Emissionsminderungen einen grundlegenden Umbau des deutschen Energieversorgungssystems auf der Basis einer raschen Erschließung der Effizienzpotenziale sowie eines massiven Ausbaus der erneuerbaren Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung erfordern. Verbunden hiermit ist ein stetig sinkender Beitrag des zentralen fossilen Kraftwerksparks, der durch den Ausbau der erneuerbaren Energien schon heute eine sinkende Rolle spielt. Auf einen weiteren Zubau fossiler Großkraftwerke kann schon heute verzichtet werden, aktuell bestehen im fossilen Kraftwerkspark Überkapazitäten. Erst ab Mitte der 30er dieses Jahrhunderts werden noch einmal umfangreiche Stilllegungen bestehender Kraftwerke einen Ersatz/neue Kapazitäten erforderlich machen. Ferner konnte herausgearbeitet werden, dass bereits heute eine Systementscheidung zugunsten der erneuerbaren Energien und gegen den Ausbau von Großkraftwerken getroffen werden muss.

Auch der von Greenpeace geforderte Ausstieg aus der Braunkohle bis zum Jahr 2030 und der Steinkohle bis zum Jahr 2040 ist darstellbar. Weder Maßnahmen zur Abscheidung und Speicherung von Kohlendioxid (CCS) noch die Kernenergie werden als Überbrückungstechnologien benötigt. Die Berechnungen zeigen sogar die Machbarkeit eines Atomausstiegs bis zum Jahre 2018.

Die zentrale Bedeutung der erneuerbaren Energien wird insbesondere im Zusammenhang mit der Deckung des Strombedarfs deutlich. Hier leisten die erneuerbaren Energien bereits im Jahr 2020 einen Beitrag von 48 %. Im Jahr 2050 ist vollständige Stromversorgung mit erneuerbaren Energien möglich, sofern ausreichend Kapazitäten zur Speicherung und zeitlichen Verlagerung geschaffen würden, um Exporte von EE für den eigenen Bedarf aufzube-



wahren. Bei einem sofortigen Nutzen der erneuerbaren Energien (also ohne Speicherung) können etwa 95 % am Bruttostrombedarf gedeckt werden. Insbesondere ein Ausbau der On- und Offshore-Windkraft und der Photovoltaik ermöglichen die genannten Steigerungsraten. Der Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung spielt mittelfristig eine wichtige Rolle bei der Lastdeckung, jedoch nimmt der erwartete und benötigte Beitrag dieser Technologie ab 2030 ab.

Das Szenario und die Folgediskussion machen jedoch deutlich, dass ein signifikanter Umbruch im Erzeugungssystem notwendig ist, um die Klimaschutzziele zu erreichen.

Im Hinblick auf die langfristig erreichbare Emissionsreduktion kommt das Greenpeace-Szenario zu dem Ergebnis, dass im Vergleich zum Basisjahr 1990 eine Emissionsminderung um etwa 90 % bis 2050 technisch möglich und bei einer konsequenten Klimaschutzpolitik auch umsetzbar ist. Die stärksten Emissionsreduktionen können die Sektoren der Energiewirtschaft aufgrund des Ausstiegs aus der Kohleverstromung und dem Ausbau der erneuerbaren Energien sowie dem Verkehrssektor zugeordnet werden. Dabei zeigen die Berechnungen, dass die übergeordnete Zielsetzung, den Verkehrssektor bis 2050 CO<sub>2</sub>-emissionsfrei zu gestalten, mit einer Umstrukturierung des Sektors und dem weitgehenden Ersatz des klassischen Verbrennungsmotors durch neue Konzepte nahezu erreicht werden kann.

### **Gesamtemissionen in der Übersicht**

Das Ziel des Greenpeace-Szenarios ist es, die Emissionen bis 2050 weitgehend zu eliminieren. Im Folgenden ist dargestellt, welche Emissionen sich in den Bereichen Strom, Wärme, Verkehr und in Bezug auf andere Treibhausgase (THG) in diesem Szenario ergeben, und inwieweit das Ziel erreicht werden kann.

in Mio. t CO <sub>2</sub> -Äquivalente	1990	2012	2020	2030	2040	2050
Emissionen der Energiewirtschaft		375	149	56	33	27 / 0 <sup>43</sup>
Emissionen des Industriesektors		184	139	119	91	72
.. davon energiebedingte Emissionen		115	85	74	61	52
.. davon Prozessemissionen		69	54	44	30	20
Summe GHD und HH <sup>44</sup>		131	72	46	27	17
.. davon GHD Sektor		43	35	25	15	7
.. davon Haushalte und Kleinverbraucher		88	38	21	11	10
Emissionen des Verkehrssektors		154	102	60	28	0
Emissionen anderer THG <sup>45</sup>		85	110	87	65	42
Ergebnis: Gesamtemissionen CO <sub>2</sub> und andere THG	1.230	929	572	368	244	158
Minderung in Prozent ggü. 1990		24%	53%	70%	80%	87% / 89 %

Tabelle 35: Erwartete Emissionen nach Bereichen

Die Tabelle zeigt, dass die Stromerzeugung (= die Energiewirtschaft) bis 2050 im vorliegenden Szenario nur CO<sub>2</sub>-emissionsfrei zu gestalten ist, wenn Strom aus erneuerbaren Energien auch dann verfügbar ist, wenn er benötigt wird.

Zur bilanziellen Eliminierung der 27 Mio. t CO<sub>2</sub> im Jahre 2050 wäre z. B. denkbar, dass überschüssiger Strom, der derzeit exportiert oder abgeregelt wird, durch eine Zwischenspeicherung zur innerdeutschen Lastdeckung genutzt wird. Zu diesem Zweck wäre allerdings eine Investition in (neue) Speichertechnologien notwendig. Die Werte für 2012 stammen vom Umweltbundesamt (100). Im Greenpeace-Szenario ist eine Reduktion der Emissionen bis 2050 um knapp 90 % (gegenüber der Basis 1990) erreichbar, wobei die größte Minderung bis 2030 durch den Ausstieg aus der Braunkohle erreicht wird und der Bedarf an Strom aus Steinkohle sinkt, sofern auch bei unseren Nachbarn der Ausbau der erneuerbaren Energien weiter voranschreitet.

<sup>43</sup> Unter der Annahme, dass die verbleibenden Gaskapazitäten mit erneuerbar produziertem „Windgas“ betrieben würden, oder (teilweise) Speicher- und Verlagerungsoptionen zu einer verstärkten Nutzung der heimischen EE beitragen würden, wären die Emissionen hier folglich bis auf null zu senken.

<sup>44</sup> einschl. Militär, übrige Feuerungsanlagen

<sup>45</sup> inkl. Brennstoffgewinnung und Verteilung

Eine weitere Emissionsminderung ist nur in sehr begrenztem Umfang möglich. So treten die prozessbedingten Emissionen abhängig von der Produktionsmenge auf und können nur durch eine Reduzierung der Produktion verringert werden. Ein Großteil der Nicht-CO<sub>2</sub>-Treibhausgase ist durch die Landwirtschaft bedingt, diese Emissionen können (auch bei Umstellung auf 100 % ökologischen Landbau) ebenfalls nicht vollständig vermieden werden.

Um eine stärkere Minderung in 2050 erreichen zu können, müsste der Entwicklungspfad bis 2050 entsprechend steiler verlaufen. Die für den Klimaschutz notwendigen Anstrengungen machen ein frühzeitiges Handeln und vor allem eine Erhöhung der Minderungsziele der Jahre 2020 und 2030 erforderlich.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die für das Greenpeace-Szenario genannte Erschließung der vorhandenen Effizienzpotenziale und der massive Ausbau der erneuerbaren Energien einen deutlich sinkenden Beitrag der fossilen Brennstoffe bedingt. Ein vorgezogener Ausstieg aus der Kernenergie- und Kohlenutzung gefährdet unter den genannten Prämissen weder die Versorgungssicherheit noch die Umstrukturierung des Versorgungssektors, sondern liefert vielmehr die notwendigen Anreize und Planungssicherheiten im Hinblick auf die zukünftig erforderlichen Investitionen in effizientere und ökologischere Erzeugungsanlagen.

GREENPEACE E.V.:

## **14 Politische Maßnahmen und Forderungen zur Erreichung des Planes**

Im Szenario wird nachgewiesen, dass eine nahezu CO<sub>2</sub>-freie Energieversorgung im Jahre 2050 möglich ist. Um dieses Ziel zu erreichen, bedarf es einer systematischen Vorgehensweise und entsprechend wirksamer Maßnahmen, die Greenpeace im nachfolgenden Kapitel benennt. Um die Übersichtlichkeit zu wahren, beschränken sich die Maßnahmen auf die wirksamsten Regelungsinstrumente und verzichten z. B. bei gesetzlichen Vorgaben auf Maßnahmen des effizienten Vollzugs oder der Kontrolle.

Die Maßnahmen sind entsprechend der Abfolge der erörterten Themen im Szenario sortiert, wobei übergreifende Maßnahmen voran gestellt werden.

### **14.1 Übergeordnete Maßnahmen**

#### **14.1.1 Eintreten für ein ambitioniertes internationales Klimaschutzabkommen**

In der nächste Runde der Verhandlungen über ein internationales Klimaschutzabkommen im Dezember 2015 in Paris (COP 21) muss ein Durchbruch gelingen, der

- verbindliche Ziele zur Senkung von Treibhausgasen,
- Kompensationszahlungen an die ärmsten Länder und
- eine Umstellung des Energiesystems auf 100 % Erneuerbare bis 2050

sichert.

Die Bundesregierung muss sich jetzt auf internationaler Ebene für ein Gelingen der Verhandlungen einsetzen, indem sie mit anderen Industrieländern als Gruppe zu einem Emissionspfad verpflichtet, der die industriellen Treibhausgasemissionen bis 2020 um mindestens 40 % unter das Niveau von 1990 und bis 2050 um mindestens 95 % unter das Niveau von 1990 senkt.

Dies setzt voraus, dass eine schnelle Umstellung von einem Wirtschaftswachstumsmodell mit hohem Emissionswachstum hin zu einer CO<sub>2</sub>-emissionsfreien, nachhaltigen Wirtschaft erfolgt. Um die für eine solche Transformation notwendigen Institutionen schaffen und politische Maßnahmen ergreifen zu können, sollten alle Industrieländer einen Aktionsplan für eine emissionsfreie Wirtschaft ausarbeiten (Zero Carbon Action Plan, ZCAP).

#### **14.1.2 Eintreten für ambitionierte Klimaziele auf EU Ebene (sog. „2030-Ziele“)**

Zur Realisierung des langfristigen Ziels einer nahezu vollständigen Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen ist eine Steigerung der kurz- und mittelfristigen Bemühungen und die Anpassung des „Zwischenziels“ für 2030 erforderlich. Dieses muss noch ehrgeiziger sein als bislang vorgesehen. Im Rahmen des europäischen Emissionshandels wird daher eine Reduktion

des EU-weiten CAPs für 2020 gefordert, welche eine Verschärfung der Ziele Deutschlands impliziert.

### **14.1.3 Maßnahmen zur Steigerung des CO<sub>2</sub>-Preises, Reform des ETS**

Grundsätzlich bedarf es einer Stärkung des Bewusstseins, dass CO<sub>2</sub> und andere Treibhausgase einen Preis bekommen, der ihre Kosten bzw. Schäden an Umwelt und Menschheit ausreichend widerspiegelt. Wie dieser Preis ermittelt und erhoben wird, ist eine Frage der instrumentellen Ausgestaltung. Derzeit werden Emissionen im Wesentlichen durch Kosten gesteuert, die auf Basis des europäischen Emissionshandelssystems gesteuert werden. Im Gegensatz zu festen Steuern oder ähnlich konkreten Maßnahmen hat der Emissionshandel den Vorteil zusätzlicher Flexibilität, da der Markt entscheiden kann, welche Emissionsminderungen am kostengünstigsten umzusetzen sind. Dennoch weist dieses System derzeit erhebliche Defizite auf, die es dringend zu beseitigen gilt:

- **Niedrige CO<sub>2</sub>-Preise:** Das System weist derzeit sehr niedrige Preise auf, die kaum mehr einen Anreiz zur Emissionseinsparung setzen. Dies ist auf ein Überangebot an Zertifikaten zurückzuführen, das seine Ursachen im Wesentlichen in der Wirtschaftskrise hat. Zudem können Zertifikate durch Projekte im Ausland resultieren (sogenannter Clean Development Mechanism) und andererseits sind europäische Zertifikate (Joint Implementation) im Überfluss vorhanden. Zwar sind durch das sogenannte Backloading Emissionsrechte vorübergehend vom Markt genommen worden, jedoch werden diese in Zukunft wieder angeboten. Aktuell wird die Einführung einer Marktstabilitätsreserve diskutiert, die je nach Preisniveau mit Zertifikaten „gefüllt“ oder „geleert“ würde. Um die Preise zu stabilisieren wird derzeit eine Renationalisierung der Klimapolitik diskutiert. Darunter fallen mögliche Maßnahmen wie ein Mindestpreis für Zertifikate (Großbritannien) oder eine CO<sub>2</sub>-Steuer (Niederlande). Greenpeace hat mögliche Maßnahmen zur besseren Wirksamkeit des Emissionshandels untersuchen lassen (Hermann/Matthes 2012). Danach ergibt sich die Forderung nach einer dauerhaften Abschöpfung überschüssiger CO<sub>2</sub>-Zertifikate (set aside-Maßnahme) sowie eine Erhöhung des Reduktionsfaktors.
- **Nicht alle Sektoren und Emissionen sind im ETS berücksichtigt:** Das ETS-Handelssystem deckt zurzeit nur einen Teil der in der EU entstehenden Klimagasemissionen ab.

Darüber hinaus muss die Bundesregierung für den Fall eines Scheitern zielführender Beschlüsse auf europäischer Ebene Maßnahmen ergreifen, um CO<sub>2</sub> mit den wahren Kosten zu belasten und mit entsprechenden Preisen Investitionen auszulösen. Zu prüfen sind Maßnahmen wie ein Carbon-Floor-Price (Mindestpreis), eine CO<sub>2</sub>-Steuer oder auch CO<sub>2</sub>-Grenzwerte für Emittenten. Politische Maßnahmen, die zu einer Reduktion der CO-Emissionen führen, werden die Erhöhung des CO<sub>2</sub>-Preises begleiten müssen.

## **14.2 Maßnahmen im Stromsektor**

Wenn das Ziel von 100 % erneuerbarer Erzeugung in 2050 erreicht werden soll, bedeutet das eine Beendigung der Erzeugung in konventionellen Kohle- oder Gaskraftwerken, letztere ggfs. mittels Methan aus erneuerbaren Energien. Um dieses Ziel zu erreichen, bedarf es enormer Anstrengungen und entsprechend wirksamer Maßnahmen.

### **14.2.1 Effizienz**

#### **14.2.1.1 Entwicklung eines einheitlichen Regelwerkes für Energieeffizienz**

Das bisherige Nebeneinander und die parallele Fortschreibung und Vertiefung der einzelnen Gesetze zur Erreichung von Energieeffizienz (Energieeinspargesetz (inkl. Energieeinsparverordnung), Energiedienstleistungsgesetz, Energieverbrauchskennzeichnungsgesetz, Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz) sollte anlässlich der Umsetzung der Richtlinie zur Energieeffizienz in nationales Recht aufgegeben werden. Dringlich erscheint eine Zusammenführung der gesetzgeberischen Maßnahmen zu einem geschlossenen, verlässlichen Regelwerk. Die bis heute nicht erfolgte vollständige Umsetzung der Richtlinie muss unverzüglich erfolgen. Der Nationale Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) ist dazu ein erster Schritt.

In einem solchen Regelwerk müssen mindestens folgende Maßnahmen vorgesehen werden:

- Die Parametrisierung der Effizienz-Maßnahmen sollte grundsätzlich über CO<sub>2</sub> als Maßstab erfolgen, statt wie bisher über Primärenergiefaktoren. Dies erschwert das „Schönrechnen“ von fossilen Energieträgern anhand ihrer effizienten Umwandlung, berücksichtigt die individuelle Klimarelevanz der eingesetzten Brennstoffe und stellt den absoluten CO<sub>2</sub>-Ausstoß in den Vordergrund.
- Verpflichtung der Energieversorger zur Reduktion ihres Absatzes um 1,5 % pro Jahr.
- Schaffung eines funktionierenden und liquiden Marktes für Effizienz.
- Begleitende technische Vorgaben zum Stromverbrauch:
  - Mindest-Effizienz-Standards für elektrische Antriebe, Kompressoren, Beleuchtungsanlagen etc. zur weitgehenden Erschließung des Effizienzpotenzials bei den Querschnittstechniken mit dem Ziel einer absoluten Reduktion des Strombedarfs der Industrie um 11 % bis 2020.
  - Einführung von Verbrauchsgrenzwerten für neue elektrische Anlagen. Dies verlangt die Erstellung eines umfangreichen Anlagenkatalogs, der Kompressoren, Kältemaschinen, Motoren, Leuchtmittel u.v.a. erfasst und in Effizienzklassen einteilt, sowie ein Verbot des Verkaufs von Geräten und Anlagen, die nicht in die zwei jeweils höchsten Effizienzklassen fallen (Top-Runner-Prinzip).

### **14.2.2 Umbau des Kraftwerksparks**

#### **14.2.2.1 Verabschiedung eines Kohleausstiegsgesetzes**

Mit einem Kohleausstiegsgesetz schafft der Gesetzgeber der Energiewirtschaft einen verlässlichen Rahmen für die Dekarbonisierung der Stromerzeugung und Fernwärmeversor-

gung. In Kombination mit dem EEG und den Maßnahmen zur Senkung des absoluten Stromverbrauchs schließt ein Kohlausstiegsgesetz den für alle Akteure zwecks Planungssicherheit wichtigen rechtlichen Rahmen und schafft bestmögliche Investitionssicherheit. Greenpeace hat im Mai 2012 einen Vorschlag für einen Kohleabschaltplan vorgelegt. Dieser sieht eine schrittweise Reduktion der Kapazitäten aus Braunkohle bis 2030 und der Steinkohle bis 2040 vor.

Darüber hinaus lehnt Greenpeace die CO<sub>2</sub>-Abscheidung und –Speicherung (CCS) ab. Die wirtschaftlichen Aussichten für diese Technologie sind angesichts der hohen Kosten für die Abscheidung und den Transport extrem schlecht. CCS führt zu einer Reduktion des Wirkungsgrades des Kraftwerkes und folglich zu einem höheren Ressourceneinsatz. Zudem bestehen kaum Erfahrungen in der Beherrschung einer dauerhaften Endlagerung von Kohlendioxid.

#### **14.2.2.2 Beschleunigter Ausstieg aus der Atomkraft**

Immer noch entstehen beim Betrieb der deutschen Atomkraftwerke jedes Jahr rund 230 Tonnen abgebrannte Brennelemente. Laut Bundesamt für Strahlenschutz wird die Atomenergie bis zum endgültigen Ende rund 29.000 Kubikmeter hochradioaktiven Atommüll produziert haben. Nach der Stilllegung des AKW Grafenrheinfeld im Juni 2015 sind noch acht Atomkraftwerke in Deutschland im Betrieb. In der Novellierung des Atomgesetzes im Jahr 2011 wurde festgeschrieben, dass der letzte dieser acht Reaktoren 2022 vom Netz gehen soll. Möglich wäre schon 2015 gewesen.

Greenpeace fordert den Ausstieg aus der Atomkraft in Deutschland zu beschleunigen. Die Aufgabe des untauglichen Salzstocks Gorleben als möglichem Atommüll-Endlager ist die Voraussetzung für eine ergebnisoffene Suche nach dem .bestmöglichen Umgang mit dem Atommüll in der Zukunft.

#### **14.2.2.3 Ausbau Erneuerbare**

Der Ausbau der erneuerbaren Energien im Strombereich muss so verstetigt werden, dass die Ziele einer vollständigen Stromversorgung aus Erneuerbaren in 2050 sichergestellt sind. Um dies zu gewährleisten darf die Einschränkung der Förderung nur dann zu einer Begrenzung des Ausbaus führen, wenn dadurch das Gesamtsystem gefährdet wäre und sich alle anderen systemstabilisierenden Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit nicht umsetzbar erweisen. Dies ist bislang nicht gegeben, sodass eine Ausbaubegrenzung nicht sachgerecht ist.

Weitere Maßnahmen:

- Der Einspeisevorrang für erneuerbare Energien muss erhalten bleiben.
- Die im EEG verankerte Ausbaugrenze für vergütungsfähige PV (Cap von derzeit 52 GW) muss wegfallen.
- Die mit dem Ausbaukorridor verbundenen Obergrenzen für den Zubau einzelner erneuerbaren Technologien müssen aufgehoben werden.

Erneuerbare Energien-Strom zur Eigenversorgung sollte nicht mit der EEG-Umlage belastet werden. Es ist allerdings zu erwägen, Nutzer von Eigenstromanlagen angemessen an den Infrastrukturkosten zur Bereitstellung der Versorgungssicherheit zu beteiligen, sofern die Anlage netzgekoppelt ist und bei Ausfall der Netzbetreiber die Versorgung physisch übernehmen sollte. Zu den wichtigsten Maßnahmen zur Umsetzung des Planes gehört die Integration der externen Kosten der jeweiligen Energieträger in ihre Kostenstruktur, um eine echte Wettbewerbswirkung zwischen den Energieträgern zu erreichen. Demzufolge bedarf es vorrangig und unverzüglich eines vollständigen Abbaus aller Subventionen für Kernkraft und Kohlekraft sowie einer Integration aller vom Steuerzahler getragenen finanziellen Risiken in deren Kosten.

#### **14.2.2.3.1 Rücknahme der Befreiung des Braunkohletagebaus von Wasserentnahmeentgelten etc.**

Unternehmen des Braunkohletagebaus sind von der Zahlung von Wasserentnahmeentgelten sowie den Abgaben für die Förderung von Bodenschätzen freigestellt. Aus Gründen des Klimaschutzes sind diese Vorteile nicht zielführend, daher wird die Einführung des Wasserentnahmeentgeltes und der Förderabgabe Bodenschätze für Unternehmen des Braunkohletagebaus gefordert. Zudem ist der Verzicht auf einen Förderzins für die Braunkohleförderung aufzugeben.

#### **14.2.2.3.2 Konsequente Berechnung und insolvenzfeste Rückstellung der Kosten für die Entsorgung des Atommülls und den Rückbau der Atomkraftwerke**

Insbesondere sind die vollständigen zukünftigen Kosten der Atommüllbehandlung und -lagerung über die heute getätigten Erlöse der Kernkraftwerke zu erwirtschaften und in ausreichendem Maße zurück zu stellen und zu besichern. Hierfür ist es angebracht, die derzeitige Höhe der von den Kernkraftwerksbetreibern zurückgestellten Beträge kritisch zu prüfen, ob diese die zukünftigen Kosten zu decken vermögen. Insbesondere sollte die aktuelle Diskussion über die Sicherung dieser Rückstellung vor einem eventuellen Insolvenzfall der Betreiber genutzt werden, den tatsächlichen Zugriff auf die Mittel abzusichern. Greenpeace schlägt hier die Einrichtung eines staatlich verwalteten Entsorgungsfonds vor, der auch eine Nachhaftung der Energiekonzerne garantiert.

### **14.3 Stabiler Betrieb des Elektroenergiesystems**

Aufgrund der ambitionierten Ausbauziele des Greenpeace-Szenarios müssen in besonderem Maße systemtechnische Randbedingungen berücksichtigt werden, um einen stabilen und



sicheren Systembetrieb zu gewährleisten. Gleichwohl haben diverse Studien<sup>46</sup> gezeigt, dass im deutschen und europäischen Strommarkt derzeit enorme Überkapazitäten vorhanden sind und daher – auch unter Berücksichtigung des derzeitigen Atomausstiegsfahrplans – eine endgültige Stilllegung von Kohlekraftwerken in erheblichem Umfang möglich ist, ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden.

### **14.3.1 Sicherstellung der Versorgungssicherheit**

Für die Sicherstellung der Versorgungssicherheit bei zunehmenden fluktuierenden erneuerbaren Energien muss der Gesetzgeber einen Rahmen entwickeln, der für eine effiziente Systemstabilität sorgt. Es existieren bereits zahlreiche, öffentlich diskutierte Ansätze, aber es ist noch unklar, ob und in welchem Umfang die Ansätze genutzt werden sollten. Folgende Aufgaben müssen für eine Systemstabilität gelöst werden:

#### **14.3.1.1 Backup-Kapazitäten und Flexibilität schaffen und organisieren**

Hierfür werden unterschiedliche Modelle vorgeschlagen. Sie reichen von der Schaffung einer strategischen Reserve über Kapazitätsmechanismen bis hin zu sog. Versorgungssicherheitszertifikaten (vgl. Kap. 1.4 Marktdesign). Die Vor- und Nachteile dieser Vorschläge können an dieser Stelle nicht ausdiskutiert werden. Greenpeace setzt zunächst auf die Nutzung vorhandener Flexibilitäten und lehnt eine schnelle Einführung von Kapazitätsmärkten ab.

Grundsätzlich kommen für eine weitere Diskussion nur Modelle zur Schaffung von Backup-Kapazitäten in Frage, die auch Speicher und Demand-Side-Management einbeziehen, und für die im Falle teilnehmender Kraftwerke Grenzwerte für CO<sub>2</sub>-Emissionen vorgesehen werden. So wird vermieden, dass zur Stilllegung vorgesehene Kohlekraftwerke dank einer Kapazitätsprämie weiter in Betrieb bleiben.

Zukünftig werden fluktuierende erneuerbare Erzeugung im Mittelpunkt des Versorgungssystems stehen. Um dieser Transformation gerecht zu werden, muss das System flexibel auf dargebotsabhängige Produktion reagieren. Somit müssen geeignete Steuerungsmechanismen entwickelt werden, mit denen der Verbrauch und der Einsatz der stetig abnehmenden konventionellen Erzeugung und Speicher untereinander koordiniert und auf die Erzeugung der Erneuerbaren abgestimmt werden. Dafür braucht es langfristig eine technische Koordination von Erzeugung, Lastmanagement und Speichern sowie eine wettbewerbliche Umsetzung dieser Flexibilitäten (siehe auch das Kapitel zum Marktdesign).

Greenpeace hat für die nächsten Schritte einer versorgungssicheren Flexibilisierung der Stromversorgung Vorschläge ausarbeiten lassen (114), die vor allem auf die Nutzung einer stromgeführten KWK zur Deckung von Lastspitzen bzw. „dunkler Flaute“ setzt. Weiterhin würden durch einen konsequenten Austausch von Nachtspeicherheizungen Lastspitzen im Winter erheblich gesenkt werden können, was den Bedarf an Back-up-Kapazität senken würde.

---

<sup>46</sup> siehe insbesondere: Energy Brainpool (2015): Auswirkungen eines partiellen Kohleausstiegs. Studie für Greenpeace e.V., [http://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Studien/2015-05-06\\_Kohleausstieg\\_Greenpeace.pdf](http://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Studien/2015-05-06_Kohleausstieg_Greenpeace.pdf)

Folglich fordert Greenpeace die sofortige Wieder-Inkraftsetzung des von Schwarz-Gelb beschlossenen Ausstiegsfahrplans für Nachtspeicherheizungen.

#### **14.3.1.2 Bereitstellung von Primär- und Sekundärregelleistung**

Der Regelenergiemarkt leistet einen wichtigen Beitrag für die unterbrechungsfreie Stromversorgung bei zunehmender fluktuierender Erzeugung. Er muss auch in Zukunft gut funktionieren, muss aber auch erneuerbare Energien zur Bereitstellung von Minutenreserve aufnehmen.

#### **14.3.1.3 Bereitstellung von Blindleistung**

Es ist zu prüfen, inwieweit die erneuerbaren Erzeuger diese Systemdienstleistungen verlässlich bereitstellen können.

#### **14.3.2 Förderung und Ausbau von Speichern**

Speicher können sowohl bei der Überbrückung fehlender Residuallasten als auch zum Erhalt der im Überschuss erzeugten erneuerbaren Energien genutzt werden. Allerdings werden Speicher erst in einem fortgeschrittenen Stadium der Energiewende in größerem Maßstab benötigt. Dennoch erscheint es sinnvoll, ihre Entwicklung jetzt anzustoßen, damit bei Bedarf ausgereifte und wirtschaftlich effiziente Speicher zur Verfügung stehen.

Nur mit Power-to-Gas ist eine vollständige Energiewende mit 100 % Erneuerbaren sicherzustellen. Power-to-Gas ist spätestens ab dem Jahre 2035 notwendig für eine stabile Stromversorgung bei einem sehr hohen Erneuerbaren-Anteil. Deshalb muss schon jetzt mit dem Ausbau von Elektrolyseuren oder anderen PTG-Technologien begonnen werden, um die erforderlichen Kapazitäten zur Verfügung zu haben, wenn sie für die Systemstabilität unverzichtbar sind. Dazu müssen verbesserte Rahmenbedingungen bestehende unfaire Hemmnisse beseitigen wie beispielsweise zu hohe Strombezugskosten oder Hindernisse beim Zugang zu Regelenergiemärkten.

#### **14.3.3 Förderung und Ausbau von Demand-Side-Management**

Bei der bisherigen Betriebsführungsstrategie der elektrischen Energieversorgung folgte die steuerbare Erzeugung den Bedürfnissen der Verbraucher. Mit der Energiewende und den hier dargestellten Greenpeace-Zielen kommen mehr und mehr dargebotsabhängige Erzeuger ins System. Um diese umweltfreundliche und günstige Erzeugung optimal zu nutzen, sollte der Verbrauch der Erzeugung folgen können, wobei der Fokus zunächst auf den größeren Verbrauchern liegt.

Da die Flexibilisierung des Verbrauchs mit Kosten z. B. für Steuereinrichtungen verbunden ist und die heutigen Strompreise keinen finanziellen Anreiz zur Verbrauchsverlagerung bieten, sollte die Flexibilisierung durch entsprechende Förderungen angereizt werden, sofern sich zeigt, dass auch ein weiterentwickelter Strommarkt dazu nicht in der Lage ist..

Es ist die Frage zu klären, wer die Verbraucher steuert. Denkbar wäre:

- Die Verbraucher steuern sich selber auf Basis von Preissignalen, um ihre Energiekosten zu minimieren.
- Die Netzbetreiber steuern die Verbraucher mit dem Ziel, den erforderlichen Netzausbau zu minimieren.
- Die erneuerbaren Erzeuger steuern die Verbraucher, um möglichst viel erneuerbare Energie zu verbrauchen.
- Natürlich sind auch Kombinationen dieser Möglichkeiten denkbar.

Offen bleibt die Frage, wie eine im Sinne des Gesamtsystems optimale Steuerung erreicht werden kann und wer diese vornimmt. Hierzu sollten entsprechende Forschungsprojekte initiiert werden.

Allerdings stehen der Verlagerung des Verbrauchs in Zeiten mit hoher erneuerbarer Erzeugung heute Regelungen entgegen, die einen gleichförmigen Verbrauch begünstigen. Dies sind insbesondere die Netzentgelte, die für leistungsgemessene Verbraucher einen Leistungspreis für die tatsächlich bezogene Leistung vorsehen. Auch kommen heute nur für unterbrechbare Verbraucher reduzierte Netzentgelte zur Anwendung; dies sollte auch für zuschaltbare Verbraucher möglich werden. Die Systematik der Netzentgelte muss also reformiert und an die Erfordernisse der Energiewende angepasst werden.

## **14.4 Marktdesign**

In einem zukünftigen Strommarkt konkurrieren Kraftwerke mit sehr unterschiedlichem Kostencharakter. Es ist derzeit offen, ob, und wenn ja, wie an den Strommärkten der derzeitige Mechanismus der Preisbildung auf Basis von Grenzkosten so funktionieren wird, dass er das Vertrauen von Investoren in neue Kraftwerke findet und gleichzeitig neue Erneuerbare aus dem Subventionsregime entlassen kann.

Die Frage, wie ein auf erneuerbaren Energien basierender Strommarkt funktionieren kann, wenn zwischen neuen und abgeschriebenen Anlagen hohe preisliche Spreads liegen, ist noch völlig ungeklärt. Greenpeace fordert zu diesen Fragestellungen einen Diskussionsprozess mit dem Ziel, konkretere Lösungsmöglichkeiten eines Marktdesigns zu erarbeiten, in welchem sich Investitionen in erneuerbare Energien, aber auch in andere Flexibilitäten refinanzieren können.

## **14.5 Optimierung, Umbau oder Ausbau des Stromnetzes**

### **14.5.1 Optimierung, Umbau oder Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze**

Mit der zunehmenden Erzeugung erneuerbarer Energien und dem Ausstieg aus Kernenergie- und Kohleverstromung ändert sich auch die Geografie der Stromerzeugung. Sie wird zum einen deutlich dezentraler erfolgen, damit rücken Erzeugung und Verbrauch zumindest teilweise räumlich näher zusammen. Andererseits führt der Ausbau der erneuerbaren Erzeugung an dargebotsstarken Standorten zu einer Konzentration der Winderzeugung Offshore und in Küstennähe und zu Fokussierung der PV-Erzeugung im Süden Deutschlands. Die Folge ist eine notwendige Ertüchtigung des Stromnetzes, die vorrangig durch Modernisierung und, wo notwendig, durch Ausbau erfolgen sollte. Modernisierung meint den sukzessi-

ven Umbau des Netzes hin zu einem intelligenten Netz, welches in der Lage ist, Millionen netzgekoppelter Erzeugungsanlagen mit anderen Komponenten (abschaltbaren Lasten, Speichern etc.) so zu koppeln, dass die Versorgungssicherheit gewährleistet werden kann (vgl. (115)).

Der Bedarf an Netzausbau muss unter der Annahme einer optimalen Nutzung möglicher Einsatzmöglichkeiten intelligenter Steuerung ermittelt werden. Dazu gehört auch eine Berücksichtigung dieser Steuermöglichkeiten im Szenariorahmen, der Grundlage für den Netzentwicklungsplan des Übertragungsnetzes ist (116). Dieses Prinzip lässt sich auch auf europäischer Ebene umsetzen (117).

Im Mittelpunkt eines intelligenten Systems steht jedoch das Verteilnetz. Ohne eine entsprechende Ertüchtigung der Verteilnetze kann ein erheblicher Teil der erneuerbaren Erzeugung überhaupt nicht aufgenommen werden. Deshalb bedarf es eines zügigen Fahrplans für dessen Ertüchtigung. Für die Gestaltung der zukünftigen Verteilnetze ist zum einen wiederum die intelligente Kopplung von Erzeugung und Verbrauch von besonderer Bedeutung. Zum anderen gehören auch Überlegungen dazu, das Netz nicht bis zur letzten aufzunehmenden Kilowattstunde auszulegen, sondern die Erzeugungsspitzen im Netz mit Speichern zu senken oder gar vereinzelt Anlagen abzuschalten.

Zur natur- und sozialverträglichen Umsetzung eines Netzum- und -ausbaus hat das Forum Netzintegration einen „Plan N 2.0“ vorgelegt, dessen Empfehlungen von einer Vielzahl unterschiedlicher Stakeholder getragen werden (118).

#### **14.5.2 Ausbau der Kuppelstellen zu den Nachbarländern**

Die Energiewende ist ein europäisches Projekt. Die Kopplung benachbarter Energiesysteme kann dabei das Gesamtsystem stabilisieren und die zur Verfügung stehenden Flexibilitäten auf der Erzeugungs- und auf der Verbrauchsseite besser ausnutzen. Dies kommt insbesondere beim Austausch bzw. Ausgleich von erneuerbarer Erzeugung und Bedarf zum Tragen. Die technische Grundlage hierfür sind ausreichende Kuppelstellen zwischen den Nachbarländern, weshalb diese ausgebaut werden sollten.

#### **14.5.3 Minimierung des Netzausbaubedarfs durch Planung „nicht bis zur letzten kWh“**

Heute sind die Netzbetreiber verpflichtet, „dauerhaft die Fähigkeit des Netzes sicherzustellen, die Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität zu befriedigen“ (EnWG §12 und §14). Damit müssen sie das Netz so auslegen, dass auch seltene hohe Erzeugungsspitzen abtransportiert werden können, was mit entsprechend hohen Kosten verbunden ist, ohne nennenswert mehr an erneuerbarer Erzeugung ins System zu bringen. Deshalb gilt es, zwischen den Kosten für den Netzausbau und dem Wert der zusätzlich nutzbaren erneuerbaren Erzeugung abzuwägen.

Dazu müssen zum einen das EnWG und zum anderen das methodische Vorgehen zur Netzausbauplanung (für Übertragungs- und Verteilnetze) angepasst werden. Erste Überlegungen zur Kosten-Nutzenabwägung beim Netzausbau wurden bereits von EntsoE vorgelegt (ENT-

SO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects, November 2013). Diese müssen weiterentwickelt werden, um zu einem belastbaren Regelwerk zur Dimensionierung der Übertragungs- und Verteilnetze zu gelangen.

Darüber hinaus ist zu prüfen, inwieweit eine Reduzierung von Must-Run-Kapazitäten zu einem geringeren Netzausbaubedarf führen kann.

#### **14.5.4 Maßnahmen für die Kraft-Wärme-Kopplung**

Der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen wird für die mittelfristige Sicherstellung der Versorgungssicherheit, also bis ca. 2030, eine hohe Bedeutung zukommen. Entscheidend wird jedoch sein, die Kraft-Wärme-Kopplung auf stromgeführte Fahrweise umzustellen und mittels Speichern die Wärmeproduktion zeitlich zu flexibilisieren.

Für die Förderung der KWK sollten folgende Rahmenbedingungen gelten:

- Bevorzugte Förderung von stromgeführten Anlagen.
- Keine KWK-Förderung für Brennstoff Kohle.
- Berücksichtigung der Konkurrenz zwischen KWK und Erzeugung der erneuerbaren Wärme, so dass eine Benachteiligung der erneuerbaren Strom- und Wärmeproduktion ausgeschlossen ist und lock-in-Effekte vermieden werden.
- Perspektivisch sollte geprüft werden, inwieweit das über Power-to-Gas-Verfahren erzeugte Gas das derzeit eingesetzte fossile Gas in der KWK-Nutzung ersetzen kann.
- Als Maßstab für die Förderwürdigkeit sollte nicht nur die Primärenergieeinsparung dienen, sondern die tatsächlichen CO<sub>2</sub>-Emission durch die eingesetzten Brennstoffe.
- Die Allokation der CO<sub>2</sub>-Emission auf die Produkte Strom und Wärme muss den gesetzlichen Regelungen aus dem TEHG und der Zuteilungsverordnung2020 entsprechen.

#### **14.6 Wärmesektor**

Die Relevanz des Wärmesektors wird bisher von der Bundesregierung politisch weitgehend ignoriert, obwohl der Wärmebereich mehr als 50 % des Endenergiebedarfs umfasst und damit für die Energiewende höchste Bedeutung hat. Mit dem bisherigen Instrumentarium aus Ordnungsrecht und Förderinstrumenten werden die Klimaschutzziele für den Gebäudebereich weit verfehlt werden.

Zudem wird auch die soziale Bedeutung des Wärmesektors nur unzureichend beachtet. So sind die Wärmepreise in den letzten 20 Jahren deutlich stärker angestiegen als die Strompreise und auch die Kosten für Wärmeversorgung belasten die Haushalte finanziell deutlich stärker als die Strompreise.

In der deutschen Wärmepolitik fehlt eine integrierte Strategie, die das Wärmesystem als Ganzes betrachtet und dort nach kostenoptimalen Lösungen sucht. Es fehlt weiterhin eine Strategie, wie die erneuerbaren Energien in die Wärmeversorgung integriert werden können.

Hierbei sollte nicht nur die Gebäudesanierung, sondern das gesamte Wärmesystem zur Erreichung der Klimaschutzziele im Fokus stehen.

Es ist weder realistisch noch kosteneffizient, die Klimaschutzziele im Gebäudesektor ausschließlich über Effizienzmaßnahmen anzustreben. Ohne eine dynamische Zunahme der erneuerbaren Energien im Wärmesektor würden die Kosten für die dann zusätzlich erforderlichen Effizienzmaßnahmen erheblich steigen.

Der Umstieg auf erneuerbare Energien ist somit nicht nur aus Klimaschutzgründen notwendig, sondern auch aus Kostengründen sinnvoll. Im Gegensatz zu den heutigen Wärmeversorgungssystemen - etwa mit Öl- oder Gaskesseln - sind die Kosten einer Wärmeversorgung auf Basis erneuerbarer Energien langfristig wesentlich besser kalkulierbar. Es fallen in Zukunft deutlich weniger variable Brennstoffkosten an, deren künftige Preisentwicklung niemand valide vorhersehen kann. Die zukünftigen Energiekosten werden dann im Wesentlichen durch die Anfangs-Investitionen und die Wartung der Anlagen bestimmt.

Die künftige Wärmepolitik muss daher stärker als planerische Aufgabe und als Aufgabe staatlicher Infrastrukturpolitik verstanden werden. Es müssen regionale und quartiersbezogene Lösungen für eine kostengünstige Wärmeversorgung mit der dafür angepassten Wärmeinfrastruktur entwickelt werden. Hierzu zählen insbesondere Nah- und Fernwärmenetze, moderne Wärmespeicher, großtechnische Anwendungen von Geothermie und Solarthermie, die Einbindung industrieller Abwärme sowie optimierte Schnittstellen zum Stromsystem.

Bestehende Wärmenetze müssen energetisch optimiert werden. Die Einspeisung erneuerbarer Energieträger wie Solarthermie, Erdwärme, industrielle Abwärme oder Abwasserwärme kann besonders effizient erfolgen, wenn sowohl das Wärmenetz als auch die zu versorgende Abnahmestruktur auf ein niedriges Temperaturniveau abgestimmt sind.

Um diese Neuorientierung zu erreichen, sollte der rechtliche Rahmen für die energetische Gebäudeeffizienz und die Wärmeversorgung entsprechend angepasst werden. Zudem sollten geeignete ökonomische Rahmenbedingungen zur Modernisierung des Wärmesystems gesetzt werden, die eine Dekarbonisierung der Brennstoffe und die Transformation zu erneuerbaren Energien zum Ziel haben.

Folgende Einzelmaßnahmen sind notwendig:

#### **14.6.1 Ausstieg aus Nachtspeicherheizungen**

Es ist eine Rücknahme der Fristenregelung für die Außerbetriebnahme von Nachtspeicherheizungen zu beschließen und danach zu verschärfen.

#### **14.6.2 Technische Vorgaben zum Wärmeverbrauch**

Vor allem im industriellen Bereich der Prozesswärme und Heizung lassen sich durch technische Vorgaben hohe Potenziale erschließen, z. B. durch die Verpflichtung zum Einbau einer Wärmerückgewinnung bei neuen Lüftungsanlagen ab einer gewissen Größe und Betriebsdauer oder die Standardausrüstung von neuen Dampf- und Heißwasserkesseln mit einem Economizer.

### **14.6.3 Reform des Ordnungsrecht im Wärmesektor**

Auf die Zusammenführung aller Einzelgesetze zum Regelungsbereich der Effizienz haben wir bereits unter Kap. 1.2.1.1 hingewiesen. Für den Wärmebereich ist insbesondere eine Zusammenlegung der EnEV mit dem erneuerbare EnergienWärmeG angebracht. Der ordnungsrechtliche Rahmen wird dadurch vereinfacht und soll sich an den Parametern CO<sub>2</sub> und die Integration erneuerbarer Energien orientieren. Dafür wird der kontraproduktive Bezug in der EnEV auf Primärenergiefaktoren aufgegeben. Zudem sollten energetische Anforderungen an Wärmenetze gesetzlich einheitlich geregelt sein.

### **14.6.4 Regulierungsrahmen Fernwärmeversorgung**

Für den bislang vom Energierecht nur randständig umfassten Fernwärmesektor wird ein Regulierungsrahmen entwickelt, der die notwendigen Investitionen in neue Wärmenetze und den Umbau vorhandener Netze flankiert. Wärmenetze sollten zu kommunalen Wärmeplattformen entwickelt werden, die verschiedene lokale nachhaltige Wärmequellen bündeln, speichern und verteilen. In diesem Zusammenhang sind auch Regelungen zur Herstellung von Transparenz für Verbraucher, zur Preisgestaltung und der ökologischen Qualität erforderlich.

### **14.6.5 Steigerung der Sanierungsquote**

Um die Klimaschutzziele erreichen zu können, muss die jährliche Sanierungsquote im Gebäudebestand von heute etwa 1 % deutlich erhöht werden. Die Förderprogramme des Bundes müssen dafür grundlegend überarbeitet werden. Neben einer besseren Ausstattung geht es um eine Ausrichtung auf kostengünstige, langfristige Strategien (integrierte Sanierungsfahrpläne).

### **14.6.6 Nutzung erneuerbarer Energien im Gebäudebestand und Neubau**

Die Nutzung erneuerbarer Energien im Gebäudesektor muss auch im Gebäudebestand weiter vorangetrieben werden und rechtlich verankert werden. Diese Zielsetzung kann auch über den Anschluss an Wärmenetze mit entsprechenden Anteilen erneuerbarer Energie erfolgen. Denkbar ist es – wie bei der Gasversorgung – eine Bilanzierung für erneuerbare Energie in geschlossenen Wärmesystemen mit Zuordnung auf die Abnehmer zu etablieren. Für Neubauten mit geringem spezifischem Energiebedarf oder für hochwertig energetisch sanierte Altbauten ist der Einsatz von Wärmepumpen heute bereits eine sinnvolle Option zur Gebäudeenergieversorgung. Der zunehmende Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung wird auf lange Sicht die Gesamtenergiebilanz der Wärmepumpentechnik weiter verbessern. Förderung von Gesamtsystemen, bei denen mit der Wärmepumpe entsprechende erneuerbare Energien-Stromerzeugung errichtet wird, oder bei denen Wärme aus tiefer Geothermie in Wärmenetze eingespeist wird.

### **14.6.7 Kommunale Handlungsebenen stärken**

#### **14.6.7.1 Wärmeplanung etablieren**

Lokale Wärmekonzepte als kostengünstige und integrierte Lösungsansätze müssen ein wichtiger Fixpunkt der künftigen Wärmeschutzpolitik werden. Dazu wird eine verbindliche

Wärmeplanung für Kommunen eingeführt und die Förderkulisse umgebaut. Die Versorgungsunternehmen werden verpflichtet, die erforderlichen Energieverbrauchsdaten zur Verfügung zu stellen.

#### **14.6.7.2 Stärkung kommunaler Bauleitplanung**

Die rechtlichen Kompetenzen der Kommunen werden gestärkt, um die Wärmeversorgung besser mit der Stadtplanung zu verzahnen. Es werden rechtlich abgesicherte Möglichkeiten geschaffen, auch im Gebäudebestand leitungsgebundene Wärmeversorgungen mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien umzusetzen. Im Neubausektor werden verbindliche Festsetzungsmöglichkeiten für Flächenheizungen geschaffen

#### **14.6.8 Stärkung Wärme-Infrastruktur**

##### **14.6.8.1 Infrastrukturfonds Wärme-Infrastruktur**

Es sollte ein Investitionsprogramm zum Ausbau einer nachhaltigen und sozialen Wärme-Infrastruktur aufgelegt werden. Dieses beinhaltet Maßnahmen für Nah- und Fernwärmenetze, Wärmespeicher, Geothermie, große netzintegrierte Solarthermie (Freifläche und Großdach), industrielle Abwärme und Kraft-Wärme-Kopplung.

##### **14.6.8.2 Schlechterstellung von erneuerbaren Energien-Wärmenetzen aufheben**

Die Förderung von Wärme-Kältenetzen auf Basis erneuerbarer Energien bei der Förderung darf nicht länger schlechter ausfallen als bei Wärme- Kältenetzen für KWK-Anlagen. Entsprechende Beschlüsse sind im Entwurf der KWK-Novelle der Bundesregierung vom 23. September 2015 vorgesehen.

##### **14.6.8.3 Abwärme-Kataster und Marktmodell zur Einspeisung**

Die bisher ungenutzten Wärmepotenziale aus industrieller Abwärme sollten systematisch erfassen werden und es sollte geprüft werden, ob regionale Wärmesenken vorhanden sind, die eine Nutzung der Wärme durch Dritte – etwa durch Einspeisung in Wärmenetze – ermöglichen. Für die Einspeisung von Industrieabwärme in Wärmenetze der öffentlichen Versorgung müssen praxisorientierte Marktmodelle für einen fairen Interessenausgleich zwischen Einspeiser und Netzbetreiber geschaffen werden.

### **14.7 Minimierung anderer Treibhausgase**

Zu den notwendigen Maßnahmen des Klimakonzeptes gehören auch die "Reduktion der Emissionen fluorierter Treibhausgase (sog. F-Gase)" mit drei Maßnahmenvorschlägen:

1. Maßnahmen, die zu einem vorzeitigen Wechsel von F-Gas-Klimaanlagen zu Klimaanlagen mit einem GWP-Wert deutlich unter 150 bei neuen Pkw führen.
2. Förderung der Entwicklung und Markteinführung von besonders energieeffizienten und klimafreundlichen Kälteanlagen mit natürlichen Kältemitteln.
3. Fortschreibung der EG-Regelungen zu den F-Gasen.



Am 1. August 2008 trat die Verordnung zum Schutz des Klimas vor Veränderungen durch den Eintrag bestimmter fluorierter Treibhausgase (Chemikalien-Klimaschutzverordnung – ChemKlimaschutzV) in Kraft und ist seitdem nicht aktualisiert worden. Mit dieser Verordnung können allerdings maximal 1 Mio. t CO<sub>2</sub>äq eingespart werden. Zur „Förderung der Entwicklung und Markteinführung von besonders energieeffizienten und klimafreundlichen Kälteanlagen mit natürlichen Kältemitteln“ hat das BMU ferner das Klimaschutz-Impulsprogramm für gewerbliche Kälteanlagen innerhalb der Klimaschutzinitiative aufgelegt. Für besonders klimafreundliche und energieeffiziente Neuanlagen mit natürlichen Kältemitteln beträgt der Fördersatz 25 % der Nettoinvestitionen plus Bonusförderung; die energetische Verbesserung bestehender Anlagen wird mit 15 - 25 % der Nettoinvestitionen gefördert.

Insgesamt besteht bei den Nicht-CO<sub>2</sub>-Treibhausgasen (Methan, Lachgas) noch ein erhebliches Minderungspotenzial, das mit einer Vielzahl ergänzender Maßnahmen in verschiedenen Sektoren (u. a. Industrie, Verkehr, Landwirtschaft) erschlossen werden müsste. Differenziert nach den einzelnen Nicht-CO<sub>2</sub>-Treibhausgasen werden im Folgenden Maßnahmenvorschläge unterbreitet.

Übergreifende Maßnahmen:

- Natürliche Sequestrierung
- Einhalten einer positiven Humusbilanz bei der Ackerbewirtschaftung, z. B. durch den verstärkten Anbau humusmehrender Pflanzen, sukzessive Ausdehnung auf die gesamte landwirtschaftlich genutzte Ackerfläche, wodurch über viele Jahrzehnte bis zu 4 Mio. t CO<sub>2</sub>/a gebunden werden können.

#### **14.7.1 Maßnahmen zur Reduktion der Methan-Emissionen:**

- Die Reduzierung insbesondere der Rinderhaltung wodurch die Methanemissionen aus der Pansenfermentation der Wiederkäuer reduziert werden können. Auch trägt der geringere Viehbestand zur Senkung der Methanemissionen aus dem Güllema-  
nagement bei.
- Die Reduzierung des inländischen Fleisch und Milchkonsums muss dabei gleichzeitig erfolgen, um nicht die Emissionen der Tierhaltung nur ins Ausland zu verschieben.
- Der höhere Einsatz von Gülle für die Erzeugung von Biogas, wodurch die Methanemissionen gesenkt werden können.
- Die Einstellung des deutschen Steinkohlebergbaus bis 2020, wodurch die flüchtigen Emissionen des heimischen Steinkohleabbaus vermieden werden.
- Die Umstrukturierung und weitere Reduktion der Abfallbeseitigung, welche die Deponierung bereits deutlich verringert hat. Laut „Politiksznarien für den Klimaschutz VI“ werden dadurch die Methanemissionen bei der Abfalldeponierung bis 2030 um etwa 82 % gesenkt werden.

#### **14.7.2 Maßnahmen zur Reduktion der N<sub>2</sub>O-Emissionen:**

- Die Reduzierung der Tierhaltung und damit des Stickstoffeintrages über Wirtschaftsdünger.

- Die Minderung der mineralischen und betriebseigenen Stickstoffdünger.
- Eine verbesserte N-Effizienz im Ackerbau durch bessere Ausbringungstechniken.
- Die Umstellung auf eine ökologische Landwirtschaft und eine effizientere Düngernutzung.
- Die Reduzierung des Kohlebedarfs bei Verbrennungsprozessen sowie des Einsatzes fossiler Kraftstoffe bei Kraftfahrzeugen.

### **14.7.3 Maßnahmen zur Reduktion der F-Gas-Emissionen:**

- Ein Verbot der Substitution von FKW durch  $\text{NF}_3$  in der Halbleiterindustrie.

## **14.8 Landwirtschaft**

Wichtige Klimaschutz-Maßnahmen zur Erreichung der formulierten Ziele sind die

- Umnutzung bzw. Nichtnutzung von moorigen und anmoorigen Böden in einer Größenordnung von bis zu 1,5 Mio. Hektar landwirtschaftlicher Nutzfläche.
- Eine großflächige Umstellung der Nutzung landwirtschaftlicher Flächen auf ökologische Landbaumethoden.
- Die konsequente Steigerung der Stickstoff-Ausnutzung, eine Reduzierung der Stickstoff-Überschüsse und die Verwendung von Wirtschaftsdünger in Biogasanlagen mit gasdichter Lagerung der Gärreste.
- Abbau der Tierbestände

Durch Maßnahmen ohne Produktionseinschränkung können die Emissionen bis zum Jahr 2050 auf bis zu 45 Mio. t  $\text{CO}_2\text{äq}$  /a reduziert werden. Zur Erreichung des anvisierten Minderungsziels von 35 Mio. t  $\text{CO}_2\text{äq}$  /a ist im Weiteren auch ein Abbau der Tierbestände erforderlich<sup>47</sup>. Da diese Einschränkung der inländischen Produktion ohne eine entsprechende Änderung des Verbraucherverhaltens nur zu einer Produktionsverlagerung ins Ausland führen würde und der Klimaschutz-Effekt damit ggf. sogar negativ ausfallen könnte, sind begleitende Informations- und Aufklärungskampagnen für die Bevölkerung, auch hinsichtlich des gesundheitlichen Nutzens, zur Erreichung der Klimaschutzziele zwingend erforderlich. Greenpeace sieht hier nicht zuletzt wegen der „hohen Umwelt- und Gesundheitskosten der Fleischherzeugung und des Fleischkonsums die Politik in der Pflicht, die gesetzlichen Rahmenbedingungen zu verbessern und so die ökologischen und gesundheitlichen Folgekosten des Fleischkonsums zu reduzieren“ ( (119), S. 11).

Konkret fordert Greenpeace

- Strenge Bindung der Tierhaltung an die Nutzfläche auf betrieblicher Ebene, Umsetzung der zahlreichen Vorschläge des wissenschaftlichen Beirates für Agrarpolitik zur Nutztierhaltung (120)
- die Aufhebung des ermäßigten Mehrwertsteuersatzes für Fleisch- und Milchprodukte.

---

<sup>47</sup> Dies gilt im Übrigen für alle im Thünen-Report betrachteten Szenarien.

Letztere Forderung wird gestützt durch die Europäische Kommission sowie eine Reihe von Forschungseinrichtungen und anderen Umweltverbänden, die bereits seit längerem eine grundsätzliche Abschaffung der Steuerermäßigungen „für umweltschädliche bzw. ressourcenintensive Produkte“ empfehlen. ( (119), S.8) Die Lenkungswirkung, eine Mäßigung des Fleischkonsums, würde durch einen angemesseneren Preis der Endprodukte erreicht werden. Um darüber hinaus Anreize für eine Ökologisierung der Erzeugung zu schaffen, könnten ggf. Ausnahmen für Erzeugnisse mit besonders hochwertigen Bio-Siegeln gewährt werden. Diese Maßnahme würde zu keinem administrativen Mehraufwand führen und könnte im Rahmen des bestehenden Besteuerungssystems sehr einfach umgesetzt werden.

Als weitere Maßnahme fordert Greenpeace einen Abbau umweltschädlicher Subventionen (z. B. Dieselölverbilligung) und insgesamt eine Reform der Agrarsubventionen, die zurzeit ein Volumen von rd. 6,9 Mrd. €/a<sup>48</sup> für die deutsche Landwirtschaft ausmachen und damit einen erheblichen Einfluss darauf haben, „zu welchen Kosten und mit welchen Methoden Fleisch erzeugt wird“ ( (119), S.9).

## 14.9 Waldnutzung und Waldschutz

Die beiden unten vorgeschlagenen Maßnahmen sind Teil der Umsetzung der 2007 beschlossenen nationalen Strategie über biologische Vielfalt der Bundesregierung. Durch Umsetzung dieser Maßnahmen können der Atmosphäre sehr kurzfristig große Mengen CO<sub>2</sub> durch die Speicherung von Kohlenstoff in der Waldbiomasse entzogen werden.

1. 10 % natürliche Waldentwicklung im öffentlichen Wald: 10 % der öffentlichen Waldfläche wird, so wie es auch die nationale Strategie zur biologischen Vielfalt vorsieht, einer natürlichen Entwicklung überlassen, die forstliche Nutzung wird eingestellt. Damit findet ein kontinuierlicher Aufbau der Holzvorräte statt, ohne dass ein Teil davon dem Wald durch Holznutzung wieder entzogen wird. Dies bedeutet die fast vollständige Bindung des CO<sub>2</sub>, das beim Wachstum aus der Atmosphäre über die Photosynthese in der Holzbiomasse gebunden wird. Mittlerweile ist nachgewiesen, dass besonders ältere Wälder durch die Kombination von hohen Vorräten und einem kontinuierlichen, weiteren Zuwachs besonders dem Klimaschutz dienen (121). Zehn Prozent des öffentlichen Waldes machen etwa 5 % der Gesamtwaldfläche aus. Die CO<sub>2</sub>-Minderung bis 2020 durch diese Maßnahme betrüge ca. 46 Mio. t CO<sub>2</sub><sup>49</sup>.
2. 90 % ökologisch nachhaltige Forstwirtschaft im öffentlichen Wald: auf 90 % der öffentlichen Waldfläche wird der Wald forstwirtschaftlich moderater als bisher genutzt, so dass ein kontinuierlicher Vorratsaufbau möglich ist. Aktuell wird über die Holzartengruppen fast der gesamte Zuwachs abgeschöpft (93 %) (122). Wenn der Holzeinschlag auf die Entnahmemenge von 1990 zurückgefahren würde (45 - 50 Mio. m<sup>3</sup>) würde der Vorratsaufbau sehr schnell zu Klimaschutzeffekten durch CO<sub>2</sub>-Bindung im Holz führen. Die CO<sub>2</sub>-Minderung bis 2020 betrüge ca. 196 Mio. t CO<sub>2</sub>.

---

<sup>48</sup> Hinzu kommen Exportsubventionen und Stallbauförderung, die eine zusätzliche Förderung der Fleischindustrie darstellen.

<sup>49</sup> Vgl. [https://www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/publications/gp-massnahmen-ohne\\_adressen.pdf](https://www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/publications/gp-massnahmen-ohne_adressen.pdf), S. 29 ff.

Der THG-Minderungseffekt dieser Maßnahme ließe sich in etwa verdoppeln, wenn diese auch auf den Privatwald ausgeweitet würde.

## **14.10 Verkehrssektor**

### **14.10.1 Motorisierter Individualverkehr (MIV)**

Im Bereich des motorisierten Individualverkehrs (MIV) werden mit der sukzessiven Verlagerung von Fahrleistung auf den öffentlichen Personenverkehr (ÖPV) sowie den Technologiewechsel hin zu alternativen CO<sub>2</sub>-freien Fahrzeugen zwei entscheidende Forderungen gestellt. Um diese zu erfüllen, müssen durch die Politik geeignete Voraussetzungen und Anreize geschaffen werden. Die meisten Maßnahmen für den MIV können dabei auf den ÖPV übertragen werden.

#### **14.10.1.1 Ausbauplan öffentliche Infrastruktur-Maßnahmen**

Der notwendige Ausbau des ÖPV bzw. die Entwicklung emissionsfreier Städte (s. u.) stellt hohe Anforderungen an die Politik bezüglich der Schaffung geeigneter Voraussetzungen und Anreize. Umfangreiche Infrastruktur-Maßnahmen zur Verlagerung von Fahrleistung des MIV auf den ÖPV müssen jetzt geplant und die Finanzmittel dafür sichergestellt werden.

#### **14.10.1.2 Maßnahmenplan für emissionsfreie Städte**

Bereits heute bestehen in Deutschland autofreie Zonen. Beispiele hierfür sind die ostfriesische Inseln, Hiddensee sowie Stadtteile, die ganz oder zeitweise autofrei sind wie z. B. in Freiburg, Erlangen, Hamburg, München, Köln. Zunehmend mehr Stadtteile werden für ein „autofreies Wohnen“ konzipiert. Viele autofreie Zonen können durch Fahrbeschränkungen und den parallelen Ausbau des ÖPV erweitert werden. Eine weitere Möglichkeit zur Entwicklung emissionsfreier Städte ist neben einem (Ein-)Fahrverbot auch die Einführung einer Maut in Innenstädten nach dem Vorbild von London. Die dort eingeführte „Congestion charge“ umfasst eine Maut für Autoverkehr in der Innenstadt von Montag bis Freitag zwischen 7 h und 18 h. Hierdurch wurde ein Rückgang des Pkw-Verkehrs um 20 % erreicht. Parallel konnten die Staus um 30 % reduziert werden. (123)<sup>50</sup> Die Maut wurde dabei von einem Ausbau des ÖPNV begleitet. Die in vielen deutschen Städten bereits bestehenden Umweltzonen können durch eine Maut und den parallelen Ausbau des ÖPV entsprechend erweitert werden.

#### **14.10.1.3 Technologiewechsel forcieren**

Der erforderliche Technologiewechsel hin zu alternativen CO<sub>2</sub>-freien Fahrzeugen muss durch konsequente Förderung sowie steuerliche Anreize für CO<sub>2</sub>-arme Fahrzeuge unterstützt werden. Da der Technologiewechsel jedoch erst mittelfristig erfolgen kann, müssen bereits heute kurzfristige Maßnahmen an der bestehenden Technologie ansetzen. Hierfür sind gesetz-

---

<sup>50</sup> <https://tfl.gov.uk/cdn/static/cms/documents/central-london-congestion-charging-impacts-monitoring-sixth-annual-report.pdf>

lich vorgegebene Obergrenzen für den CO<sub>2</sub>-Ausstoß sowie für das Gewicht von Neufahrzeugen erforderlich. Bei einer Überschreitung der Obergrenzen sind entsprechende Strafzahlungen durch die Hersteller vorzusehen (derzeit 150 €/g CO<sub>2</sub> a)). Auch die Einführung eines Tempolimits in Deutschland (auf 120 km/h begrenzt) muss durchgesetzt werden.

#### **14.10.1.4 Reform der Dienstwagenbesteuerung**

Betriebsausgaben für Firmenwagen können vollständig steuermindernd geltend gemacht werden und privat genutzte Dienstwagen werden nur gering (pauschal) besteuert. Etwa die Hälfte aller Neuwagen, bei sog. Oberklassewagen sowie bei Geländewagen sogar über 70 %, werden als Dienstwagen angemeldet, von denen über 60 % anteilig oder ausschließlich privat genutzt werden. (124) Ein Anreiz, einen verbrauchsarmen Pkw als Dienstwagen zu kaufen oder die stärkere Förderung umweltverträglicherer Verkehrsmittel seitens der Unternehmen (z. B. Mitfahrgemeinschaften oder Firmentickets für den ÖPNV), kann nur durch eine ökologische Reform der Dienstwagenbesteuerung erzielt werden.

#### **14.10.1.5 Reform der Steuern**

Eine Abschaffung der Kfz-Steuer bei gleichzeitiger Erhöhung der Mineralölsteuer besteuert verursachungsgerechter den Verbrauch und schafft Anreize, den Pkw zu Gunsten günstigerer Transportmittel stehen zu lassen.

### **14.10.2 Öffentlicher Personen-Verkehr (ÖPV)**

#### **14.10.2.1 Neue Finanzierung des ÖPV**

Der öffentliche Personenverkehr muss auf ein neues Finanzierungsfundament gestellt werden, welches vor allem den Nahverkehr aus der finanziellen Abhängigkeit den Gewinnen aus Strom- und Gasabsatz der Stadtwerke entlässt.

Das Schienennetz ist auszubauen und das bestehende Netz instand zu halten.

#### **14.10.2.2 Attraktivität des ÖPV steigern**

Durch zusätzliche Investitionen in die Erhöhung der Taktung und des Komforts müssen öffentliche Verkehrsmittel attraktiver werden. Hierzu gehören auch niedrige Preise für Dauerkarten.

### **14.10.3 Güterverkehr**

#### **14.10.3.1 Pilotphase für alternative Konzepte im Güterverkehr**

Auch im Bereich des Güterverkehrs ist eine signifikante Verlagerung insbesondere von Lkw auf Schiene notwendig. Neue, vielversprechende Konzepte für den Schienengüterverkehr müssen in den nächsten Jahren in Pilotphasen getestet werden, um in 2020 als einsatzfähige Alternativen zur Verfügung zu stehen. Entsprechende Finanzmittel hierfür müssen bereitgestellt werden. In diesem Zusammenhang kann das erfolgreiche Schweizer Modell der Verkehrsverlagerung von der Straße auf die Schiene als Vorbild dienen. Erforderlich sind dazu

eine entsprechende Infrastruktur, der intensive Wettbewerb im Bahnmarkt sowie verursachergerechte Schwerverkehrsabgaben. Daher enthält das Schweizer Modell seit 2002 eine leistungsabhängige Schwerlastverkehrsabgabe (LSVA), die deutlich höher ausfällt als die deutsche Autobahnmaut und auf allen Straßen sowie für alle Lastwagen gilt. (125) Deren Berechnungsgrundlage folgt dabei der Frage, welche Kosten der Lkw-Verkehr für Mensch und Natur nach sich zieht.

#### **14.10.3.2 Verpflichtender Transport über die Schiene**

Ab einer bestimmten Entfernung sollte nach dem Schweizer Vorbild (Lkw-Transit-Verkehr erfolgt über die Schiene) auch in Deutschland der Gütertransport über die Schiene erfolgen müssen (z. B. ab 500 km). Hierzu ist auch ein Ausbau der (Infrastruktur-)Kapazitäten des Schienenverkehrs zu fordern, um den hieraus resultierenden Transportbedarf decken zu können.

#### **14.10.3.3 Forschung zu E-Mobilität und Wasserstoff**

Die Forschung zu E-Mobilität und Wasserstoffantrieben sollte verstärkt werden, insbesondere für den Schwerlastverkehr.

#### **14.10.4 Flugverkehr**

- Der Flugverkehr muss in den Emissions-Zertifikate-Handel voll einbezogen werden.
- Die Subventionierung von Flugbenzin über Steuererleichterungen muss beseitigt werden.
- Es bedarf darüber hinaus erheblicher Forschungsanstrengungen im Bereich „kerosinfreier Flugverkehr“.

## Literaturverzeichnis

1. **Umweltbundesamt.** Indikator: Emissionen von Treibhausgasen. [Online] [Zitat vom: 22. September 2014.] <http://www.umweltbundesamt.de/daten/klimawandel/treibhausgas-emissionen-in-deutschland>.
2. **Bundesregierung.** Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. [Online] 2010. [Zitat vom: 20. Juni 2014.] [http://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/\\_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=5](http://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?__blob=publicationFile&v=5).
3. **Agora Energiewende.** Die Energiewende im Stromsektor 2013: Erzeugung, Verbrauch, Erneuerbare Energien und CO<sub>2</sub>-Emissionen. [Online] 2013. [Zitat vom: 21. Juni 2014.] [www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Faktencheck/2013er\\_Zahlen/Agora\\_Energiewende\\_im\\_Stromsektor\\_2013\\_07012014.pdf](http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Faktencheck/2013er_Zahlen/Agora_Energiewende_im_Stromsektor_2013_07012014.pdf).
4. **Deutscher Bundestag.** Gesetz zur Errichtung eines Sondervermögens "Energie- und Klimafonds" (EKFG). [Online] 2010. <http://www.fnr.de/fileadmin/fnr/pdf/FS2011/EKFG.pdf>.
5. **Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi).** *Zahlen und Fakten - Energiedaten (Stand 3.3.2014)*. Berlin : BMWi, 2014.
6. **Bundesregierung.** *Perspektiven für Deutschland - Unsere Strategie für eine nachhaltige Entwicklung*. Berlin : Bundesregierung, 2002.
7. **Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi).** *Zahlen und Fakten - Energiedaten (Stand 23.6.2014)*. Berlin : BMWi, 2014.
8. **Statistisches Bundesamt (Destatis).** *Umweltökonomische Gesamtrechnungen - Nachhaltige Entwicklung in Deutschland - Indikatoren zu Umwelt und Ökonomie*. Wiesbaden : Destatis, 2013.
9. **Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi).** *Erster Monitoring-Bericht "Energie der Zukunft"*. Berlin : BMWi, 2012.
10. —. *Zweiter Monitoring-Bericht "Energie der Zukunft"*. Berlin : BMWi, 2014.
11. **Statistisches Bundesamt (Destatis).** *Nachhaltige Entwicklung in Deutschland - Daten zum Indikatorenbericht 2012*. Berlin : Destatis, 2012.
12. **Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB).** *Energieverbrauch steigt moderat*. Berlin : AGEB-Pressedienst - Nr 8/2013 (18.12.2013), 2013. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB).
13. **Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI).** *Erstellung von Anwendungsbilanzen für das Jahr 2011 für das verarbeitende Gewerbe*. Karlsruhe : Studie für die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB), 2012.

14. —. *Erstellung von Anwendungsbilanzen für das Jahr 2012 für das verarbeitende Gewerbe mit Aktualisierungen für die Jahre 2009-2011*. Karlsruhe: Studie für die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB), 2013.
15. **Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)**. *Weiterentwicklung der Ausbaustrategie Erneuerbare Energien - Leitstudie 2008*. Berlin: BMU, 2008.
16. **Umweltbundesamt (UBA)**. *Energieziel 2050 - 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen*. Dessau-Roßlau: Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), UBA, 2010.
17. —. *Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050*. Dessau-Roßlau: UBA, 2013.
18. **Siemens AG**. *Energieeffizienz-Potentiale und Umsetzungshemmnisse im Bereich Industrie*. München: Siemens AG - Energy & Environmental Services, 2013.
19. **Roland Berger Strategy Consultants GmbH**. *Effizienzsteigerung in stromintensiven Industrien – Ausblick und Handlungsstrategien bis 2050*. München: Roland Berger Strategy Consultants Holding GmbH, 2011.
20. **Umweltbundesamt (UBA)**. *Datenbasis zur Bewertung von Effizienzmaßnahmen 2008*. Dessau-Roßlau: UBA (Hrsg.), Prognos AG, FhG-ISI, TU München, 2012.
21. **Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB)**. *Erstellen der Anwendungsbilanzen 2011 und 2012 für den Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)*. München: TU München, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik (Hrsg.) im Auftrag des AGEB, 2013.
22. **Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung**. *Erstellung der Anwendungsbilanzen 2011 und 2012 für den Sektor Private Haushalte*. Berlin: Forschungsprojekt im Auftrag der AGEB, 2013.
23. **Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS)**. *Maßnahmen zur Umsetzung der Ziele des Energiekonzepts im Gebäudebereich - Zielerreichungsszenario 2013*. Berlin: BMVBS, 2013.
24. **Fraunhofer Institut für solare Energiesysteme (ISE)**. *100% Erneuerbare Energien für Strom und Wärme*. Freiburg: Fraunhofer ISE, 2012.
25. —. *Energiesystem Deutschland 2050*. Freiburg: Fraunhofer ISE, 2013.
26. **Shell, Bundesindustrieverband Deutschland Haus-, Energie- und Gebäudetechnik e.V. (BDH)**. *Shell BDH Hauswärmestudie - Klimaschutz im Wohnungssektor - wie heizen wir morgen? Fakten, Trends und Perspektiven für Heiztechniken bis 2030*. Hamburg: Deutsche Shell Holding GmbH, 2013.



27. **Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V (AGEB)**. Stromerzeugung 1990 - 2013. [Online] 2014. [www.ag-energiebilanzen.de](http://www.ag-energiebilanzen.de).
28. **Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB)**. *Energieverbrauch in Deutschland in 2013*. Berlin : AGEB, 2014.
29. **Deutsche WindGuard**. *Staus des Windenergieausbaus in Deutschland, 1. Halbjahr 2013*. Varel : s.n., 2013.
30. **Institut, Deutsches Windenergie**. *Windenergieausbau 2012 in Deutschland profitiert von Repowering, DEWI-Magazin No. 42*. Wilhelmshaven : s.n., 2013.
31. **Übertragungsnetzbetreiber**. *Netzentwicklungsplan Strom 2014 - Erster Entwurf*. Berlin : 50 Hertz Transmission GmbH, 2014.
32. **Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES)**. *Windenergie Report Deutschland 2013*. Kassel : s.n., 2014.
33. **Fichtner/Prognos**. *Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland*. Berlin : s.n., 2013.
34. **Alpha Ventus**. [Online] [Zitat vom: 20. 08 2014.] [www.alpha-ventus.de](http://www.alpha-ventus.de).
35. **Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE)**. *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, Fassung vom 28.07.2014*. Freiburg : s.n., 2014.
36. **Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES)**. *Vorstudie zur Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung*. Kassel : s.n., 2012.
37. **Dr. Horst Kreuter, GeoThermal Engineering GmbH (GeoT)**. 30. 05 2014.
38. **Bundesverband Geothermie e.V.** *Projektliste, Stand April 2014*. Berlin : s.n., 2014.
39. **AGEE-Stat**. *Erneuerbare Energien im Jahr 2013*. Berlin : AGEE-Stat, 2014.
40. **Fichtner, DLR, HLZ, ifeu, swt im Auftrag des BMU**. *Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt*. Hamburg : Fichtner, 2011.
41. **BSW Solar**. Presse & Mediathek. [Online] 26. Dezember 2013. [Zitat vom: 20. Juni 2014.] <http://www.solarwirtschaft.de/presse-mediathek/presse-meldungen/presse-meldungen-im-detail/news/statistisches-bundesamt-mehr-sonnenheizungen-im-neubau.html>.
42. **Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme**. Solar District Heating. [Online] 2013. [Zitat vom: 20. Juni 2014.] <http://www.solar-district-heating.eu/at/startseite.aspx>.

43. **Holm, Leo.** *Success factors in Danish District Heating.* Kiel : Marstal Fjernvarme DK, 2012.
44. **Dalenbäck, Jan-Olof.** *Success Factors in Solar District Heating.* Gothenburg : CIT Energy Management AB, 2010.
45. **Bundesverband Solarwirtschaft (BSW).** *Fahrplan Solarwärme - Strategie und Maßnahmen der Solarwärme-Branche für ein beschleunigtes Marktwachstum bis 2030.* Kiel : BSW Solar, 2012.
46. **Lauterbach, C., Schmitt, B. und Vajen, K.** *Das Potential solarer Prozesswärme in Deutschland.* Kassel : Universität Kassel, 2011.
47. **Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme (ISE).** *Energiesystem Deutschland 2050.* Freiburg : Fraunhofer ISE, 2013.
48. **DLR/IWES/IFNE.** *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global - Schlussbericht.* Köln : s.n., 2011.
49. **Bundesverband Wärmepumpen e.V.** *BWP-Branchenstudie 2011 - Szenarien und politische Handlungsempfehlungen.* Berlin : s.n., 2011.
50. **Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW).** *Erneuerbare Energien Potenziale in Brandenburg 2030.* Berlin : IÖW im Auftrag von Greenpeace Energy e.V., 2012.
51. **Reiner Lemoine Institut gGmbH.** *Szenarioberechnung einer Strom- und Wärmeversorgung der Region Brandenburg-Berlin auf Basis Erneuerbarer Energien.* Berlin : Reiner Lemoine Institut gGmbH, 2012.
52. **Rogge, Silke.** *Geothermische Stromerzeugung in Deutschland - Ökonomie, Ökologie und Potenziale.* Berlin : TU Berlin, 2004.
53. **Kayser, Martin und Kaltschmitt, Martin.** *Potentiale hydrothermalen Erdwärme in Deutschland.* Stuttgart : Universität Stuttgart, 1998.
54. **Büro für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB).** *Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland - Sachstandsbericht.* Berlin : TAB, 2003.
55. **Stadtwerke München GmbH.** *Vision: Fernwärme aus erneuerbaren Energien.* [Online] 2012. [Zitat vom: 21. Juni 2014.] <http://www.swm.de/privatkunden/unternehmen/engagement/umwelt/vision-fernwarmer.html>.
56. **Pehnt, Bödecker, Ahrens, Jochem.** *Die Nutzung industrieller Abwärme - technisch wirtschaftliche Potenziale und energiepolitische Umsetzung.* Heidelberg : IFEU Heidelberg, 2010.

57. **Erdmann, Dittmar.** *Technologische und energiepolitische Bewertung der Perspektiven von Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland.* Berlin : TU Berlin, 2010.
58. **Prognos AG.** *Maßnahmen zur nachhaltigen Integration von Systemen zur gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung in das neu Energieversorgungssystem.* Berlin : Prognos im Auftrag von BDFW und AGFW, 2013.
59. **Fraunhofer Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung (IFAM).** *Flexibilitätsreserven aus dem Wärmemarkt.* Bremen : Fraunhofer IFAM im Auftrag von BEE und AGFW, 2013.
60. **Öko-Institut e.V.** *Perspektiven der Kraft-Wärme-Kopplung im Rahmen der Energiewende.* Berlin : Öko-Institut e.V., 2013.
61. **Deutsche Energie Agentur (Dena).** *Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020 (mit Ausblick auf 2030).* Berlin : Dena, 2008.
62. **Greenpeace.** *Kohleausstiegsgesetz. Verteilung der Reststrommengen und Folgenabschätzung für den Kohlekraftwerkspark.* Hamburg : s.n., 2012.
63. **Umweltbundesamt (UBA).** *Kraft-WärmeKopplung.* [Online] 2014. [Zitat vom: 20. Juni 2014.] <https://www.umweltbundesamt.de/node/12350/#textpart-1>.
64. **Greenpeace International.** *Energy [R]evolution.* Paris : Greenpeace International, 2014.
65. **Umweltbundesamt.** *Schätzung der Umweltkosten in den Bereichen Energie und Verkehr.* Dessau : s.n., 2012.
66. **BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Trianel GmbH.** *Regelleistungsbereitstellung mit regelbaren Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil Erneuerbarer Energien.* Aachen : s.n., Juni 2015.
67. **Mahnke, E. und Mühlenhoff, J.** *Strom speichern.* Berlin : Agentur für Erneuerbare Energien e.V., 2012.
68. **Zentrum für Energieforschung Stuttgart (ZFES).** *Stromspeicherpotenziale für Deutschland.* Stuttgart : ZFES, 2012.
69. **Krause, H. und Nitzsch, J.** *Potenzialanalyse zur Erweiterung der Initiative Teil: Elektrolyse, Wasserstoff und Methanisierung.* Dresden : DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, 2012.
70. **Bundesnetzagentur (BNetzA).** *Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12.* Bonn : s.n., 2012.
71. —. *Liste der Kraftwerksstilllegungsanzeigen.* [Online] [Zitat vom: 20. Juni 2014.] [http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/KWSAL/KWSAL\\_node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/KWSAL/KWSAL_node.html)).

72. **Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. (FGH).** *Studie zur Ermittlung der technischen Mindestleistung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien.* Aachen : s.n., 2012.
73. **IASS Working Paper.** *Einordnung der Studien zum Erneuerbare EEG 2.0 und des Referentenentwurfs zur Reform des Erneuerbare EEGs.* Potsdam : s.n., 2014.
74. **Potsdam-Institut für Klimafolgenpolitik.** *Erneuerbare Energien Förderinstrumente & Risiken: Eine ökonomische Aufarbeitung der Debatte zur Erneuerbare EEG Reform.* März 2014.
75. **IZES, Prof. Bofinger, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung Aachen.** *Stromsystem-Design: Das Erneuerbare EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes.* Oktober 2013.
76. **Lukmann, H-J., D., Schostok und Schaub, P.** Vom Inter- zum Intra-Wettbewerb – Stufen der Integration Erneuerbarer Energien im Strombereich. *UmweltWirtschaftsForum.* 2014, Bd. 22, 1, Seiten 3-15.
77. **Leprich und al, Hauser et.** *Kompassstudie Marktdesign, im Auftrag BEE, Greenpeace Energy.* Bochum : s.n., 2012.
78. **Umweltbundesamt (UBA).** *Daten zum Verkehr.* Dessau-Roßlau : UBA, 2010.
79. **Friedrich-Ebert-Stiftung (FES).** *Klimaschutz und Straßenverkehr - Effizienzsteigerung und Biokraftstoffe und deren Beitrag zur Minderung der Treibhausgasemissionen.* Berlin : FES, 2008.
80. **Bundesverband Bioenergie e.V.** *Marktdaten 2012.* [Online] 2013. [Zitat vom: 20. Juni 2014.]  
[http://www.bioenergie.de/index.php?option=com\\_content&view=article&id=95&Itemid=58](http://www.bioenergie.de/index.php?option=com_content&view=article&id=95&Itemid=58).
81. **Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie.** *Klimawirksame Emissionen des PKW-Verkehrs und Bewertung von Minderungsstrategien.* Wuppertal : s.n., 2006.
82. **Bundesregierung.** *Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung.* Berlin : Bundesregierung, 2009.
83. **Kraftfahrtbundesamt (KBA).** *Statistik - Fahrzeugbestand.* Flensburg : KBA, 2014.
84. **Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi).** *Pressemitteilungen.* [Online] 19. August 2009. <http://www.bmwi.de/DE/Presse/pressemitteilungen,did=309868.html>.
85. **(UBA), Umweltbundesamt.** *Weiterentwicklung des Analyseinstruments Renewbility .* Berlin : s.n., 2013.
86. **e.V., Greenpeace.** *Klimaschutz Plan B: Nationales Energiekonzept bis 2020.*

87. **Umweltbundesamt (UBA).** *Technikkostenschätzung für die CO<sub>2</sub>-Emissionsminderung bei Pkw – Emissionsminderungspotenziale und ihre Kosten.* Dessau-Roßlau : UBA, 2008.
88. **Trägergemeinschaft Erdgasfahrzeuge.** *Erdgasbusse im ÖPNV sind wirtschaftlich! Ergebnisse eines betriebswirtschaftlichen Monitorings der WIBERA in Berlin.* Berlin : s.n., 2007.
89. **Umweltbundesamt (UBA).** *Vergleich der Schadstoffemissionen einzelner Verkehrsträger (Bezugsjahr 2005).* Dessau-Roßlau : s.n., 2007.
90. **Copenhagen, City of.** *Good, Better, Best - The City of Copenhagen's Bicycle Strategy 2011-2015.* 2011.
91. **Dresden, TU.** *Sonderauswertung zur Verkehrserhebung - "Mobilität in Städten" - SrV 2008.* 2009.
92. **Statistisches Bundesamt (Destatis).** *Prognostizierte Güterverkehrsleistung in Deutschland im Zeitraum von 1995 bis 2050.* [Online] 2014. [Zitat vom: 21. Juni 2014.] <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/20166/umfrage/prognostizierte-gueterverkehrsleistung-in-deutschland-bis-2050/>.
93. **Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e.V. (Acatech).** *Mobilität 2020 - Perspektiven für den Verkehr von Morgen - Schwerpunkt Straßen- und Schienenverkehr.* München : Acatech, 2006.
94. **Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU).** *Leitstudie 2008 - Weiterentwicklung der "Ausbaustrategie Erneuerbare Energien" vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas.* Stuttgart : BMU, 2008.
95. **Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi).** *Energiedaten-Zahlen und Fakten, Nationale und Internationale Entwicklung.* Berlin : BMWi, 2009.
96. **Europäische Union (EU).** *Richtlinie 2008/101/EG, Einbeziehung des Luftverkehrs in das System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft.* Brüssel : s.n., 2009.
97. **Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft.** [Online] 31. März 2015. [Zitat vom: 31. März 2015.] <http://www.foes.de/themen/verkehr/luftverkehr/>.
98. **International Maritime Organization (IMO).** [Online] [Zitat vom: 21. Juni 2014.] [www.imo.org](http://www.imo.org).
99. **Deutsche Energie Agentur (Dena).** *Verkehr. Energie. Klima.* Berlin : Dena, 2012.
100. **Umweltbundesamt (UBA).** *Treibhausgasausstoß in Deutschland 2012.* Dessau-Roßlau : UBA, 2013.

101. —. *Projektionen zu den Emissionen von HFKW, FKW und SF6 für Deutschland bis zum Jahr 2050*. 2011.
102. **Öko-Institut**. *Potenziale und Chancen der Technologie zur CO<sub>2</sub>-Abtrennung und – Ablagerung (CCS) für industrielle Prozessemissionen*. Freiburg : s.n., 2012.
103. **Osterburg, B., Kätsch, S und Wolff, A**. *Thünen-Report: Szenarioanalysen zur Minderung von Treibhausgasemissionen der deutschen Landwirtschaft im Jahr 2050*; S. 54. Braunschweig : Johann Heinrich von Thünen-Institut, 2013.
104. **Bundeszentrale für politische Bildung (BpB)**. Bevölkerungsentwicklung. [Online] 2014. [Zitat vom: 20. Mai 2014.] <http://www.bpb.de/nachschlagen/zahlen-und-fakten/globalisierung/52699/bevoelkerungsentwicklung>.
105. **Schweier Vereinigung für Vegetarismus (SVV)**. *Ökologische Folgen des Fleischkonsums*. Winterthur : SVV, 2009.
106. **Enquete-Kommission "Schutz der Erdatmosphäre"**. *Schutz der Erdatmosphäre*. Berlin : s.n., 1992.
107. **Greenpeace Deutschland e.V.** *Wie Rinder den Regenwald fressen*. Hamburg : Greenpeace Deutschland e.V., 2009.
108. **Food and Agriculture Organization (FAO)**. *Livestocks long shadow*. Rom : FAO, 2006.
109. **International Water Institute (IWI)**. *Feeding a thirsty world, challenges and opportunities for a water and food secure future*. Stockholm : IWI, 2012.
110. **Thünen-Institut**. *Thünen Report: Szenarioanalysen zur Minderung von THG-Emissionen der deutschen Landwirtschaft im Jahr 2050*. Braunschweig : s.n., 2013.
111. **Fichtner, A, et al., et al**. *Der Ökowald als Baustein einer Klimaschutzstrategie - Potenzial des integrativen Prozessschutz-Waldbaus*. s.l. : Greenpeace e.V., 2013.
112. **Naturschutzbund Deutschland e.V.** *Ist ungenutzter Wald schlecht für's Klima? Die unterschätzte Senkenleistung dynamischer Naturwälder (Hintergrundpapier)*. Berlin : s.n., 2010.
113. **N. L. Stephenson et al**. Rate of tree carbon accumulation increases continuously with tree size. *Nature*. 2014, Bde. 507, 90–93.
114. **Grashof, Hauser und Guss**. *Aktionsprogramm flexible Kapazitäten - Die nächsten Schritte zum Erhalt der Strom-Versorgungssicherheit*. Saarbrücken : s.n., 2013.
115. **Fraunhofer IWES**. *Kombikraftwerke 2 - Abschlussbericht*. München : s.n., 2014.
116. **Greenpeace e.V.** *Stellungnahme zum Netzentwicklungsplan Strom 2012*. 2012.

117. **Greenpeace International.** *powE[R]2030 - A European Grid for 3/4 Renewable Energy by 2030.* Hamburg : s.n., 2014.
118. **Forum Netzintegration.** *Plan N 2.0 - Politikempfehlungen zum Um- und Ausbau der Stromnetze.* Berlin : s.n., 2014.
119. **Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e.V.** *Ökonomische Instrumente für eine Senkung des Fleischkonsums in Deutschland, Beiträge zu einer klima- und umweltgerechteren Landwirtschaft.* Berlin : s.n., 2013.
120. **Wissenschaftlicher Beirat für Agrarpolitik beim Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft.** *Wege zu einer gesellschaftlich akzeptierten Nutztierhaltung.* Berlin : s.n., 2015.
121. **Stephenson, N.L. et al.** *Rate of tree carbon accumulation increases continuously with tree size in Nature.* 2014.
122. **SRU.** *Umweltgerechte Waldnutzung.* 2012. Kapitel 6, S. 211.
123. **Mitsch, Prof. Dr. Kay.** *Staugebühr in London.* s.l. : FIS (Forschungsinformationssystem), Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Institut für Volkswirtschaftslehre (ECON), 2012.
124. **Umweltministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit.** *Ökologische Industriepolitik: Nachhaltige Politik für Innovationen, Wachstum und Beschäftigung.* 2008.
125. *Auf den Schweizer Spuren.* **Kramer, Michael.** s.l. : FAZ, 26.06.2007.
126. **Deutsche Energie Agentur (Dena).** *dena-Netzstudie II - Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025.* Berlin : Dena, 2010.
127. **Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU).** *Zeitreihe zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland.* [Online] Dezember 2013. [Zitat vom: 20. Juni 2014.] <http://www.erneuerbare-energien.de/unser-service/mediathek/downloads/detailansicht/artikel/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland/>.
128. **Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU).** *Erneuerbar Mobil.* [Online] 2014. [Zitat vom: 06. Juni 2014.] <http://www.erneuerbar-mobil.de/de/schlagwortverzeichnis/definition-der-elektromobilitaet-nach-der-bundesregierung>.
129. **Greenpeace Deutschland e.V.** *Zusätzliche Informationen im rahmen der Projektbearbeitung.* Hamburg : Greenpeace, 2009.

130. **Umweltbundesamt (UBA)**. *Emissionen der sechs im Kyoto-Protokoll genannten Treibhausgase in Deutschland nach Quellkategorien in Tsd. t Kohlendioxid-Äquivalenten*.
131. **Umweltbundesamt**. *Schätzung der Umweltkosten in den Bereichen Energie und Verkehr*. Dessau : s.n., 2012.
132. **IPCC**. *Climate Change 2014 Synthesis Report*. Genf : s.n., 2014.
133. **Greenpeace e.V.** *Der Plan. Deutschland ist erneuerbar!* Hamburg : s.n., 2011.
134. **BMU**. *Schaufenster Elektromobilität*. [Online] 2011. <http://www.bmub.bund.de/themen/luft-laerm-verkehr/verkehr/elektromobilitaet/schaufenster-elektromobilitaet/>.
135. **Presse- und Informationsamt der Bundesregierung**. *Elektromobilität erforschen und erproben*. [Online] 2014. [http://www.bundesregierung.de/Webs/Breg/DE/Themen/Energiewende/Mobilitaet/elektromobilitaet/\\_node.html](http://www.bundesregierung.de/Webs/Breg/DE/Themen/Energiewende/Mobilitaet/elektromobilitaet/_node.html).
136. **Agentur für Erneuerbare Energien (AEE)**. [foederal-erneuerbar.de](http://foederal-erneuerbar.de). [Online] [Zitat vom: 20. Juni 2014.] [http://foederal-erneuerbar.de/uebersicht/bundeslaender/BW%7CBY%7CB%7CBB%7CHB%7CHH%7CHE%7CMV%7CNI%7CNRW%7CRLP%7CSL%7CSN%7CST%7CSH%7CTH%7CD/kategorie/mobilit%E7%A3%B4t/auswahl/444-anzahl\\_hybrid-pkw/#goto\\_444](http://foederal-erneuerbar.de/uebersicht/bundeslaender/BW%7CBY%7CB%7CBB%7CHB%7CHH%7CHE%7CMV%7CNI%7CNRW%7CRLP%7CSL%7CSN%7CST%7CSH%7CTH%7CD/kategorie/mobilit%E7%A3%B4t/auswahl/444-anzahl_hybrid-pkw/#goto_444).
137. **Statistisches Bundesamt (Destatis)**. *Personenverkehrsleistung in Deutschland von 2010 bis 2025*. [Online] 2014. [Zitat vom: 21. Juni 2014.] <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/151731/umfrage/entwicklung-des-personenverkehrs-in-deutschland/>.
138. **Pao-Yu Oei, Claudia Kemfert, Felix Reitz und Christian von Hirschhausen**. *Braunkohleausstieg - Gestaltungsoptionen im Rahmen der Energiewende*. s.l. : DIW, 2014.
139. **Hirschhausen, C. von**. *Energiestrategie Brandenburg 2030 - Erneuerbare forcieren, Braunkohleausstieg fair gestalten*. s.l. : DIW, 2012.
140. **J. Herold, C. von Hirschhausen**. *Hohe Unsicherheiten bei der CO<sub>2</sub>-Abscheidung - Eine Energiebrücke ins Nichts?* s.l. : DIW, (36), 2-8, 2010.



## Anhang

### Strom

in TWh/a	2012	2020	2030	2040	2050
Industrie	226	206	182	159	148
GHD	140	131	119	108	100
Haushalte	137	124	106	94	90
Verkehr	17	26	40	64	99
Landwirtschaft, Netzverluste, Sonstiges	34	32	24	22	19
<b>STROM gesamt</b>	<b>554</b>	<b>519</b>	<b>471</b>	<b>447</b>	<b>456</b>
<b>WÄRME</b>					
Industrie	496	442	385	338	315
GHD	248	208	169	133	108
Haushalte	539	475	390	305	270
<b>WÄRME gesamt</b>	<b>1283</b>	<b>1125</b>	<b>944</b>	<b>776</b>	<b>693</b>

Tabelle 36: Entwicklung des Endenergiebedarfs bis 2050 des Strom- und Wärmesektors

in MW	2012	2020	2030	2040	2050
Kernenergie	12.696	-	-	-	-
Braunkohle	24.229	16.412	-	-	-
Steinkohle	29.808	25.306	16.426	-	-
Gaskraftwerke	26.375	14.915	14.644	22.936	23.353
KWK und sonstige, nicht stromgeführte Erzeugung	6.605	14.660	18.400	16.200	14.000
PV	32.643	50.000	70.000	90.000	110.000
Wind Onshore	31.304 (Wind)	51.000	75.000	85.000	95.000
Wind Offshore		6.500	21.500	37.000	52.000
Biomasse	6.157	9.000	9.000	9.000	9.000

Geothermie	12	167	667	1.500	3.000
Laufwasser, Speicher und Pumpspeicher	10.356	12.939	12.939	12.939	12.939

Tabelle 37: installierte Leistung zur Strombereitstellung (Werte von 2012 gemäß (5), Werte von 2012 zeigen Bruttoleistung, 2020-2050 Nettoleistung)

in TWh/a	2013	2020	2030	2040	2050
Kernenergie	97	-	-	-	-
Braunkohle	162	60	-	-	-
Steinkohle	124	78	30	-	-
Gaskraftwerke	6	12	10	19	13
KWK und sonstige, nicht stromgeführte Erzeugung	25	73	92	81	70
PV	30	50	69	83	97
Wind Onshore	53 (Wind)	87	127	136	139
Wind Offshore		26	84	131	169
Biomasse	43	45	43	41	38
Geothermie	-	1	4	8	15
Laufwasser	21	22	21	20	19
Erzeugung durch Pumpspeicher	-	3	11	20	25
Verbrauch durch Pumpspeicher	-	-4	-15	-28	-34
Lastverzicht	-	0	3	5	5
SUMME	561	453	478	517	556

Tabelle 38: Stromerzeugung aus Energiequellen (Werte von 2013 gemäß (5), Bruttostromerzeugung, 2020 – 2050 Nettostromerzeugung)

**Wärme**

in TWh/a	2013	2020	2030	2040	2050
Biomasse	117	120	120	120	120
Solarthermie	7	18	38	75	120
Geothermie	9	18	40	75	150
Abwärme	1	3	5	9	15
<b>Summe</b>	134	159	203	279	405

Tabelle 39: Möglicher Beitrag der erneuerbaren Energien zur Wärmebereitstellung

Endenergiebedarf Wärme in TWh/a	2012*	2020	2030	2040	2050
Industrie	496	442	385	338	315
GHD	248	208	169	133	108
Haushalte	539	475	390	305	270
<b>Emissionen in Mio. t CO<sub>2</sub>äq</b>					
energiebedingte Emissionen des Industriesektors	115	85	74	61	52
GHD Sektor	43	35	25	15	7
Haushalte und Kleinverbraucher	88	38	21	11	10

Tabelle 40: Entwicklung der des Wärmeenergiebedarfs nach Sektoren bis 2050.

**Verkehr**

In TWh/a	2005 <sup>51</sup>	2020	2030	2040	2050
Energiebedarf	476,7	326,0	194,5	112,4	59,9
Davon: Strom	0,0	2,5	12,1	30,5	59,9
Agrokraftstoffe (80)	22,583	35	35	30	0,0
konv. Kraftstoffe	454,1	288,5	147,4	51,9	0,0

Tabelle 41: Entwicklung des Energiebedarfs im MIV bis 2050

In TWh/a	2005 <sup>52</sup>	2020	2030	2040	2050
Energiebedarf	27,0	34,3	32,0	26,4	18,4
Davon: Strom	6,6	9,0	9,0	8,7	8,1
Erdgas	2,3	12,9	12,8	12,1	10,3 <sup>53</sup>
konv. Kraftstoffe	18,1	12,4	10,2	5,7	0

Tabelle 42: Entwicklung des Energiebedarfs im ÖPV bis 2050

In TWh/a	2005 <sup>54</sup>	2020	2030	2040	2050
Energiebedarf	87,5	101,0	98,8	96,8	95,3
davon: Strom	9,0	14,9	19,0	24,4	31,2
Agrokraftstoffe	0	15,0	20,0	30,0	64,1
konv. Kraftstoffe	78,5	71,1	59,7	42,4	0

Tabelle 43: Entwicklung des Energiebedarfs im Güterverkehr bis 2050

<sup>51</sup> Im Verkehrssektor wurde auf das Basisjahr 2005 zurückgegriffen.

<sup>52</sup> Im Verkehrssektor wurde auf das Basisjahr 2005 zurückgegriffen.

<sup>53</sup> Davon ca. 4,1 TWh/a Biogas, in den späten Stützjahren wird zudem Erdgas durch „Windgas“ ersetzt.

<sup>54</sup> Im Verkehrssektor wurde auf das Basisjahr 2005 zurückgegriffen.

**CO<sub>2</sub>-Emissionen**

in Mio. t CO <sub>2</sub> äq/a	2020	2030	2040	2050
Kernenergie	-	-	-	-
Braunkohle	59	-	-	-
Steinkohle	68	23	-	-
Heizöl	0	0	-	-
Gas	28	33	33	27 / 0 <sup>55</sup>
Erneuerbare Energien	-	-	-	-
SUMME	149	56	33	27 / 0

Tabelle 44: Emissionen nach Energiequellen (ohne Emissionen für Brennstoffgewinnung und Verteilung)

	Einheit	2020	2030	2040	2050
CO <sub>2</sub>	Euro/t	10,3	28,3	38,3	43,0
Steinkohle	Dollar/t	65,7	110,2	114,2	116,2
Erdgas	Euro/MWh	24,6	35,1	36,8	37,6
Rohöl	Dollar/bbl	75,2	125,5	134,6	139,0

Tabelle 45: Preisannahmen im Greenpeace-Szenario(64)

CO <sub>2</sub> -Emissionsfaktoren in g CO <sub>2</sub> /kWh Brennstoff	
Kernenergie	-
Braunkohle	0,40
Steinkohle	0,33
Gas	0,20
Heizöl	0,27
Erneuerbare Energien	-

Tabelle 46: CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren

<sup>55</sup> Unter der Annahme, dass die verbleibenden Gaskapazitäten mit erneuerbar produziertem „Windgas“ betrieben würden, oder (teilweise) Speicher- und Verlagerungsoptionen zu einer verstärkten Nutzung der heimischen EE beitragen würden, wären die Emissionen hier folglich bis auf null zu senken.