

## **Anhang 2**

### **Bewertung von langfristigen Klimaschutzmaßnahmen für Nordrhein- Westfalen**

Im Auftrag des Ministeriums für Klimaschutz, Umwelt,  
Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz  
(MKULNV) des Landes Nordrhein-Westfalen

Dipl.-Biol. Christoph Zeiss

Dr. Daniel Vallentin

Prof. Dr. Manfred Fishedick

Dr. Claus Barthel

Dipl.-Geogr. Ulrich Jansen

Wuppertal, 24.03.2011

**Anhang 2**

## Inhalt

<b>1 Deutliche Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien an der Energienutzung über die Referenz hinaus.....</b>	<b>8</b>
1.1 Heimische Erzeugung von Strom, Wasserstoff und Wärme aus erneuerbaren Energien .....	8
1.1.1 Klimaschutz und Energiepolitik .....	8
1.1.2 Ökonomie und Strukturentwicklung .....	12
1.1.3 Umsetzung in NRW .....	17
1.2 Import von Strom aus erneuerbaren Energien .....	20
1.2.1 Klimaschutz und Energiepolitik .....	20
1.2.2 Ökonomie und Strukturentwicklung .....	22
1.2.3 Umsetzung in NRW .....	24
1.3 Speichertechnologien zur systemischen Ergänzung regenerativer Erzeugung.....	27
1.3.1 Klimaschutz und Energiepolitik .....	27
1.3.2 Ökonomie und Strukturentwicklung .....	29
1.3.3 Umsetzung in NRW: .....	32
<b>2 Zusätzliche Maßnahmen im fossilen Großkraftwerkspark .....</b>	<b>34</b>
2.1 Fortgesetzte Modernisierung und 700-Grad-Kraftwerk.....	34
2.1.1 Klimaschutz und Energiepolitik .....	34
2.1.2 Ökonomie und Strukturentwicklung .....	38
2.1.3 Umsetzung in NRW .....	41
2.2 Brennstoffwechsel durch Umrüstung und Neubau .....	44
2.2.1 Klimaschutz und Energiepolitik .....	44
2.2.2 Ökonomie und Strukturentwicklung .....	47
2.2.3 Umsetzung in NRW .....	49
2.3 CCS im Verbund mit der Kraftwerkserneuerung und Nachrüstung.....	53
2.3.1 Klimaschutz und Energiepolitik .....	53
2.3.2 Ökonomie und Strukturentwicklung .....	57
2.3.3 Umsetzung in NRW .....	60
<b>3 Forcierter Ausbau der Strom- und Wärmeerzeugung durch KWK mit verstärktem Ausbau der Wärmeleitungsinfrastruktur .....</b>	<b>65</b>
3.1 Klimaschutz und Energiepolitik.....	65
3.2 Ökonomie und Strukturentwicklung .....	67
3.3 Umsetzung in NRW .....	68
<b>4 Etablierung klimaverträglicher Strukturen in der Industrie.....</b>	<b>70</b>
4.1 Forcierte Energieeffizienz in der Verfahrens- und Fertigungstechnik .....	70
4.1.1 Klimaschutz und Energiepolitik .....	70
4.1.2 Ökonomie und Strukturentwicklung .....	72
4.1.3 Umsetzung in NRW .....	74
4.2 Alternative Stahlerzeugung.....	75
4.2.1 Klimaschutz und Energiepolitik .....	75

4.2.2	Ökonomie und Strukturentwicklung .....	80
4.2.3	Umsetzung in NRW .....	82
4.3	CCS in der Industrie .....	85
4.3.1	Klimaschutz und Energiepolitik .....	86
4.3.2	Ökonomie und Strukturentwicklung .....	88
4.3.3	Umsetzung in NRW .....	89
4.4	Produktwechsel zu nachwachsenden Rohstoffen .....	91
4.4.1	Klimaschutz und Energiepolitik .....	91
4.4.2	Ökonomie und Strukturentwicklung .....	93
4.4.3	Umsetzung in NRW .....	95
<b>5</b>	<b>Umsetzung Nullenergie-/Plusenergiehäuser und –siedlungen bei Neubauten .....</b>	<b>97</b>
5.1	Klimaschutz und Energiepolitik .....	97
5.2	Ökonomie und Strukturentwicklung .....	99
5.3	Umsetzung in NRW .....	101
<b>6</b>	<b>Deutliche dauerhafte Erhöhung der Sanierungsrate im Gebäudebestand .....</b>	<b>104</b>
6.1	Klimaschutz und Energiepolitik .....	104
6.2	Ökonomie und Strukturentwicklung .....	106
6.3	Umsetzung in NRW .....	109
<b>7</b>	<b>Deutliche Effizienzsteigerung bei elektrischen Anwendungen im Bereich des Konsums</b>	<b>111</b>
7.1	Klimaschutz und Energiepolitik .....	111
7.2	Ökonomie und Strukturentwicklung .....	114
7.3	Umsetzung in NRW .....	115
<b>8</b>	<b>Beiträge zur Umsetzung einer nachhaltigen Mobilitätsstrategie .....</b>	<b>118</b>
8.1	Schaffung und Sicherung verkehrsvermeidender Siedlungsstrukturen .....	118
8.1.1	Klimaschutz und Energiepolitik .....	119
8.1.2	Ökonomie und Strukturentwicklung .....	120
8.1.3	Umsetzung in NRW .....	121
8.2	Einsatz Erneuerbarer Energien im Verkehr .....	123
8.2.1	Klimaschutz und Energiepolitik .....	123
8.2.2	Ökonomie und Strukturentwicklung .....	124
8.2.3	Umsetzung in NRW .....	125
8.3	Förderung Elektromobilität .....	127
8.3.1	Klimaschutz und Energiepolitik .....	127
8.3.2	Ökonomie und Strukturentwicklung .....	131
8.3.3	Umsetzung in NRW .....	132
8.4	Einsatz von Erdgasfahrzeugen .....	133
8.4.1	Klimaschutz und Energiepolitik .....	133
8.4.2	Ökonomie und Strukturentwicklung .....	136
8.4.3	Umsetzung in NRW .....	137
8.5	Einsatz von Flüssiggas als Kraftstoff .....	138

8.5.1	<i>Klimaschutz und Energiepolitik</i> .....	138
8.5.2	<i>Ökonomie und Strukturentwicklung</i> .....	141
8.5.3	<i>Umsetzung in NRW</i> .....	142
8.6	Güterverkehr: Verlagerung von der Straße auf die Schiene und das Binnenschiff unter Berücksichtigung einer technischen und organisatorischen Steigerung der Effizienz .....	143
8.6.1	<i>Klimaschutz und Energiepolitik</i> .....	143
8.6.2	<i>Ökonomie und Strukturentwicklung</i> .....	147
8.6.3	<i>Umsetzung in NRW</i> .....	148
<b>9</b>	<b>Stoffliche Verwertung von CO<sub>2</sub> mit langfristiger Bindung</b> .....	<b>150</b>
9.1	Klimaschutz und Energiepolitik .....	150
9.2	Ökonomie und Strukturentwicklung .....	152
9.3	Umsetzung in NRW: .....	153
	<b>Literatur</b> .....	<b>155</b>

## Abbildungsverzeichnis

<i>Abbildung 1: Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Minderung durch regenerative Energien und Grubengas in NRW</i> .....	9
<i>Abbildung 2: Entwicklung der Anbaufläche für nachwachsende Rohstoffe in Deutschland</i> .....	11
<i>Abbildung 3: Kostenentwicklung verschiedener erneuerbarer Energietechnologien</i> .....	12
<i>Abbildung 4: Kostenentwicklung fossiler Brennstoffpreise nach der Leitstudie</i> .....	13
<i>Abbildung 5: Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland 2009</i> .....	14
<i>Abbildung 6: Beschäftigungs- und Umsatzentwicklung im Regenerativen Anlagen- und Systembau in NRW</i> .....	14
<i>Abbildung 7: Beschäftigtenzahlen in der Windenergie in Deutschland</i> .....	16
<i>Abbildung 8: Prognose der Beschäftigtenzahlen in der Windenergie in Europa</i> .....	16
<i>Abbildung 9: Vergleich der Importstrommengen aus erneuerbaren Energien in verschiedenen Energieszenarien</i> .....	21
<i>Abbildung 10: Mittlere Stromgestehungskosten neuer Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien in €/kWh</i> .....	22
<i>Abbildung 11: Angenommener Ausbau an Kuppelleitungskapazitäten bis 2050</i> .....	24
<i>Abbildung 12: Einteilung existierender Energiespeicher</i> .....	28
<i>Abbildung 13: Stromspeichertypen, -charakteristika und Einsatzfelder</i> .....	28
<i>Abbildung 14: Kosten und Erlöse verschiedener Anlagen zur Bereitstellung von Regelernergie</i> .....	31
<i>Abbildung 15: Zeitlicher Verlauf der installierten Kraftwerksleistung in NRW, unterschieden nach Bestand und Neubau (Annahme: Laufzeit 42 Jahre, Ersatz durch Neubau mit gleicher Leistung und gleichem Brennstoff)</i> .....	35
<i>Abbildung 16: Zeitlicher Verlauf der CO<sub>2</sub>-Emissionen fossiler Kraftwerke in NRW</i> .....	36
<i>Abbildung 17: Einstellung zu verschiedenen Energieträgern</i> .....	42
<i>Abbildung 18: CO<sub>2</sub>- und THG-Emissionen verschiedener fossiler Kraftwerke (ohne CCS; mit Angaben der jeweiligen Wirkungsgrade)</i> .....	44
<i>Abbildung 19: Herkunftsländer der deutschen Erdgasimporte</i> .....	46
<i>Abbildung 20: Stromgestehungskosten Neuanlagen fossiler Kraftwerke und Erneuerbare Energien</i> .....	48
<i>Abbildung 21: Entwicklung der Treibhausgas-Emissionen bei der CO<sub>2</sub>-Abscheidung – Auswertung fünf verschiedener Studien</i> .....	55
<i>Abbildung 22: Aufteilung der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten zwischen den Komponenten der CCS-Kette</i> .....	58
<i>Abbildung 23: Verlauf der Stromgestehungskosten (Neuanlagen) von erneuerbaren Energien und Braunkohlekraftwerken (mit/ohne CCS) bei Preispfaden A/C und C/A</i> .....	59
<i>Abbildung 24: Einstellung zu einem CCS-Demonstrationskraftwerk vor und nach Erhalt von Informationen</i> .....	62
<i>Abbildung 25: KWK-Ausbaupfad für NRW bis 2020 (Klimaschutzpfad – 25%)</i> .....	66
<i>Abbildung 26: Sektoriales CO<sub>2</sub>-Minderungspotenzial durch Effizienzsteigerungen in der verarbeitenden Industrie auf globaler Ebene</i> .....	70
<i>Abbildung 27: Das Konzept der Bioraffinerie</i> .....	73
<i>Abbildung 28: CO<sub>2</sub>-Minderungsbeitrag der internationalen Eisen- und Stahlindustrie bis 2050 in IEA- Szenarien</i> .....	79
<i>Abbildung 29: Stoffliche Nutzung von Biomasse, Nutzung und Importanteil in Deutschland 2007</i> .....	92
<i>Abbildung 30: Amortisationszeit eines Passivhauses im Vergleich zu einem Gebäude nach EnEV-2009- Standard</i> .....	100
<i>Abbildung 31: Prozentuale Aufteilung des Stromverbrauchs der Haushalte in NRW (Summe 2009 = 30,55 TWh)</i> .....	111
<i>Abbildung 32: Marktteilnehmer in Technikmärkten</i> .....	116
<i>Abbildung 33: Mögliche CO<sub>2</sub>-Einsparungen bis 2020 durch den Ausbau der Elektromobilität in Deutschland (in Mio. t)</i> .....	129
<i>Abbildung 34: Mögliche CO<sub>2</sub>-Einsparungen bis 2020 durch den Ausbau der Elektromobilität in Nordrhein- Westfalen (in Mio. t)</i> .....	129

<i>Abbildung 35: Mögliche CO<sub>2</sub>-Einsparungen bis 2020 durch Förderung von Erdgas als Kraftstoff in Deutschland (in Mio. Tonnen) .....</i>	<i>134</i>
<i>Abbildung 36: Mögliche CO<sub>2</sub>-Einsparungen bis 2020 durch Förderung von Erdgas als Kraftstoff in Nordrhein-Westfalen (in Mio. Tonnen) .....</i>	<i>135</i>
<i>Abbildung 37: Mögliche CO<sub>2</sub>-Einsparungen bis 2020 durch Förderung von Flüssiggas als Kraftstoff in Deutschland (in Mio. Tonnen) .....</i>	<i>139</i>
<i>Abbildung 38: Mögliche CO<sub>2</sub>-Einsparungen bis 2020 durch Förderung von Flüssiggas als Kraftstoff in Nordrhein-Westfalen (in Mio. t) .....</i>	<i>140</i>
<i>Abbildung 39: Vergleich der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen im Güterverkehr in Gramm pro Tonnenkilometer .....</i>	<i>144</i>
<i>Abbildung 40: Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Güterverkehr in Mio. t. bis 2025.....</i>	<i>145</i>
<i>Abbildung 41: Vergleich der spezifischen NO<sub>x</sub>-Emissionen im Güterverkehr (Gramm pro Tonnenkilometer).....</i>	<i>146</i>
<i>Abbildung 42: Durchschnittliche externe Kosten des Güterverkehrs (Euro pro 1.000 Tonnenkilometer) .....</i>	<i>147</i>
<i>Abbildung 43: Thermodynamische Einschränkungen in der Nutzung von CO<sub>2</sub>.....</i>	<i>151</i>

## Tabellenverzeichnis

<i>Tabelle 1: Kostenvergleich unterschiedlicher Speichersysteme.....</i>	<i>30</i>
<i>Tabelle 2: Wirkungsgrade neuer Kraftwerke ab dem Jahr 2010 .....</i>	<i>34</i>
<i>Tabelle 3: Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen von Kohlekraftwerken im WWF-Szenario „Referenz mit CCS“ .....</i>	<i>53</i>
<i>Tabelle 4: Investitionsanforderungen in der Industrie bei einer CO<sub>2</sub>-Minderung um 50% bis 2050 gegenüber 2005 .....</i>	<i>72</i>
<i>Tabelle 5: Kosten verschiedener Maßnahmen zur CO<sub>2</sub>-Minderung in der Eisen- und Stahlindustrie.....</i>	<i>81</i>
<i>Tabelle 6: Entwicklung der prozessbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Industrie unter Referenzbedingungen..</i>	<i>85</i>
<i>Tabelle 7: Für die CCS-Clusterbildung relevante Industriebetriebe in NRW.....</i>	<i>89</i>
<i>Tabelle 8: Kosten der energetischen Gebäudesanierung im Gebäudebereich privater Haushalte 2005-2050</i>	<i>107</i>
<i>Tabelle 9: Ergebnisse aller Stromeinsparmaßnahmen bei privaten Haushalten nach Anwendungsbereichen hochgerechnet für das Jahr 2020 (die wirtschaftlichen Zahlen berücksichtigen keine Transaktionskosten).....</i>	<i>113</i>
<i>Tabelle 10: CO<sub>2</sub>-Emissionen von Benzin und Flüssiggas im Vergleich .....</i>	<i>128</i>
<i>Tabelle 11: CO<sub>2</sub>-Emission von Benzin und Erdgas bei gleicher Verkehrsleistung im Vergleich.....</i>	<i>133</i>
<i>Tabelle 12: CO<sub>2</sub>-Emission von Benzin und Flüssiggas im Vergleich .....</i>	<i>138</i>
<i>Tabelle 13: Synthesewege und Stoffmengeneinsatz zur CO<sub>2</sub>-Nutzung in Deutschland.....</i>	<i>151</i>

# 1 Deutliche Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien an der Energienutzung über die Referenz hinaus

## 1.1 Heimische Erzeugung von Strom, Wasserstoff und Wärme aus erneuerbaren Energien

### 1.1.1 Klimaschutz und Energiepolitik

#### **CO<sub>2</sub>-Minderungspotential:**

Das CO<sub>2</sub>-Minderungspotential durch den Ausbau der erneuerbaren Energien in der Wärmeerzeugung, der Stromerzeugung und dem Verkehr ist als sehr hoch anzusehen. Für Deutschland sieht das Leitszenario des Bundesumweltministeriums (BMU 2009b) im Jahr 2050 mit 54 % mehr als die Hälfte des Endenergiebedarfes durch erneuerbare Energien gedeckt. Schon 2030 werden nach der Leitstudie insgesamt 32 % des Endenergiebedarfes durch erneuerbare Energien gedeckt, wobei der Anteil an der Stromerzeugung mit über 50 % sektoral am höchsten liegt. Das Leitszenario des BMU ist ein Szenario, das besonders den Ausbau der erneuerbaren Energien betrachtet und die Grundlage für eine Vielzahl anderer Szenarien bildet. Daher wird es für die Betrachtung der erneuerbaren Energien in diesem Kapitel zentral herangezogen.

Besonders starken Anteil an der Steigerung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien hat nach der Leitstudie die Windenergie, die von 40,4 TWh/a im Jahr 2008 auf 163,4 TWh/a im Jahr 2030 und auf 228,2 TWh/a im Jahr 2050 deutlich ansteigt. Bis 2020 speist sich der Zuwachs vor allem aus Onshore-Anlagen, ab 2020 vor allem aus Offshore-Anlagen. Nach 2030 findet der weitere Zubau nur noch auf geringem Niveau im Vergleich zu vorher statt. Bis auf die Wasserkraft steigt auch die Stromerzeugung aus anderen Bereichen der Erneuerbaren stark an. Ab 2020 werden überdies zusätzliche regenerativ basierte Stromimporte aus dem EU-Stromverbund angenommen, die im Jahr 2050 eine Höhe von 123,3 TWh/a (entsprechend ca. 15% bezogen auf die Gesamtnachfrage) erreichen.

Im Bereich der Wärmeenergie wird für das Jahr 2050 davon ausgegangen, dass die Hälfte der Nachfrage (3.000 PJ/a) von erneuerbaren Energien bereitgestellt wird. Hier ist aber zu beachten, dass die Gesamtmenge der nachgefragten Wärme bis dahin auf 59 % des heutigen Wertes sinkt.

Im Verkehr wird mit einer Steigerung des Einsatzes von Biokraftstoffen in 2050 in einer Höhe von 83,3 TWh/a gegenüber heute 1,4 TWh gerechnet. Ab 2020 spielt zudem Elektromobilität (11 TWh/a in 2050) und ab 2040 auch EE-Wasserstoff (57 TWh/a im Jahr 2050) eine gewisse Rolle.

In anderen Studien sind ebenfalls deutliche Steigerungen des Anteils der erneuerbaren Energien angenommen (Fraunhofer-ISI 2009; FFE 2009; Greenpeace 2009; WWF 2009). Eine genauere Übersicht findet sich im Kapitel 2 des Zwischenberichtes zum Projekt (Wuppertal Institut 2010b).



Für NRW gelten bei dem Ausbau der erneuerbaren Energien besondere Rahmenbedingungen verglichen mit der bundesdeutschen Betrachtung. So wird zum Beispiel der Ausbau der Offshore-Windenergie nur insofern eine Rolle spielen, als dass NRW als wichtiges Industriezentrum an entsprechende Anlagen angebunden werden muss. Einen Eindruck über die Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Minderung durch den Ausbau der erneuerbaren Energien in NRW im Jahr 2008 von 16,5 Mio. t gibt Allnoch et al. (2009) in Abbildung 1.

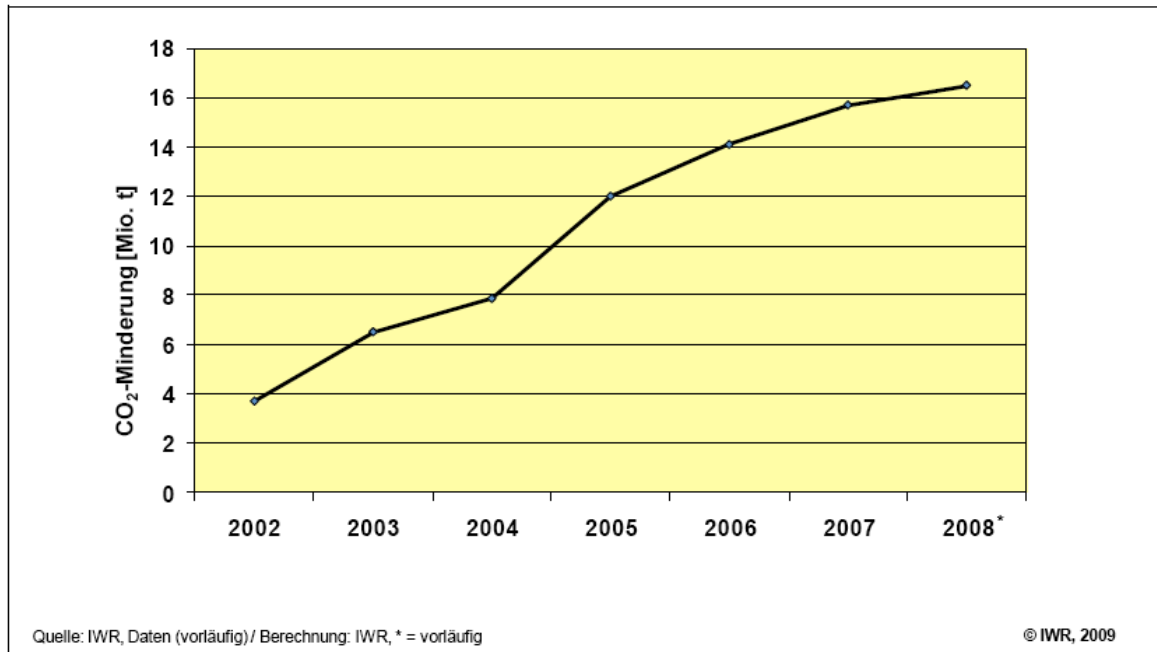


Abbildung 1: Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Minderung durch regenerative Energien und Grubengas in NRW

Quelle: Allnoch et al. 2009

### Vereinbarkeit mit anderen Klimaschutzmaßnahmen:

Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist im Wesentlichen mit anderen Klimaschutzmaßnahmen vereinbar. Ziel des Ausbaues ist es, die Erzeugung von Strom und Wärme mittels fossiler Brennstoffe abzulösen. Als konkurrierende Technologie ist in diesem Bereich nur die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) denkbar. Durch den nach den Klimaschutzszenarien notwendigen Ausbau der KWK (siehe auch BMU 2009b) wird sich die Wärme- und Stromproduktion aus fossil befeuerter KWK erhöhen. Im Gegensatz zu den Strommengen aus Atomkraftwerken oder großen Kohlekraftwerken stehen die Strommengen aus der KWK jedoch nicht in Konkurrenz zu den Strommengen aus erneuerbaren Energien. Das ergibt sich daraus, dass zur Erreichung der langfristigen Klimaschutzziele sowohl die erneuerbaren Energien als auch der Ausbau der KWK als notwendig erachtet werden und beide Technologien in einem zukünftigen Energiesystem miteinander gut verträglich sind. Zusätzlich wird in Zukunft auch eine weitere Verzahnung dieser beiden Technologien erwartet, da die effizienteste Strom- und Wärmeerzeugung aus Biomasse die KWK-Technologie ist.

Eine deutliche Steigerung der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien konkurriert allerdings mit einem großflächigen Einsatz von Carbon Capture and Storage (CCS), da

durch diesen die zentralen Kraftwerksstrukturen zur Erzeugung von Grundlast aus Kohlekraftwerken weiter bestehen bleiben würden. Eine genauere Beschreibung dieses Effektes findet sich in der Maßnahme „CCS im Verbund mit der Kraftwerkserneuerung und Nachrüstung“. Eine ähnliche Konkurrenzsituation ergäbe sich bei einem langfristigen Weiterbetrieb der deutschen Atomkraftwerke.

#### **Beiträge zur Versorgungssicherheit:**

Die heimische Erzeugung von Strom, Wasserstoff und Wärme aus erneuerbaren Energien leistet einen wichtigen Beitrag zur Senkung der Energieimporte und damit zur Versorgungssicherheit. Laut dem Szenario der Leitstudie von Nitsch und Wenzel sinkt durch den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland dessen Importabhängigkeit von derzeit 75 % auf 55 % im Jahre 2050. Dies gilt trotz eines Anteils von 5 % importierten Stroms aus erneuerbaren Energien. Allerdings ist die Verfügbarkeit einiger erneuerbarer Energienquellen, wie z.B. Wind oder Sonnenenergie, in Deutschland saisonal bedingt fluktuierend. Um derartige Fluktuationen auszugleichen bzw. auffangen zu können und eine hohe Versorgungssicherheit zu garantieren, gilt es Energiespeicher oder Regelkraftwerke vorzuhalten.

#### **Vereinbarkeit mit anderen politischen (Umwelt-)Zielen:**

Eine deutliche Steigerung bei der heimischen Erzeugung von Strom, Wasserstoff und Wärme aus erneuerbaren Energien führt zu umfangreichen Eingriffen in bestehende Infrastrukturen und Landnutzungen. Insbesondere im Natur- und Landschaftsschutz kann es zu Trade-Offs oder sogar zu „boomerang“-Effekten kommen. Dies gilt besonders für die Nutzung von Biomasse, die als nachwachsender Rohstoff vom Acker kommt. Bei der Gewinnung der Biomasse gibt es mit Erosion, Verminderung der Biodiversität durch Monokultur und Pestizideinsatz oder Nährstoffauswaschungen usw. die gleichen Effekte wie bei der Nahrungsmittel erzeugenden Landwirtschaft. Der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) gibt die Landwirtschaft in Deutschland als einen der wichtigsten Verursacher von Stickstoffüberschüssen und Phosphorbelastungen an (SRU 2007). Im Jahr 2010 wurden auf 2,15 Mio. ha nachwachsende Rohstoffen angebaut, das entspricht einem Anteil von 18 % an der gesamten Ackerfläche in Deutschland (FNR 2010). Dieser Anteil wird in Zukunft voraussichtlich noch wachsen, da die steigenden Anteile von Bioenergie an der Energieversorgung einen entsprechenden Flächenverbrauch nach sich ziehen, der aus heutiger Sicht nicht durch Importe allein abgedeckt wird. Bei der Ackerfläche gehen aktuelle Studien bei einem gleichbleibend hohen Selbstversorgungsgrad mit Nahrungs- und Futtermitteln von einer langfristig für die stoffliche und energetische Nutzung der Biomasse verfügbaren Fläche von 2,5-4 Mio. ha aus (BMELV und BMU 2009).

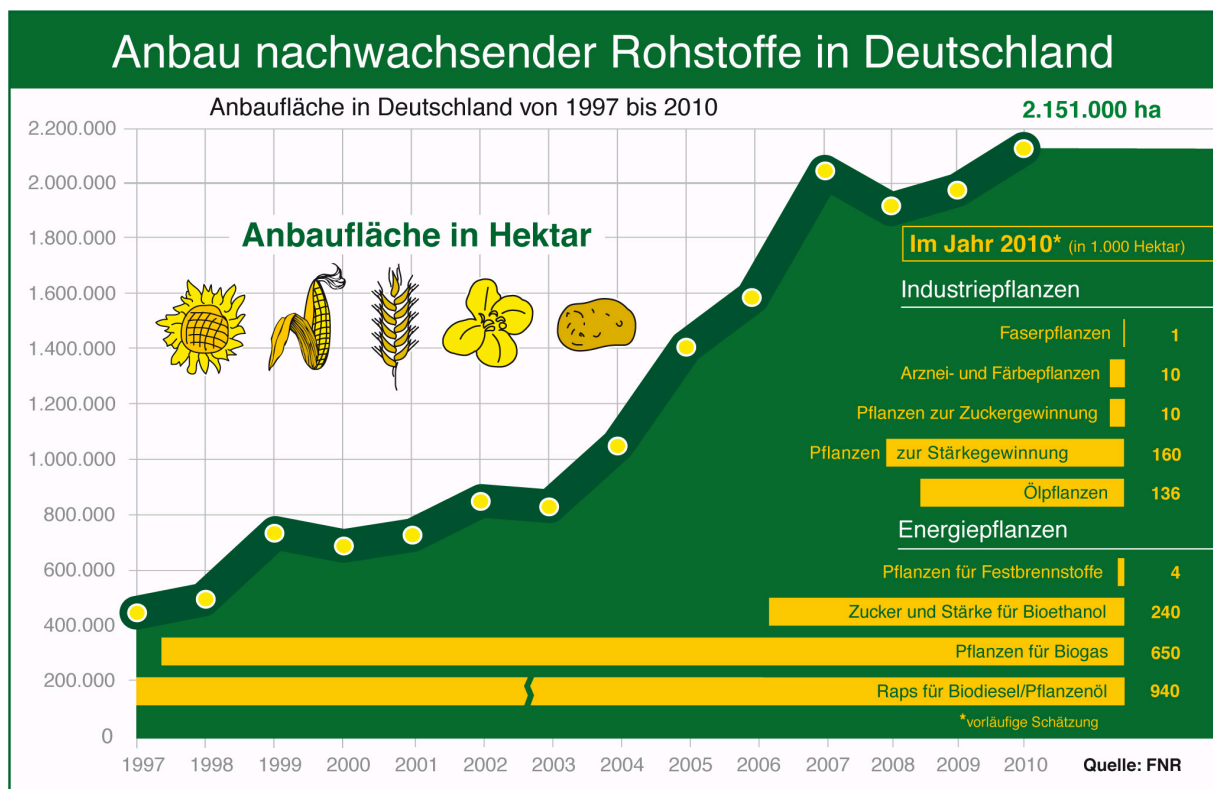


Abbildung 2: Entwicklung der Anbaufläche für nachwachsende Rohstoffe in Deutschland

Quelle: FNR 2010

Die Nutzung von Biomasse bei der Strom- und Wärmeerzeugung verursacht darüber hinaus weitere Emissionen von Luftschadstoffen wie Feinstaub und Stickoxide. Die Höhe dieser Emissionen ist allerdings durch die verwendete Biomasse, Anbaumethode und die genutzte Umwandlungstechnik sehr variabel. Dabei muss auch betrachtet werden, dass die Nutzung von Biomasse zur Strom- oder Wärmeerzeugung die Nutzung fossiler Energieträger ersetzt und damit auch deren Emissionen.

Auch die Errichtung und der Betrieb von Windenergieanlagen ist ein Eingriff in die Natur und hat entsprechende Auswirkungen. Während die Effekte bei Onshore-Anlagen bekannt sind, besteht bei Offshore-Windenergie noch erheblicher Forschungsbedarf. Die Nutzung anderer erneuerbarer Energiequellen kann ebenfalls zu negativen Umweltauswirkungen führen: Beispielsweise besteht infolge von Bohrungen zur Nutzung von Geothermiefotenzialen die Gefahr von Bodenabsenkungen oder Erderschütterungen. Die Nutzung von solarthermischen Kraftwerken ist mit einem signifikanten Wasserbedarf verbunden und kann insbesondere in wasserarmen Regionen die Ressourcenknappheit verschärfen. Überdies handelt es sich bei den zur Wärmeübertragung genutzten Thermoölen teilweise um toxische Stoffe. Der Betrieb von Wasserkraftwerken kann mit ökologischen Anpassungen der Flussläufe im Sinne einer höheren Durchlässigkeit einhergehen. Die Errichtung von Stauseen zieht häufig ebenfalls signifikante Umweltwirkungen nach sich. Bei der Herstellung von Photovoltaikmodulen werden teilweise toxische Materialien verwendet, wie z.B. Cadmiumtellurid (Cd) bei der Herstellung von Cadmiumtellurid (CdTe)-Modulen. Allerdings sind die Komponenten des Moduls eingeschlossen und versiegelt, so dass ein Kontakt mit der Umwelt weitgehend ausgeschlossen werden kann.

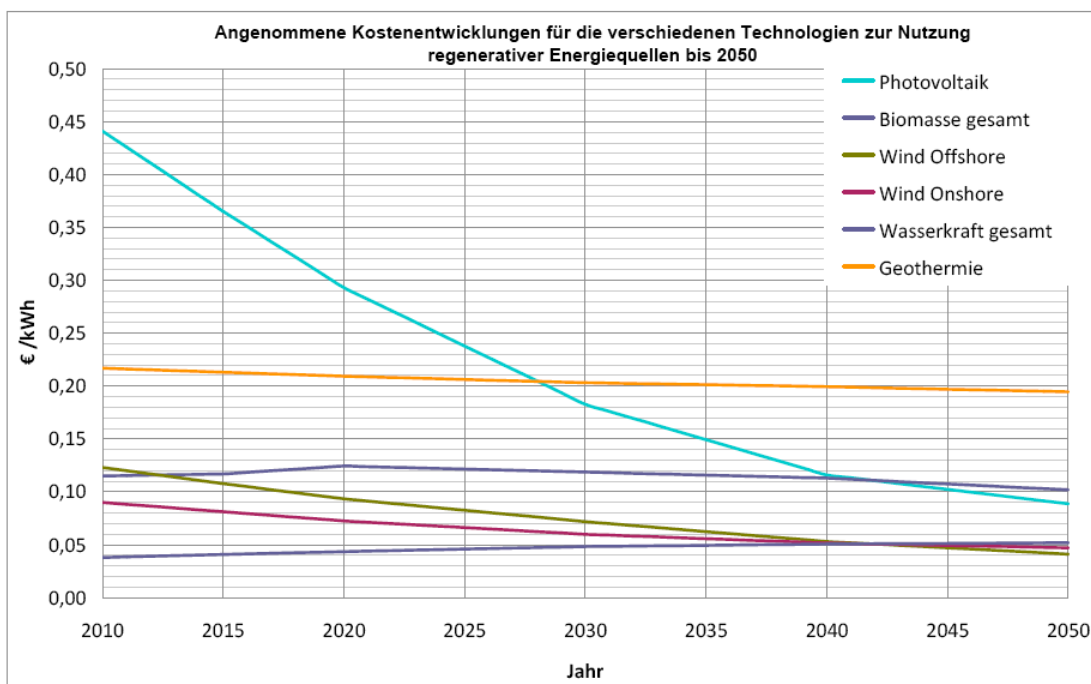
## 1.1.2 Ökonomie und Strukturentwicklung

### Wirtschaftlichkeit:

Die Wirtschaftlichkeit der heimischen Erzeugung von Strom, Wärme und Wasserstoff aus erneuerbaren Energien ist zwischen den einzelnen Technologien und Rohstoffen sehr unterschiedlich. Während die Stromerzeugung aus Wasserkraft schon heute gegenüber der fossilen und nuklearen Stromerzeugung konkurrenzfähig ist, sind andere Erzeugungsarten im direkten Vergleich mit der fossilen oder nuklearen Erzeugung wirtschaftlich im Nachteil.

In der langfristigen Betrachtung trägt die heimische Erzeugung von Strom, Wasserstoff und Wärme aus erneuerbaren Energien jedoch zu dem Ziel der Wirtschaftlichkeit der Energieerzeugung bei. Die Kostenentwicklung der letzten Jahre zeigt eine deutliche Verbesserung, so dass sich die Differenz zur fossil basierten Stromerzeugung in den nächsten Jahren weiter verringert und bei einzelnen Technologien wie der Windenergie sogar umkehren kann. Allerdings muss hier der Einzelfall betrachtet werden, je nach Standort und Technologie können die Entstehungskosten stark variieren.

**Angenommene Kostenentwicklungen für die verschiedenen Technologien zur Nutzung regenerativer Energiequellen bis 2050**



SRU/Stellungnahme Nr. 15–2010/Abb. 2-2; Datenquelle: DLR 2010, S. 41 ff.

Abbildung 3: Kostenentwicklung verschiedener erneuerbarer Energietechnologien

Quelle: SRU 2010

Die fossilen Brennstoffe werden in Zukunft u.a. durch steigende Kosten innerhalb des Emissionshandels belastet werden (vgl. Abbildung 4). Darüber hinaus wird erwartet, dass die sinkende Verfügbarkeit leicht zu erschließender Reserven für Rohöl, Erdgas und zunehmend auch Kohle zu steigenden Preisen bei Mineralölprodukten führen (IEA 2008).

**Angenommene Preisentwicklung für fossile Brennstoffe und CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte  
entsprechend dem Preispfad A (Deutlicher Preisanstieg) der Leitstudie**

Brennstoffpreise frei Kraftwerke; reale Preise, (Preisbasis 2005) <span style="color: red;">mit CO<sub>2</sub> - Aufschlag</span>											
	2000	2005	2006	2007	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
<b>Preisfad A: DEUTLICH</b>					<b>24,0</b>	<b>32,0</b>	<b>38,0</b>	<b>45,0</b>	<b>50,0</b>	<b>60,0</b>	<b>70,0</b>
CO <sub>2</sub> -Aufschlag; EUR/t											
Erdgas											
ct/kWh th	1,30	<b>1,86</b>	2,36	2,64	3,49	4,14	4,82	5,49	6,16	7,35	8,27
EUR/GJ	3,61	<b>5,17</b>	6,56	7,34	9,70	11,51	13,40	15,26	17,12	20,43	22,99
Anteil CO <sub>2</sub> -Aufschl. (%)					15,9	18,6	19,6	19,9	19,6	19,7	20,7
Steinkohle											
EUR/t	49,5	<b>66,1</b>	65,1	77,1	183,8	225,1	265,9	304,6	341,3	416,4	481,8
ct/kWh th	0,61	<b>0,81</b>	0,80	0,95	2,26	2,76	3,26	3,74	4,19	5,11	5,91
EUR/GJ	1,69	<b>2,26</b>	2,22	2,63	6,27	7,68	9,07	10,39	11,64	14,21	16,44
Anteil CO <sub>2</sub> -Aufschl. (%)					54,3	62,2	65,5	66,3	65,4	63,6	64,4
Braunkohle											
ct/kWh th	0,37	<b>0,38</b>	0,38	0,40	1,36	1,71	2,01	2,27	2,49	2,94	3,40
EUR/GJ	1,02	<b>1,06</b>	1,06	1,11	3,78	4,75	5,59	6,31	6,92	8,17	9,45
Anteil CO <sub>2</sub> -Aufschl. (%)					240	298	347	383	408	444	476

Abbildung 4: Kostenentwicklung fossiler Brennstoffpreise nach der Leitstudie

Quelle: Nitsch 2008

Die Herstellung von Wasserstoff aus heimischen erneuerbaren Energien benötigt wenigstens einen zusätzlichen Umwandlungsschritt gegenüber der direkten Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien. Daher ist hier mit einer Wirtschaftlichkeit ohne zusätzliche finanzielle Anreize bzw. günstige Anpassung von Rahmenbedingungen erst deutlich später zu rechnen. Ob diese überhaupt erreicht wird, hängt auch von der jeweiligen Nutzungsmöglichkeit und damit verbundenen Technik- und Infrastrukturkosten entlang der gesamten Kette (z.B. Elektrolyseur, Brennstoffzelle, H<sub>2</sub>-Speicher, H<sub>2</sub>-Tankstelle) für Wasserstoff ab. Wasserstoff kann in Fahrzeugen, zur Strom- und Wärmeerzeugung in Häusern, aber auch als Speicher (Kavernen, Beimischung zu Erdgas) für überschüssigen Strom genutzt werden.

#### **Struktureffekte (Beschäftigung):**

Der Ausbau der erneuerbaren Energien geht einher mit dem Ausbau der industriellen Produktion und Dienstleistungen rund um deren Nutzung. Je nach Technologie wird durch das Wachstum in diesem Segment eine mehr oder weniger große Anzahl von neuen Arbeitsplätzen geschaffen (Nettobeschäftigungseffekt). Dabei muss allerdings beachtet werden, dass z.B. die Steigerung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auch Stromerzeugung aus anderen Quellen verdrängt und sich in diesen Bereichen eine Minderung der Beschäftigtenzahlen ergeben kann. Hinzu kommt ausserdem der Budgeteffekt: Das Geld für erneuerbare Energien kann nicht für andere Produkte ausgegeben werden, so dass hier alternative Effekte anderer Förderungen beachtet werden müssen. Werden diese Effekte berücksichtigt, spricht man von einem Bruttobeschäftigungseffekt. Für die erneuerbaren Energien ergibt sich ein Bruttobeschäftigungseffekt von 300.500 (Abbildung 5).

	Beschäftigung durch Investitionen (einschl. Export)	Beschäftigung durch Wartung & Betrieb	Beschäftigung durch Brenn-/ Kraftstoffbereitstellung	Beschäftigung gesamt 2009	Beschäftigung gesamt 2008
Wind	70.000	17.100		87.100	85.100
Photovoltaik	61.800	2.800		64.600	57.000
Solarthermie	12.900	2.100		15.000	17.400
Wasserkraft	4.700	4.300		9.000	9.300
Geothermie	8.500	800		9.300	9.100
Biomasse	16.600	19.900		36.500	34.700
Biogas & fl. Biomasse	9.300	6.200		15.500	7.400
Biomassebrennstoffe			28.500	28.500	28.500
Biokraftstoff			28.500	28.500	25.200
<b>Summe</b>	<b>183.800</b>	<b>53.200</b>	<b>57.000</b>	<b>294.000</b>	<b>273.700</b>
Beschäftigung durch öffentliche/gemeinnützige Mittel				6.500	4.300
<b>Summe</b>				<b>300.500</b>	<b>278.000</b>

Quelle: Marlene O'Sullivan (DLR), Dietmar Edler (DIW), Marion Ottmüller (ZSW), Ulrike Lehr (GWS): "Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2009 - eine erste Abschätzung"; Stand: März 2010

Abbildung 5: Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland 2009

Quelle: BMU 2010c

In Nordrhein-Westfalen ist eine ähnliche Entwicklung zu beobachten (Abbildung 6). Ausgehend von den bundesweiten Zielen zum Ausbau der erneuerbaren Energien wird diese Entwicklung auch in Zukunft aller Voraussicht nach weiterlaufen.

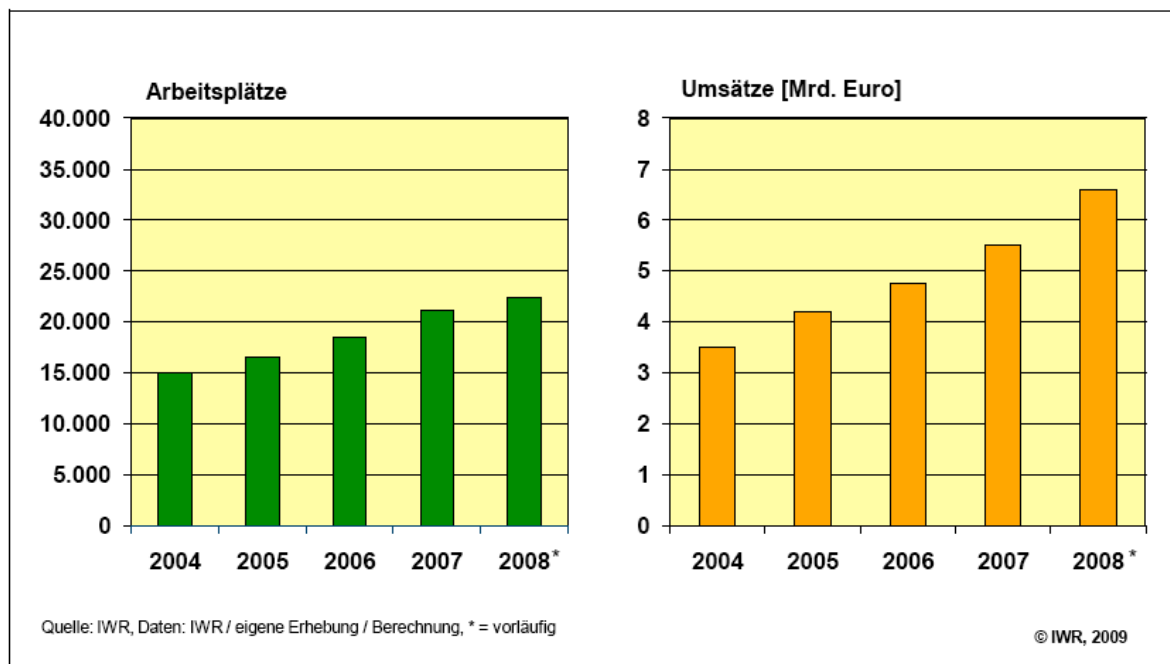


Abbildung 6: Beschäftigungs- und Umsatzentwicklung im Regenerativen Anlagen- und Systembau in NRW

Quelle: FNR 2010

**Potential zur Erhaltung zukunftsfähiger Industriestrukturen:**

Die Unternehmen aus dem Bereich der erneuerbaren Energien bauen zum großen Teil auf bestehenden, vor allem mittelständischen Industriestrukturen auf. Die Produktion von Windenergieanlagen setzt auf den klassischen Industriebereichen Maschinenbau, Elektrotechnik und Werkstoffkunde auf. In den vergangenen Jahren profitierte die junge Branche von den Kenntnissen und Ausbildungsgängen verwandter Bereiche. Inzwischen werden vermehrt spezielle Ausbildungen für die Windenergiebranche eingerichtet und der immer höheren Spezialisierung angepasst. Ähnliche Prozesse laufen in den anderen Bereichen der erneuerbaren Energien.

Die Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien stellt neue Anforderungen an die Struktur der Stromnetze und deren Gesamtsystem. Die fluktuierend auftretenden Strommengen aus Windenergie und Photovoltaik sind nur bis zu einer gewissen Höhe mit dem bisherigen Stromerzeugungssystem, das durch einen hohen Anteil an Grundlastzeugung gekennzeichnet ist, kompatibel. Daher werden durch die Integration eines steigenden Anteils von erneuerbaren Energien in das Stromnetz grundlegende Systemänderungen notwendig. Diese umfassen einen Ausbau des Stromnetzes und der Grenzkoppelstellen für ein europaweites Stromnetz zur Verteilung von Windstrom, aber auch ein verändertes Nachfrageverhalten mit intelligenter Netzsteuerung (smart grid). Auch der Stellenwert der Energiespeicher wird in einem solchen Energiesystem deutlich erhöht. Daraus ergeben sich zusätzliche Beschäftigungseffekte über die reinen Stromerzeugungsanlagen hinaus, die sich aber nur schwer quantifizieren lassen.

Im Bereich der Wärme sind die strukturellen Änderungsnotwendigkeiten nicht so gravierend wie im Strombereich. Der Wärmebereich ist aufgrund der Begrenzung der Lieferentfernung für Wärme eher lokal organisiert. Eine Umstellung der Wärmeerzeugung von fossilen auf erneuerbare Brennstoffe kann ohne grundlegende Änderung in der Netzinfrastruktur erfolgen. Zusätzlich bietet der geplante Ausbau der KWK ein hohes Potential für den Ausbau der Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien.

**Potential zur Bildung neuer Industriestrukturen:**

Auch wenn die erneuerbaren Energien auf bestehenden Industriestrukturen aufbauen, werden durch die Investitionen in die entsprechenden Branchen neue Strukturen geschaffen und etabliert. Im Jahr 2009 wurden in Deutschland über 17 Mrd. € in Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien investiert. Diesen Investitionen stehen etwa gleichgroßen Umsätze der deutschen Anlagenhersteller gegenüber. In den vergangenen haben deutsche Hersteller von erneuerbaren Energietechnologien eine weltweit führende Position in diesem wichtigen Marktsegment entwickeln können (BMU 2007b).

Das beste Beispiel für diese Entwicklung ist die Windenergiebranche. Hier war in den letzten Jahren ein deutlicher Anstieg der Beschäftigungszahlen zu verzeichnen (siehe Abbildung 7). Die Beschäftigten onshore sind blau, die Beschäftigten offshore orange dargestellt. In der weiteren Entwicklung sieht die Branche deutliche Arbeitsplatzeffekte im Bereich der Wind offshore.

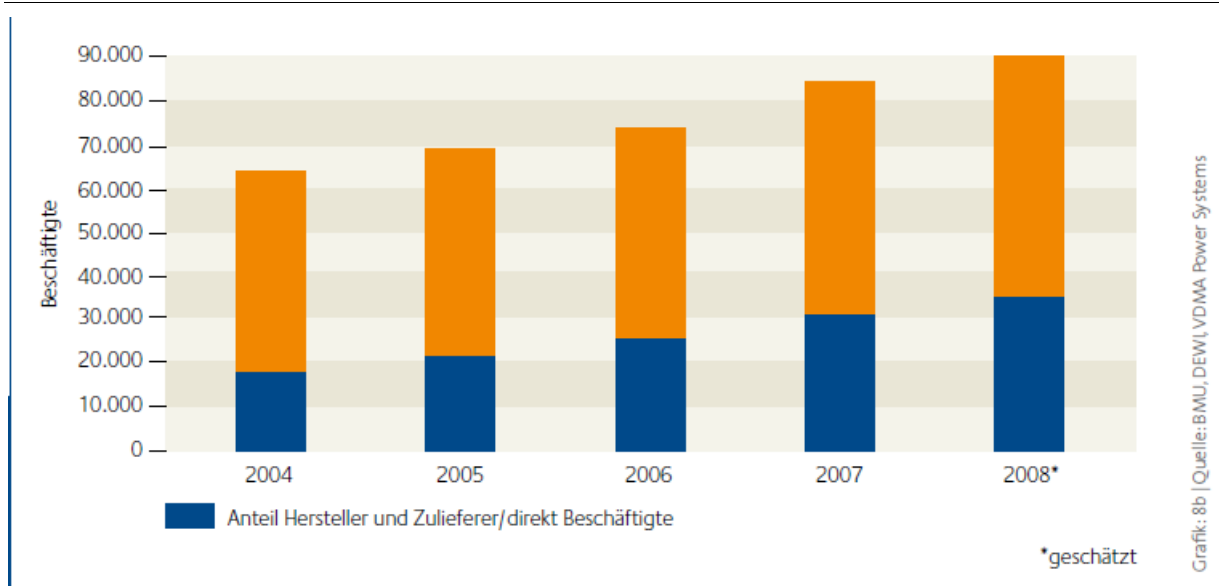


Abbildung 7: Beschäftigtenzahlen in der Windenergie in Deutschland

Quelle: VDMA Power Systems 2009

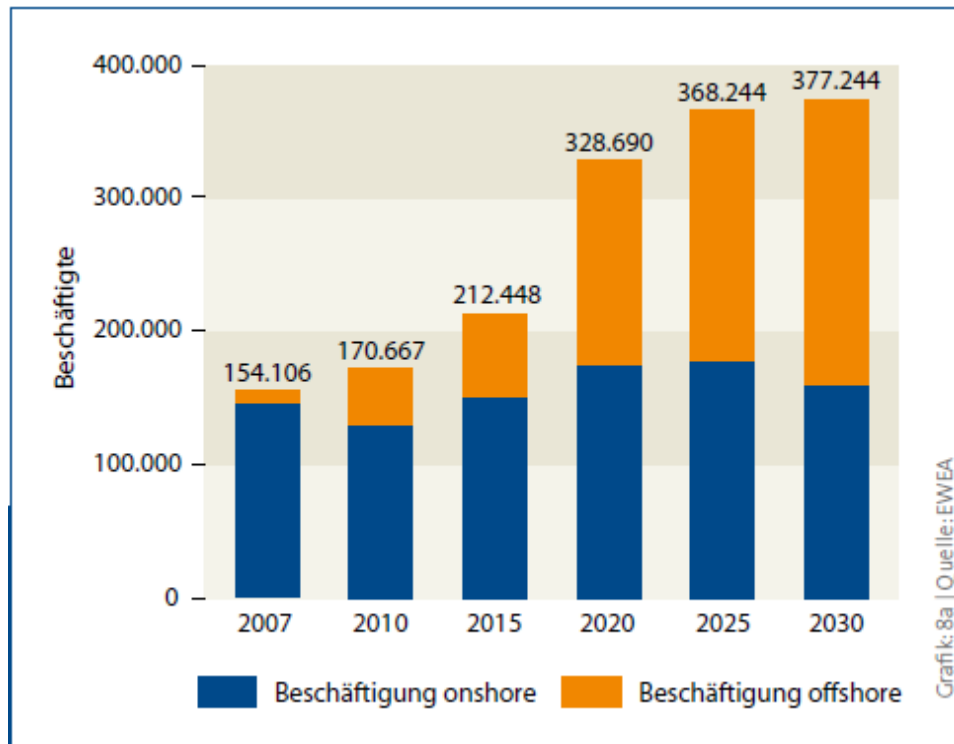


Abbildung 8: Prognose der Beschäftigtenzahlen in der Windenergie in Europa

Quelle: VDMA Power Systems 2009



### 1.1.3 Umsetzung in NRW

#### **Kompatibilität mit bestehenden Infrastrukturen:**

Eine Erhöhung der Nutzung von erneuerbarer Energie aus NRW wird erfordern, dass sich weite Teile der Energieinfrastruktur an neue Gegebenheiten anpassen müssen. Bei der Stromerzeugung und -verteilung konkurriert der Strom aus erneuerbaren Energien mit den bisherigen Stromerzeugern, insbesondere mit Kohle- und Kernenergiestrom. Bei einer solchen Entwicklung werden nicht nur Stromerzeugungseinheiten ersetzt, sondern auch vielfältige Systemwechselwirkungen entstehen, die eine Anpassung des Stromnetzes (Betrieb, Umfang und Struktur) nach sich ziehen bzw. diese voraussetzen. Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in NRW wird zum großen Teil auf dezentral verteilten Stromquellen wie PV, einzelnen WEA und kleinen Biomasse-BHKW beruhen und sich damit von dem heutigen System der zentralen Großkraftwerke grundsätzlich unterscheiden. Hinzu kommen eher „zentrale“ EE-Anlagen wie Windparks und große Biomassekraftwerke sowie RE-bedingte Stromtransite über das NRW-Stromnetz. Von dem bundesweit als notwendig angesehenen Ausbau der Übertragungsnetze (Dena 2005) wird NRW als ein Nachfrageschwerpunkt besonders betroffen sein.

Hohe Anteile von Windenergie und Photovoltaik mit ihren fluktuierenden Einspeisemustern benötigen ein flexibleres Stromerzeugungs-, Transport- und Verteilungssystem als es derzeit existiert. In diesem Zusammenhang werden neue Lastmanagementmaßnahmen, Netzbetriebsmittel, Betriebsstrategien und Energiespeicher zunehmend wichtig werden.

#### **Gesellschaftliche Akzeptanz:**

Die gesellschaftliche Akzeptanz von erneuerbaren Energien ist in Deutschland grundsätzlich hoch. In einer aktuellen repräsentativen Forsa-Umfrage, die im Auftrag der Agentur für Erneuerbare Energien durchgeführt wurde, sind für 80 % der Befragten in Deutschland die Nutzung und der Ausbau der erneuerbaren Energien wichtig, für weitere 15 % sehr wichtig (Forsa 2009). Im Gegensatz zu anderen Technologien, bei denen die Akzeptanz sinkt je näher die Befragten an den Anlagen wohnen, ist bei den erneuerbaren Energien die Akzeptanz derjenigen, die eigene Erfahrungen mit den Anlagen haben, sogar leicht erhöht. Dies gilt sowohl für Windkraft als auch Photovoltaik und Biomasseanlagen. Dagegen ist die Zustimmung für Energieerzeugungsanlagen auf fossiler und nuklearer Basis deutlich geringer. Während 73 % der Befragten Anlagen zur Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien in der Nachbarschaft gut bzw. sehr gut fänden, liegt die Zustimmung für Gaskraftwerke bei 14 %, für Kohlekraftwerke bei 6 % und für Atomkraftwerke bei 4 %.

In NRW sind die Ergebnisse ähnlich (Forsa 2010). Für 79 % der Befragten aus NRW sind der Ausbau und die verstärkte Nutzung der erneuerbaren Energien außerordentlich/sehr wichtig, für weitere 15 % wichtig. Während 67 % der Befragten in NRW Anlagen zur Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien in der Nachbarschaft gut bzw. sehr gut fänden, liegt die Zustimmung für Gaskraftwerke bei 15 %, für Kohlekraftwerke bei 11 % und für Atomkraftwerke bei 6 %.

Andere Umfragen bestätigen die hohe gesellschaftliche Akzeptanz von erneuerbaren Energien. Eine Studie von Schumann et al. (2010) zeigt, dass 92% aller Befragten die Nutzung von Solarenergie, 88% die Nutzung von Windenergie und 90% die Nutzung von

Wasserstoff positiv bewerten. Die Akzeptanz von Biomasse fiel im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energiequellen mit 74% geringer aus.

Trotz der genannten hohen Akzeptanzwerte hat der Bau von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien wiederholt zu Akzeptanzproblemen geführt, vor allem bei den Bürgern vor Ort. Dies kann, je nach Standort, insbesondere für Windkraftanlagen („Verspargelung der Landschaft“) und Biogasanlagen gelten. Auch die Nutzung von Geothermie wird zunehmend von Protesten der lokal ansässigen Bevölkerung begleitet. So hat sich beispielsweise im bayrischen Tutzing eine Bürgerinitiative gegen ein geplantes Geothermieprojekt formiert und Bürgerversammlungen abgehalten sowie Unterschriften gesammelt. Die Gegner weisen vor allem auf unsichere Auswirkungen von Tiefenbohrungen hin und bezeichnen diese als „dramatische Eingriffe in die Natur, die mit erheblichen Belastungen der Bevölkerung (...) verbunden sein würden“ (Merkur 2009).

### **Sonstige Einflussfaktoren:**

Die vielfältigen Technologien für die Nutzung erneuerbarer Energien sind grundsätzlich abhängig von den vorhandenen Dargebotspotentialen und der für eine Nutzung verfügbaren bzw. nötigen Infrastruktur. Die meisten Erzeugungsarten sind heute noch nicht an ihre Potentialgrenzen gelangt. Dies gilt für die Windenergie, bei der mit besseren Anlagen selbst an bestehenden Standorten große weitere Potentiale erschlossen werden können, wie auch für die Photovoltaik und die Solarthermie, bei der nur ein Bruchteil der verfügbaren Dach- und Freiflächen bereits genutzt werden. Auch die Biomassenutzung hat weitere Potentiale, allerdings fallen diese für die verschiedenen Arten unterschiedlich aus, wobei Nutzungskonkurrenzen zu berücksichtigen sind. Während zum Beispiel Stroh heute noch kaum energetisch genutzt wird, sind die Altholzströme in Deutschland aufgrund der Förderkulisse des Erneuerbaren Energiegesetzes (EEG) bereits weitgehend energetisch genutzt (siehe u.a. BMU 2008a; Wuppertal Institut und Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung 2008).

Eine Ausnahme bildet in Deutschland die Nutzung der Wasserkraft, die schon in den vergangenen Jahrzehnten insbesondere in den Gebirgslagen ausgebaut wurde und aufgrund von Flächen- Umweltrestriktionen kein großes Ausbaupotential mehr besitzt.

Ein weiteres Hemmnis können kritische Ressourcen darstellen. Kritische Ressourcen sind Rohstoffe, die für eine bestimmte Technologie gebraucht werden, aber bei einer angenommenen Ausbaustufe nicht oder nur eingeschränkt zeit- bzw. mengengerecht zur Verfügung stehen. Im Falle der erneuerbaren Energien werden dabei ausschließlich chemische Elemente betrachtet, da es bei Mineralien (z.B. Diamant) oder Gesteinen (z.B. Kaolin) derzeit keine solche Abhängigkeiten gibt .

Viele Technologien für erneuerbare Energien basieren auf Konstruktionswerkstoffen, die in großen Mengen für vielfältige Anwendungen hergestellt werden. Das trifft etwa auf Wasserkraft, Windkraft oder Geothermie zu, bei denen vor allem Stahl, Beton, Aluminium, Kupfer oder faserverstärkte Kunststoffe zum Einsatz kommen. Aufgrund der insgesamt sehr großen Produktionsmengen für diese Stoffe ist nicht davon auszugehen, dass durch die zunehmende Einführung erneuerbarer Energien eine derartig wesentliche Nachfragesteigerung erfolgt, so dass hiervon die Verfügbarkeit nennenswert beeinflusst

würde (Wuppertal Institut 2010a). Zwar sind in jüngerer Vergangenheit viele Rohstoffpreise teilweise deutlich angestiegen, jedoch ist schwer einzuschätzen, inwieweit diese Entwicklung auf eine tatsächliche Knappheit der betroffenen Werkstoffe zurückzuführen ist. Grundsätzlich erhöhen steigende Rohstoffpreise die Investitionskosten von erneuerbaren Energietechnologien und erschweren somit deren Markteinführung.

Sehr viel offener ist die Frage dort, wo nicht in großen Mengen verfügbare Konstruktionswerkstoffe, sondern häufig aber nur in viel kleinerem Umfang nur begrenzt verfügbare Funktionswerkstoffe eingesetzt werden. Dies trifft insbesondere auf Teile der Photovoltaik zu, mit Einschränkungen auf die Nutzung von Biomasse, vor allem aber auch für die Speichertechnologien und damit verbundene Technologien wie Batterien und Brennstoffzellen.

Allerdings zeigt eine Übersicht über die verschiedenen potentiellen kritischen Ressourcen (Wuppertal Institut 2010a), dass es keine grundsätzlichen Engpässe für die erneuerbaren Energietechnologie gibt. In Fällen, in denen ein Engpass vorliegt, wie zum Beispiel bei den Stoffen Gallium, Germanium und Indium für die Photovoltaik, existieren Ersatzstoffe (in diesem Fall Silizium), die keiner solchen Beschränkung unterliegen.

#### **Handlungsmöglichkeiten für NRW:**

Die Handlungsmöglichkeiten für NRW bei der heimischen Nutzung von Strom, Wärme, Kraftstoff und Wasserstoff aus erneuerbaren Energien sind sehr vielfältig. Sie gliedern sich in folgende Bereiche:

- Verankerung der Ausbauziele in der Landesplanung
  - Dies ist eine wichtige Voraussetzung für die Umsetzung von erneuerbaren Energietechnologien in der Fläche und gehört zu den zentralen Aufgaben eines Bundeslandes
- Verringerung der Hemmnisse beim Ausbau der erneuerbaren Energien
  - Dazu gehört der Abbau von Hindernissen in der Verwaltung, im Ordnungs- und Genehmigungsrecht und im Planungsprozess sowie die Schaffung von Schlichtungsstellen für Konflikt- und Streitfälle.
- Unterstützung bei der Ausschöpfung von Bundesmitteln
  - . Unterstützung nordrhein-westfälischer Institutionen bei der Beantragung von Fördermitteln aus Bundesprogrammen zur Erforschung und Entwicklung von erneuerbaren Energien (z.B. durch Informationsangebote, Netzwerke, Beratung) kann zu einer verstärkten Präsenz der NRW-Forschung im Bereich Erneuerbare führen.
- Ergänzende Förderprogramme zur lokalen Potentialermittlung und -ausnutzung
  - Hierdurch können die besonderen geografischen und strukturellen Gegebenheiten in Nordrhein-Westfalen berücksichtigt und entsprechende Potentiale angesprochen werden.
- Schaffung und Aufrechterhaltung von unterstützenden Strukturen

- Proaktive Informationsangebote für Verbraucher und Wirtschaft durch Institutionen wie die Energieagentur NRW kann wichtige Impulse zur Aktivierung vorhandener Potentiale geben.

### **Umsetzungstiefe der Handlungsmöglichkeiten:**

Die vielfältigen Handlungsmöglichkeiten von Nordrhein-Westfalen beim Ausbau der erneuerbaren Energien können durch sehr unterschiedliche Maßnahmen angesprochen werden, die eine sehr breite Spanne an Umsetzungstiefen aufweisen. Zu Maßnahmen mit einer hohen Umsetzungstiefe zählen auch Maßnahmen des Landesplanungs- und des Ordnungsrechts.

Bei der Verringerung von Hemmnissen beim Ausbau der erneuerbaren Energien kann das Land Vorgaben für die weitere Nutzung machen. Zum Beispiel können die Regelungen des Gesetzes für Wärme aus erneuerbaren Energiequellen, die sich schwerpunktmäßig auf Neubauten beziehen, durch ergänzende Landesgesetzgebung auch auf den Gebäudebestand übertragen werden.

Auch bei der Nutzung der Windenergie hat das Land die Möglichkeit, durch Erlasse die Abstände von Wohnbebauung, die maximal zulässige Höhe und die Größe der Vorranggebietsausweisungen festzulegen. Damit verfügt das Land über vielfältige Handlungsmöglichkeiten von hoher Umsetzungstiefe.

Andere Handlungsoptionen wie die Unterstützung bei der Beantragung von Fördermitteln in Bundesprogrammen zur Förderung erneuerbarer Energien und Informationsangebote für Verbraucher weisen hingegen eine geringe Umsetzungstiefe auf.

## **1.2 Import von Strom aus erneuerbaren Energien**

### **1.2.1 Klimaschutz und Energiepolitik**

#### **CO<sub>2</sub>-Minderungspotential:**

Das CO<sub>2</sub>-Minderungspotential durch den Import von erneuerbarem Strom ist langfristig als hoch anzusehen. Im Leitszenario 2009 des BMU (2009a) (BMU 2009b) wächst ab dem Jahr 2020 die Bedeutung des europäischen Stromverbundes auf der Basis erneuerbarer Energien, der auch den Import von Strom aus solarthermischen Kraftwerken Nordafrikas mit einschließt. Sowohl aus ökonomischer Sicht als auch aus Gründen der Energieversorgungssicherheit und der verbesserten Integrationsmöglichkeiten von EE in die Gesamtversorgung, haben ein wachsender großräumiger Verbund aus EE und die damit möglichen Stromimporte, z.B. auch aus Nordafrika, Vorteile (BMU 2009b). Der Nettoimport für Strom aus erneuerbaren Energien wird gemäß dem Leitszenario 2009 im Jahr 2020 knapp 2,7 TWh betragen und dann bis zum Jahr 2030 bzw. 2050 auf 40 bzw. 121 TWh ansteigen. Bis zum Jahr 2020 wird der importierte Strom durch Offshore-Windenergie bereitgestellt, im Jahr 2030 schon zu 50 % auch durch Solarstrom. Der Anteil von Solarstrom an der importierten Strommenge aus erneuerbaren Energien steigt bis 2050 auf 70 %.

In den Energieszenarien der Bundesregierung (EWI et al. 2010) kommt es ebenfalls zu steigenden und signifikanten Nettostromimporten nach Deutschland bis 2050. Auf erneuerbaren Energien entfallen dabei im Referenzszenario im Jahr 2050 rd. 29 TWh und in den Zielszenarien ca. 62 - 93 TWh.

Ein Vergleich verschiedener Langfristszenarien (siehe Abbildung 9) zeigt, dass in den Szenarien der Importstrom aus erneuerbaren Energien trotz unterschiedlicher Höhe eine deutliche Rolle spielt.

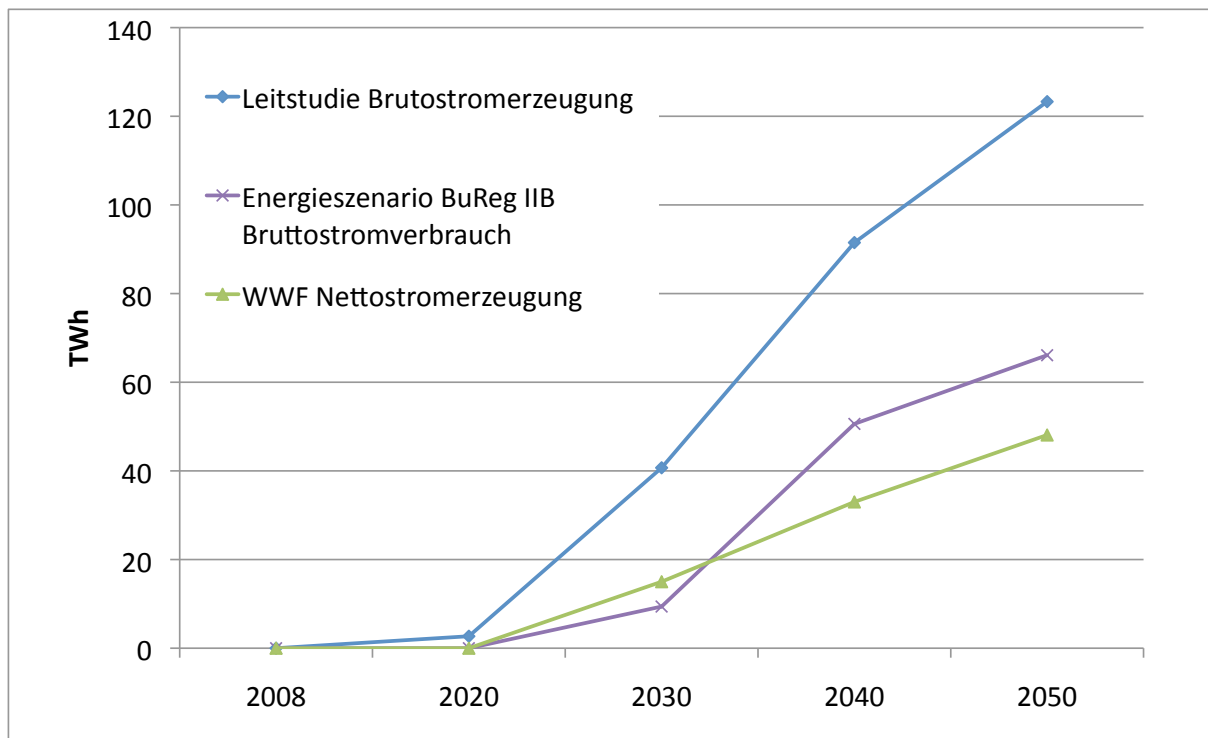


Abbildung 9: Vergleich der Importstrommengen aus erneuerbaren Energien in verschiedenen Energieszenarien

Quelle: BMU 2009a; EWI et al. 2010; WWF 2009

### **Vereinbarkeit mit anderen Klimaschutzmaßnahmen:**

Der Import von Strom aus erneuerbaren Energien ist im Wesentlichen mit anderen Klimaschutzmaßnahmen vereinbar.

### **Beiträge zur Versorgungssicherheit:**

Der Import von Strom aus erneuerbaren Energien hat Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit (s.u.). Ob Erstere positiv oder negativ sind, hängt damit zusammen, welchen Strom oder welchen Brennstoff dieser Importstrom verdrängt. Verdrängt der Importstrom aus erneuerbaren Energien z.B. heimischen Braunkohlestrom, so sinkt die Versorgungssicherheit innerhalb des Zeitraums mit ausreichender Verfügbarkeit. Verdrängt der Importstrom jedoch Strom aus importierter Steinkohle, so ändert sich an der Importabhängigkeit eher wenig. Eine Veränderung der Versorgungssicherheit wird in diesem Falle von der politisch-wirtschaftlichen Stabilität und Verlässlichkeit der jeweiligen Importländer beeinflusst. Allerdings kann eine Diversifizierung der importierten Energieträger im Strommix die Versorgungssicherheit generell erhöhen.

Dies gilt insbesondere für den sektorübergreifenden Einsatz von Importstrom aus erneuerbaren Energien z.B. im Personenverkehr für die Wärmeversorgung.

### Vereinbarkeit mit anderen politischen (Umwelt-)Zielen:

Trade-offs zu anderen umweltpolitischen Zielen aus importiertem Strom aus erneuerbaren Energien existieren in dem benötigten Ausbau der Transeuropäischen Netze. Hier kommt es zu Umweltbelastungen, wie sie für leitungsgebundene Infrastrukturmaßnahmen typisch sind. Insbesondere sind hier Naturschutz und Flächenschutz berührt.

## 1.2.2 Ökonomie und Strukturentwicklung

### Wirtschaftlichkeit:

Die langfristigen Stromerzeugungs- und Verteilungskosten für Importstrom aus erneuerbaren Energien sind nur schwer abzuschätzen. Abschätzungen aus dem Leitszenario 2009 (BMU 2009b) gehen von mittleren Stromgestehungskosten von Stromimporten in Höhe von 8,2 €ct/kWh im Jahr 2020 und 6,1 €ct/kWh im Jahr 2050 aus (s. Abbildung 10).

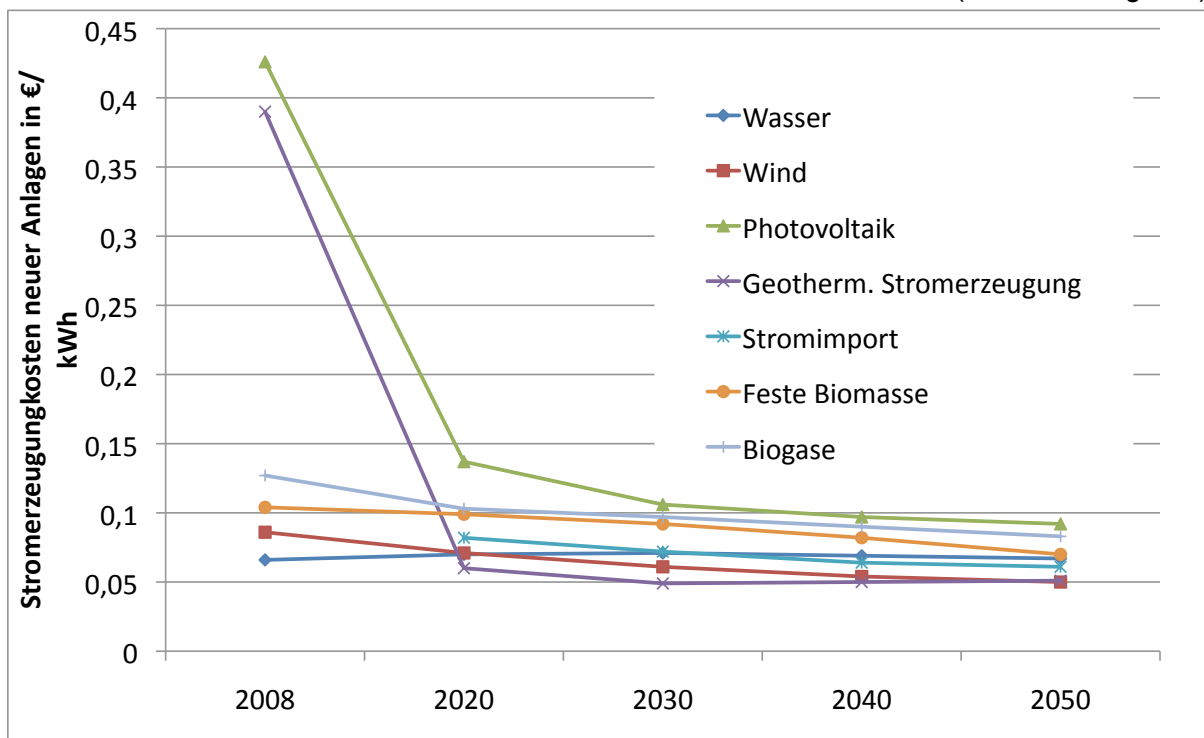


Abbildung 10: Mittlere Stromgestehungskosten neuer Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien in €/kWh

Quelle: Eigene Darstellung nach BMU 2009a

Die Stromgestehungskosten liegen damit langfristig etwa im unteren Bereich der anderen Stromerzeugungsarten aus erneuerbaren Energien. Allerdings sind diese Betrachtungen stark an die Marktentwicklung gekoppelt. Während ein derartiger Trend für die Photovoltaik mittlerweile stattfindet, ist dies bei CSP aufgrund des frühen Stadiums der Technologiedemonstration und Markteinführung noch annahmestützt und damit sehr unsicher.

Die Investitionssummen, die zum Aufbau der Netzinfrastruktur eines Transeuropäischen Netzes bis zum Jahr 2050 nötig sind, werden von dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) in einer Größenordnung von 45 Mrd. € abgeschätzt, d.h. pro Jahr im Mittel bei etwa 1,13 Mrd. €. Dazu kommen Investitionskosten von 350 Mrd. € für den Aufbau solarthermischer Kraftwerke in den MENA-Ländern für die Produktion von Strom für Europa (DLR 2006). Ein Ausbau eines transeuropäischen Netzes dient aber nicht nur der Durchleitung von Strom aus CSP-Anlagen in Nordafrika, sondern kann auch für die Anbindung von Offshore-Windenergieanlagen, z.B. aus der Nordsee, genutzt werden.

#### **Struktureffekte (Beschäftigung):**

Für den Import von Strom aus erneuerbaren Energien ist der Ausbau des Transeuropäischen Netzes eine wichtige Voraussetzung. Daher wird der Ausbau der Netzkapazität zum Teil auch in Deutschland stattfinden und dort Beschäftigungseffekte haben. Die Auswirkungen durch den Ausbau der Technologie zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sind allerdings indirekt, da die Stromerzeugung in anderen europäischen Ländern oder sogar in Nordafrika erfolgen wird. Beschäftigungseffekte resultieren dann aus dem Export der entsprechenden Technologien (zzgl. einschlägige Dienstleistungen). Wie hoch diese Effekte sein könnten, lässt sich aus heutiger Sicht nicht sagen. Da aber ein Teil dieser Stromerzeugung aus Offshore-Windenergieanlagen besteht und bei einer Exportquote von über 80 % heute schon 87.100 (FNR 2010) Menschen in diesem Bereich arbeiten, lässt sich in diesem Bereich ein wichtiges Potential absehen.

Überdies zählen deutsche und insbesondere nordrhein-westfälische Unternehmen zu den weltweit führenden Herstellern von Komponenten für CSP-Kraftwerke. Die Flagsol GmbH mit Hauptsitz in Köln ist eine 100%ige Tochter der Solar Millennium AG und ist einer der weltweit führenden Anbieter von Parabolrinnentechnologien. Ferrostaal ist in Essen angesiedelt und zählt den führenden Generalunternehmern im Bereich CSP. Die Solar Power Group, ebenfalls in Essen ansässig, ist zu 43% im Besitz von Ferrostaal und fungiert als Anbieter für die Fresneltechnologie. Neben den genannten Unternehmen mit einem hohen Spezialisierungsgrad bieten CSP-Anlagen große Schnittmengen mit dem konventionellen Kraftwerksbau, der in NRW stark verankert ist.

#### **Potential zur Erhaltung zukunftsfähiger Industriestrukturen:**

Der Import von Strom aus erneuerbaren Energien kann zu der langfristigen Unterstützung des Maschinen- und Anlagenbaus, insbesondere der Windenergiebranche, beitragen. Auch der notwendige Netzausbau (inkl. Planung, Wartung und Betrieb) kann für die bestehenden Energieversorgungsunternehmen und Anbieter von innovativen Betriebsmitteln, wie z.B. Hochtemperaturleiterseilen, ein Betätigungsfeld sein.

#### **Potential zur Bildung neuer Industriestrukturen:**

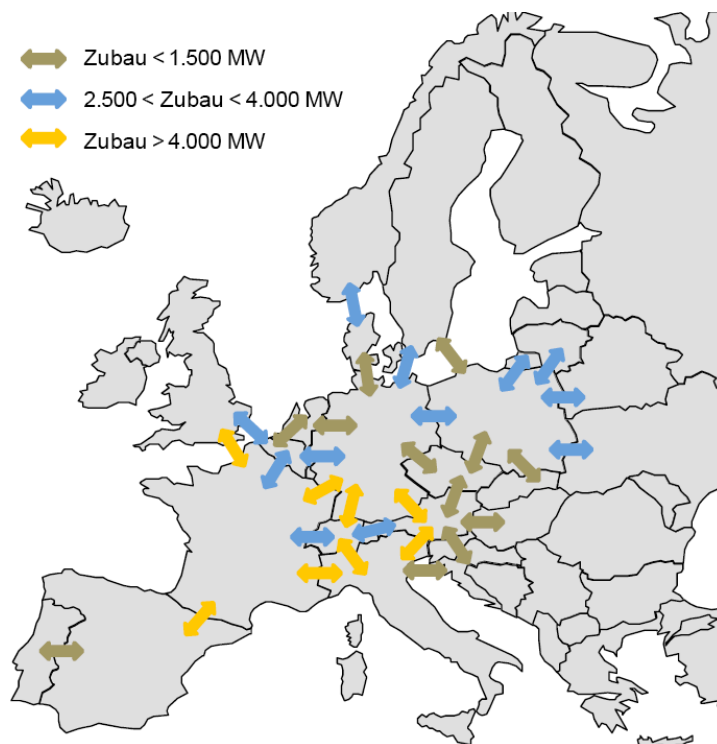
Durch die Investition in die entsprechenden Anlagentechniken und Infrastrukturen werden voraussichtlich zusätzliche, neue Strukturen geschaffen und etabliert. Für den Import von Strom aus erneuerbaren Energien bietet sich dort vor allem die Planung und Entwicklung von solarthermischen Kraftwerken an. In den Ausbauszenarien haben diese Kraftwerke den zentralen Anteil an der Stromerzeugung aus dem Mittelmeerraum. Allerdings ist diese Technologie aufgrund der mitteleuropäischen Lage kaum in Deutschland einsetzbar, so dass

eine Technologie- und Exportentwicklung ohne heimischen Markt (mit Ausnahme von Demonstrationen) durchgeführt werden muss. Dadurch haben andere Länder wie Spanien einen natürlichen Vorteil bei dieser Technologieentwicklung. Weltweit werden derzeit etwa 0,6 GW an solarthermischen Kraftwerken betrieben, die gleiche Kapazität befindet sich derzeit in Bau. Weitere Projekte in der Größenordnung von 6 - 8 GW befinden sich derzeit in der Entwicklung. Dabei sind vor allem deutsche und spanische Hersteller dominant (FVEE 2009).

### 1.2.3 Umsetzung in NRW

#### Kompatibilität mit bestehenden Infrastrukturen:

Die Voraussetzung für den Import von Strom aus erneuerbaren Energien ist der Ausbau des transeuropäischen Netzes und der für den Netzübergang notwendigen Kuppelstellen (siehe Abbildung 11). Dieser Ausbau geht einher mit dem notwendigen Netzausbau innerhalb Deutschlands, der bereits allein aufgrund der zu erwartenden Strommengen aus Offshore-Windenergie nötig wird (Dena 2005). Die Infrastrukturanforderungen sind also hoch, wobei ein großer Teil der notwendigen Anpassungen außerhalb Deutschlands stattfinden wird.



Prognos / EWI / GWS 2010

Abbildung 11: Angenommener Ausbau an Kuppelleitungskapazitäten bis 2050

Quelle: EWI et al. 2010

#### Gesellschaftliche Akzeptanz:

Die allgemeine gesellschaftliche Akzeptanz von erneuerbaren Energien ist sehr hoch. In einer aktuellen repräsentativen Forsa-Umfrage sind für 80 % der Befragten in Deutschland



die Nutzung und der Ausbau der erneuerbaren Energien wichtig, für weitere 15 % sehr wichtig (EWI et al. 2010). Im Gegensatz zu anderen Technologien, bei denen die Akzeptanz sinkt, je näher die Befragten bei den Anlagen wohnen, ist bei den erneuerbaren Energien die Akzeptanz derjenigen, die eigene Erfahrungen mit den Anlagen haben, sogar leicht erhöht. Dies gilt sowohl für Windkraft als auch Photovoltaik und Biomasseanlagen. Dagegen ist die Zustimmung für Energieerzeugungsanlagen auf fossiler und nuklearer Basis deutlich geringer. Während 73 % der Befragten Anlagen zur Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien in der Nachbarschaft gut bzw. sehr gut fänden, liegt die Zustimmung für Gaskraftwerke bei 14 %, für Kohlekraftwerke bei 6 % und für Atomkraftwerke bei 4 %.

In NRW sind die Ergebnisse ähnlich (Forsa 2010). Für 79 % der Befragten aus NRW ist der Ausbau die verstärkte Nutzung der erneuerbaren Energien außerordentlich/sehr wichtig, für weitere 15 % wichtig. Während 67 % der Befragten in NRW Anlagen zur Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien in der Nachbarschaft gut bzw. sehr gut fänden, liegt die Zustimmung für Gaskraftwerke bei 15 %, für Kohlekraftwerke bei 11 % und für Atomkraftwerke bei 6 %.

Andere Umfragen bestätigen die hohe gesellschaftliche Akzeptanz von erneuerbaren Energien. Eine Studie von Schumann et al. (2010) zeigt, dass 92% aller Befragten die Nutzung von Solarenergie, 88% die Nutzung von Windenergie und 90% die Nutzung von Wasserstoff positiv bewerten. Die Akzeptanz von Biomasse fiel im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energiequellen mit 74% geringer aus.

Trotz der genannten hohen Akzeptanzwerte hat der Bau von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien wiederholt zu Akzeptanzproblemen geführt, vor allem bei den Bürgern vor Ort. Soweit es sich um den Ausbau von Stromnetzen innerhalb Deutschlands handelt, ist wie bei allen großflächigen Bauprojekten mit Akzeptanzschwierigkeiten bei den direkt Betroffenen zu rechnen. Untersuchungen zeigen, dass zwar die prinzipielle Notwendigkeit neuer Stromleitungen anerkannt wird, neue Freileitungen vor allem durch direkt Betroffene aber sehr negativ bewertet werden. Gesundheitliche Befürchtungen sowie die erwarteten negativen landschaftlichen Effekte stehen dabei als Argumente im Vordergrund. Erdkabel werden gegenüber Freileitungen deutlich bevorzugt, zudem wird ein Bau der neuen Leitungen entlang von bereits bestehenden Infrastrukturtrassen befürwortet (Schweizer-Ries et al. 2010).

Allerdings dürften weniger Akzeptanzschwierigkeiten hinsichtlich der Anlagen auftreten, da diese nicht in Nordrhein-Westfalen stehen.

### **Sonstige Einflussfaktoren:**

Ein besonderes Hemmnis in der Umsetzung von Stromimporten aus erneuerbaren Energien besteht in der Notwendigkeit multinationaler Zusammenarbeit. Schon die Koordination des Netzausbaus auf EU-Ebene stellt große Herausforderungen in der internationalen Kooperation dar. Bei Berücksichtigung der EU-Anrainerstaaten und weiterer Staaten in der Mittelmeerregion sind aufgrund der unterschiedlichen Interessen der Länder umfangreiche und langwierige Abstimmungen zu erwarten. Dies lassen zumindest die bisherigen deutlichen Verzögerungen sowohl beim Ausbau des europäischen (Stärkung des

Binnenmarktes) als auch des deutschen (EE-Stromintegration) Verbundnetzes trotz bestehender politischer Unterstützung vermuten.

### **Handlungsmöglichkeiten für NRW:**

Nordrhein-Westfalen kann die Grundlagen für eine positive Industrieentwicklung in den Branchen unterstützen, die für den Aufbau eines transeuropäischen Netzes und der Stromerzeugung durch solarthermische Kraftwerke notwendig sind. Dabei ist besonders die Forschung und Entwicklung von Komponenten für solarthermische Kraftwerke und für Stromnetze ein wichtiger Bereich. Hier kann Nordrhein-Westfalen dazu beitragen, dass die Nachteile, die aus einem nicht vorhandenem Heimatmarkt dieser Technologie herrühren, kompensiert werden.

Nordrhein-Westfalen kann auch durch die Landesplanungsinstrumente und eine akzeptanzfördernde Informationspolitik den Ausbau der Verbundnetze innerhalb der Grenzen Nordrhein-Westfalens ermöglichen.

### **Umsetzungstiefe der Handlungsmöglichkeiten:**

Für den Ausbau des Übertragungsnetzes innerhalb des Landes Nordrhein-Westfalen sind die Handlungsmöglichkeiten durch die Landesplanung sehr hoch, da der Ausbau der Netzinfrastruktur Bereiche des Raumordnungsrechtes berührt. Das Raumordnungsrecht zählt zu den möglichen Kernfeldern einer spezifischen Landespolitik zur Förderung von erneuerbaren Energien. Im Raumordnungsrecht werden die Entwicklungslinien für die räumliche Nutzung festgelegt. Den übergeordneten Rahmen beschreibt das Raumordnungsgesetz des Bundes (ROG), das auf Grundlage der bis Mitte 2006 bestehenden Bundeskompetenz zur Rahmengesetzgebung ergangen ist (Art 75 I Nr. 4 GG a.F.). Die Länder sind innerhalb des durch das ROG vorgegebenen Rahmens zur eigenständigen Gesetzgebung frei und können insbesondere Grundsätze und Ziele der Raumordnung eigenständig definieren. Auf dieser Basis verfügen die Bundesländer demnach über starke Einflussmöglichkeiten hinsichtlich der Schaffung infrastruktureller Voraussetzungen wie die für einen Ausbau erneuerbarer Energien notwendige Netzplanung (Forschungsstelle für Umweltpolitik 2007). Diese Kompetenzen zeichnen sich durch eine hohe Umsetzungstiefe aus.

Der Ausbau der Stromerzeugungstechnologie, die die Grundlage der Stromimporte bildet, kann von Nordrhein-Westfalen nur indirekt beeinflusst werden und weist demnach eine geringere Umsetzungstiefe auf. Während es sich bei der Windindustrie bereits um eine etablierte Branche handelt, ist der Wiedereinstieg in den kommerziellen Bau von solarthermischen Kraftwerken noch am Anfang und kann durch Förderung von Forschung und Entwicklung in NRW wichtige Zukunftsimpulse setzen. Überdies kann durch eine Priosierung einer umweltverträglichen Energieerzeugung im Landesentwicklungsplan der Ausbau erneuerbarer Energien grundsätzlich gefördert werden. Mit Blick auf den Import von regenerativ erzeugtem Strom gilt es aber insbesondere überlegen, wie die heimischen Hersteller bei der Errichtung von Pilot- und Demonstrationsanlagen im Ausland unterstützt werden können.

## 1.3 Speichertechnologien zur systemischen Ergänzung regenerativer Erzeugung

### 1.3.1 Klimaschutz und Energiepolitik

#### CO<sub>2</sub>-Minderungspotential:

Die schwankende Stromnachfrage wird derzeit über den Einsatz von fossil befeuerten Mittel- und Spitzenlastkraftwerken sowie über hydraulische Speichersysteme ausgeglichen. Bei steigenden Anteilen von erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung, von denen die Windenergie und die Photovoltaik dargebotsabhängig einspeisen und nur die Windenergie gut bzw. sinnvoll regelbar ist, wird der Bedarf an Speichersystemen in Zukunft deutlich ansteigen<sup>1</sup>. Notwendigkeit und Bedarf von Speichern hängen aber auch noch von anderen Faktoren ab. So verringert ein relativ hoher Sockel von Stromerzeugungskapazität in Braunkohlekraftwerken und Atomkraftwerken, die mit hoher Auslastung betrieben werden und Grundlast bereitstellen, die Flexibilität des Systems für den Lastfolgebetrieb. Speicher tragen selber nicht zur CO<sub>2</sub>-Minderung bei, sind aber essentiell notwendig, um die CO<sub>2</sub>-Minderungen der erneuerbaren Energien besser bzw. in größerem Umfang als ohne zusätzliche Speicher realisieren zu können.

Bei den Elektrizitätsspeichern gibt es verschiedene technische Optionen (siehe Abbildung 12 und Abbildung 13), die für die Flexibilisierung des Systems genutzt werden können. Davon kommt Druckluftspeichern, Pumpspeichern, Schwungrädern, elektrochemischen Speichersystemen, Batterien und Wasserstoff eine besondere Bedeutung zu. Zusätzlich gibt es die Möglichkeit, Energieträger wie Biogas so einzusetzen, dass sie in den Zeiten verstromt werden, in denen die Nachfrage nach Strom besonders hoch ist oder die Einspeisung aus erneuerbaren Energien besonders niedrig.

Darüber hinaus gibt es im Wärmesektor weitere Speicheroptionen. Wärme lässt sich besser und einfacher speichern als Elektrizität, die Anwendung ist allerdings lokal begrenzt. Einfache Speichersysteme zur Nutzung der Sonnenwärme sind inzwischen weit verbreitet. Dazu kommen in Zukunft Möglichkeiten von saisonalen Speichern, in denen die im Sommer aufgefangene Wärme gespeichert und im Winter zur Heizungsunterstützung genutzt wird. Besonders in Verbindung mit Passivhäusern können hier weitere technische Entwicklungen in der Zukunft erwartet werden.

---

<sup>1</sup> Neben Speichern bestehen aber auch auf der Nachfrageseite diverse Möglichkeiten in Form von Lastmanagement, um Erzeugung und Nachfrage besser aufeinander abzustimmen.

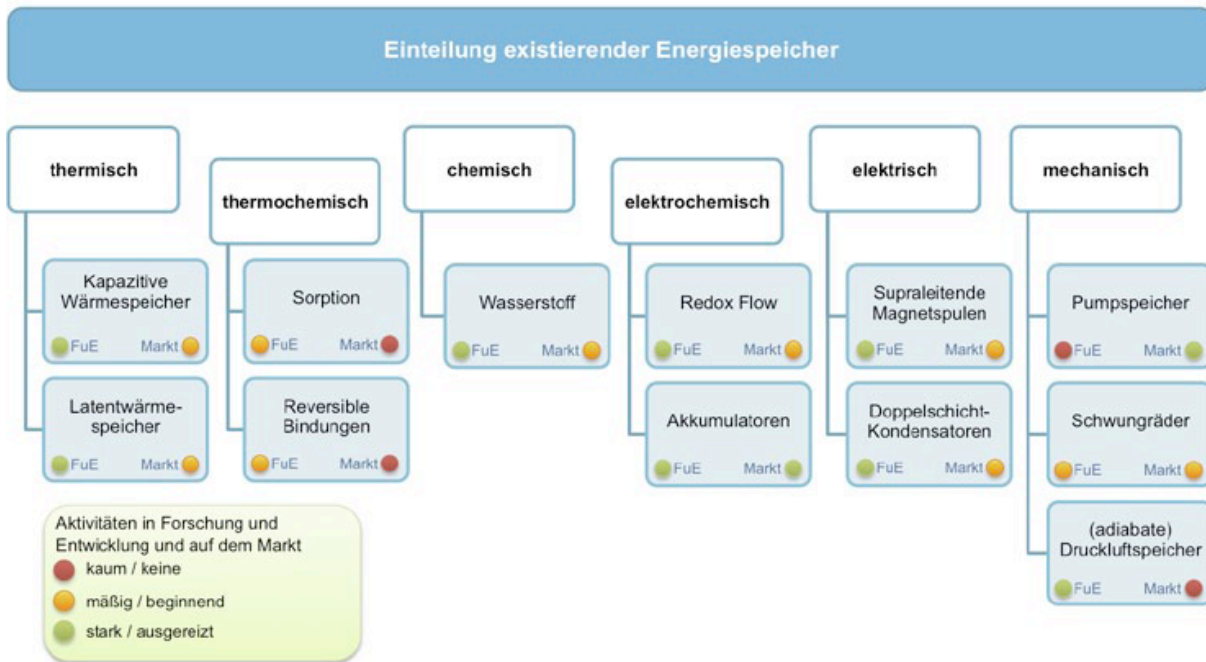
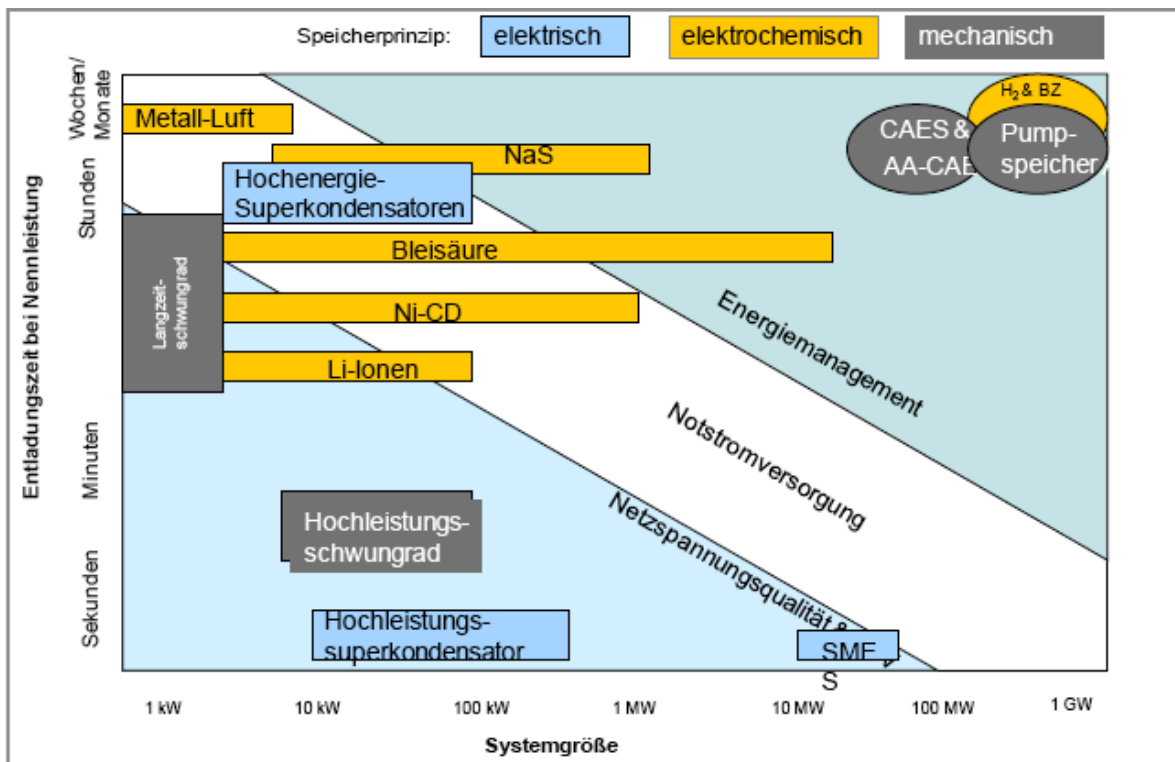


Abbildung 12: Einteilung existierender Energiespeicher

Quelle: Institut für Gründungs- und Innovationsforschung und Wuppertal Institut 2010



Quelle: ISEA 2008

Abbildung 13: Stromspeichertypen, -charakteristika und Einsatzfelder

Quelle: WWF 2009

**Vereinbarkeit mit anderen Klimaschutzmaßnahmen:**

Grundsätzlich ist eine flexible sowie längerfristige Speicherung von Strom eine notwendige Grundlage zur Erreichung eines hohen Anteils (>50 %) von erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung. Allerdings existieren besonders bei der Einrichtung von Druckluft- und Wasserstoffspeichern Nutzungskonkurrenzen mit anderen Technologien, die auf die gleichen geologischen Strukturen (z.B. Salzkavernen) zurückgreifen. Da der Umfang der geologischen Formationen, die für diese Nutzungen interessant sind, begrenzt ist muss hier eine Abwägung erfolgen. Konkurrierende Nutzungen sind die Ablagerung von CO<sub>2</sub> aus Kraftwerken im Rahmen von CCS, die Speicherung von Erdgas sowie die Nutzung der Tiefengeothermie.

**Beiträge zur Versorgungssicherheit:**

Energiespeicher tragen zur Versorgungssicherheit bei, da sie die Möglichkeit schaffen, die Einspeisung von Wärme und Strom aus fluktuierenden Quelle an die Nachfrage des Marktes anzupassen. Im Strombereich geht es vor allem um den Ausgleich von Lastwechseln im Netz sowie die Überbrückung von Windflauten und Schwankungen beim Import von Strom. Schon heute werden Schwankungen im Stromangebot oder in der Stromnachfrage über Pumpspeicherkraftwerke ausgeglichen. In Deutschland sind derzeit etwa 6.610 MW<sub>el</sub> in Pumpspeicherkraftwerken installiert (WWF 2009) und weitere gut 1.000 MW<sub>el</sub> in Planung (Janzing 2010).

**Vereinbarkeit mit anderen politischen (Umwelt-)Zielen:**

Die Trade-offs zu anderen umweltpolitischen Zielen hängen stark mit dem Grad des Ausbaus von weiteren Stromspeichern zusammen. So benötigen Pumpspeicherwerke großvolumige Speicherbecken. Diese Speicherbecken oberhalb des eigentlichen Wasserkörpers sind nur in geringem Maße natürlich vorhanden und erfordern zur Errichtung großflächige Erdbewegungen und Baumaßnahmen. Die Auswirkungen auf die Natur und die Umwelt sind daher lokal gravierend. Pumpspeicherwerke zeigen deutliche Eingriffe in den Naturhaushalt, durch Eingriff und Aufstauung zuvor freier Bach- oder Flussläufe oder durch Neuanlegen von großen Speicherbecken. Druckluftspeicher bedingen einen hohen Aufwand zur Ausspülung neuer Salzkavernen mit hohen Umweltauswirkungen der Salzabführung und Einleitung (BUND 2010).

**1.3.2 Ökonomie und Strukturentwicklung****Wirtschaftlichkeit:**

Die Wirtschaftlichkeit von Speichern muss in Verbindung mit ihrem Einsatz im Gesamtsystem gesehen werden. Die Umstellung der Stromerzeugung auf erneuerbare Energien setzt einen Ausbau von Stromspeichern (Tages- und Saisonspeicher) voraus, um die Fluktuationen im System ausgleichen und ausreichend Reserveleistung bereitstellen zu können. Investitionen in Speichertechnologien wie Pumpspeicher oder Druckluftspeicher werden aus heutiger Sicht nicht ausreichend durch den Markt allein angereizt. Zur Überwindung dieser Barriere aus Investorensicht werden daher vermutlich zusätzliche

Anreize erforderlich, die im Kontext des Gesamtsystems anzulegen sind. Dabei sind ihre unterschiedlichen Eigenschaften zu berücksichtigen, die sie für bestimmte Aufgaben prädestinieren oder ungeeignet machen. Dazu gehört die Stromspeicherkapazität, die Ent- oder Beladezeit sowie die Zyklenzahl.

Der Vergleich von Kosten und Erlösen verschiedener Speichersysteme für Regelenergie (Abbildung 14) zeigt, dass Pumpspeicherkraftwerke (PSW) den höchsten Gewinn abwerfen können, während neue (adiabate) Druckluftspeicherkraftwerke (CAES, AA-CAES) eine wirtschaftliche Alternative sein können. Gasturbinen waren zum Zeitpunkt 2007 nicht wirtschaftlich, allerdings kann sich das je nach Gaspreis und CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis auch wieder ändern.

Tabelle 1: Kostenvergleich unterschiedlicher Speichersysteme

<b>Speichertechnologie</b>	<b>Kosten (€/kWh)</b>
Pumpspeicher	100-500
Druckluftspeicher	40-100
Schwungrad	1000-5000
Kondensatoren	10.000-20.000
Spulen	30.000-200.000
Blei-Säure-Batterie	25-250
Li-Ion-Batterie	800-1.500
NaNiCl/NaS-Batterie	Noch nicht genau bezifferbar
Elektrolyseur/Wasserstoff	Noch nicht genau bezifferbar
Redox-Flow	100-1000

Quelle: nach WWF 2009

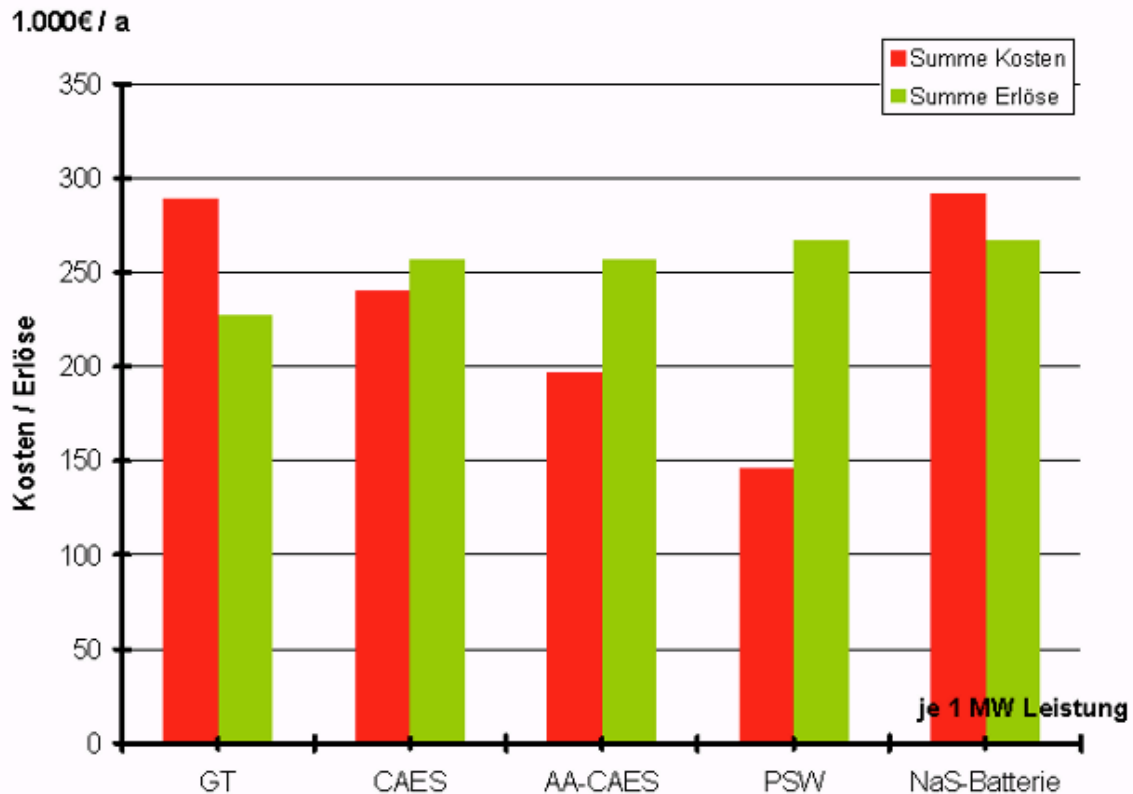


Abbildung 14: Kosten und Erlöse verschiedener Anlagen zur Bereitstellung von Regellenergie

Quelle: FFE 2007

**Struktureffekte (Beschäftigung):**

Die langfristigen Beschäftigungseffekte durch den Ausbau der Wasserkraft in Pumpkraftwerken sind nicht als besonders hoch anzuschlagen. Auch wenn die Einrichtung von Kraftwerken großen Investitionsumfang haben und bei Speicherkraftwerken aufwendige Baumaßnahmen nach sich ziehen, ist der Betrieb mit wenig Personal aufrechtzuerhalten. Im Jahr 2009 waren in der Wasserkraft in Deutschland 7.800 Personen beschäftigt (BMU 2010b)

**Potential zur Erhaltung zukunftsfähiger Industriestrukturen:**

Die für die Zukunft vorstellbaren Stromspeicher beruhen zum Teil auf Basis herkömmlicher Technologien wie zum Beispiel Pumpspeicherkraftwerken. Damit können sie zum Erhalt bestehender Industriestrukturen wie dem Anlagenbau beitragen. Da die Anzahl von möglichen neuen Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland allerdings sehr begrenzt ist, ist auch der Beitrag zur Erhaltung bestehender Industriestrukturen begrenzt.

**Potential zur Bildung neuer Industriestrukturen:**

Neue heimische Industriestrukturen können sich aus der Entwicklung neuartiger Speichersysteme herausbilden, die auch für den Export interessant sein können. Dazu gehören neuartige Druckluft- und Wasserstoffspeicher sowie Batteriespeichersysteme. Welchen Umfang diese Entwicklung unter Berücksichtigung der internationalen Konkurrenz annehmen wird, ist aus heutiger Sicht allerdings noch nicht absehbar.

### **1.3.3 Umsetzung in NRW:**

#### **Kompatibilität mit bestehenden Infrastrukturen:**

Die Infrastrukturanforderungen für die Einrichtungen von Energiespeichern können je nach Speicherart sehr hoch sein. Insbesondere die Einrichtung von Pumpspeicherkraftwerken zieht umfangreiche und großflächige Baumaßnahmen für die Speicherbecken nach sich. Die Einrichtung von Pumpspeicherkraftwerken benötigt umfangreiche geologische Arbeiten, zum Beispiel die Ausspülung von Höhlräumen. Für NRW sind keine neuen Standorte für Pumpspeicherkraftwerke der bisherigen Art bekannt. Es gibt aber aktuell Überlegungen alte Bergwerke oder Abraumhalden (RWE 2010) im Kontext der bisherigen Kohlegewinnung zu neuartigen Pumpspeicherwerken umzuwidmen. Da diese aber noch am Anfang stehen, können sie hier nicht weiter bewertet werden.

#### **Gesellschaftliche Akzeptanz:**

Die allgemeine gesellschaftliche Akzeptanz für Speichertechnologien als Voraussetzung für die Nutzung von erneuerbaren Energien ist überregional grundsätzlich als hoch einzustufen (siehe vorherige Kapitel). Vor Ort hat die konkrete Umsetzung Realisierung von Pumpspeicherkraftwerken jedoch wiederholt zu Protesten der lokalen Bevölkerung geführt. Beispielsweise hat sich gegen ein von der Schluchseewerk AG in Atdorf im Schwarzwald geplantes Pumpspeicherwerk massiver öffentlicher Protest formiert (Südkurier 2010), der die Realisierung des Projekts bereits verzögert hat und voraussichtlich weiter verzögern wird (Dena 2010). Als Argumente gegen die Realisierung der Anlage werden u.a. der damit einhergehende Eingriff in die Landschaft, dessen Auswirkungen auf den Tourismus und daraus resultierende wirtschaftliche Auswirkungen genannt (Ortsverband Bündnis 90/Die Grünen Bad Säckingen 2010). Aufgrund der dargestellten lokalen Widerstände wird die Akzeptanz trotz der hohen überregionalen positiven Wahrnehmung insgesamt eher als begrenzt positiv eingestuft.

#### **Sonstige Einflussfaktoren:**

Bei der Realisierung von Pumpspeicherwerken handelt es sich um aufwändige Infrastrukturprojekte, die mit signifikanten Eingriffen in die Landschaft einhergehen und von hoher Sichtbarkeit in der Umgebung sind. Die Realisierung der Anlagen kann daher durch Widerstände resultierend aus einer hohen Priorität des Naturschutzes im Landesplanungsrecht sowie aufgrund lokaler wirtschaftlicher Interessen (Tourismus etc.) behindert werden.

#### **Handlungsmöglichkeiten für NRW:**

Die ordnungsrechtlichen Handlungsmöglichkeiten für NRW für einen Ausbau der Speichertechnologie sind für Pumpspeicherkraftwerke gut, da die Landesplanung wichtige Grundlagen für die Genehmigungsfähigkeit solcher Projekte gibt. Für die Einrichtung von Druckluft- oder Wasserstoffspeichern ist allerdings das Bergrecht maßgeblich, das der Bundesgesetzgebung unterliegt. Ferner kann das Land die jeweiligen Speicherpotenziale erheben und erfassen lassen, um Planungen zu erleichtern und möglichen Fehlentwicklungen vorzubeugen.



Die Landesregierung NRW kann sich – unter Umständen auch über den Bundesrat – für unterstützende Rahmenbedingungen bezogen auf Investoren und Betreiber einsetzen und die Durchführung erleichtern. Die eigentliche Investitionsentscheidung liegt allerdings nicht in ihrer Hand.

**Umsetzungstiefe der Handlungsmöglichkeiten:**

Die Umsetzungsmöglichkeit ist grundsätzlich gut, da insbesondere für die Pumpspeicherkraftwerke die Landesgesetzgebung ausschlaggebend ist. Allerdings kann durch die Landesgesetzgebung allein eine Investition in Pumpspeicherkraftwerke nicht initiiert werden, so dass die Umsetzungstiefe als mittel einzustufen ist.

## 2 Zusätzliche Maßnahmen im fossilen Großkraftwerkspark

### 2.1 Fortgesetzte Modernisierung und 700-Grad-Kraftwerk

#### 2.1.1 Klimaschutz und Energiepolitik

##### CO<sub>2</sub>-Minderungspotential:

Die im Jahr 2008 von der früheren Landesregierung Nordrhein-Westfalen veröffentlichte Energie- und Klimaschutzstrategie sieht „den wichtigsten landesspezifischen Beitrag zum Klimaschutz“ in der „Erneuerung des Kohlkraftwerksparks“, genauer dem sukzessiven „Ersatz alter Kraftwerke durch neue, hocheffiziente Kraftwerke“ im gleichen Leistungsumfang (MWME NRW 2008). Das Ziel war, hierdurch im Jahr 2020 allein 30 Mio. t CO<sub>2</sub> und damit rund 18 % der kraftwerksbedingten Emissionen (Basisjahr 2005) einzusparen.

Die aktuelle Landesregierung setzt sich in ihrem Koalitionsvertrag ebenfalls zum Ziel, die Effizienz fossiler Kraftwerke kontinuierlich zu erhöhen. Das von der Landesregierung geplante Klimaschutzgesetz wird Effizienzanforderungen an fossil befeuerte Kraftwerke definieren, die im daran gekoppelten Klimaschutzplan mit konkreten Maßnahmen hinterlegt werden sollen (NRW-SPD und Bündnis 90 / Die Grünen NRW 2010).

Das Wuppertal Institut hat berechnet, wie sich auf Basis dieser Effizienzverbesserungen ein adäquater Ersatz bestehender Kraftwerke durch Neubauten mit gleicher Leistung und den dargestellten höheren Wirkungsgraden bis 2050 auf die Emissionsbilanz auswirkt. Dabei stellen die im Jahr 2009 bekannten Neuplanungen an bisherigen Kraftwerksstandorten den Ausgangspunkt dar. Sie werden um eigene Annahmen bezüglich des Neubaus der restlichen Kraftwerke ergänzt und bilden zusammen mit den bekannten Planungen das Szenario 1. Bei der Berechnung wurde von 3.000 bis 6.000 Volllaststunden ausgegangen, die für den aktuellen Kraftwerksbestand ermittelt wurden. Tabelle 2 zeigt die ab 2010 zu erwartenden Wirkungsgradsteigerungen für verschiedene fossil befeuerte Kraftwerkstypen<sup>2</sup>.

Tabelle 2: Wirkungsgrade neuer Kraftwerke ab dem Jahr 2010

Kraftwerkstyp	Wirkungsgrade neuer Kraftwerke nach Inbetriebnahmezeitpunkt			
	Ohne CCS	Um 2010	Um 2015	Ab 2020
Erdgas GuD		58 %	59 %	60 %
Steinkohle Dampfturbine		46 %	48 %	49 %
Steinkohle IGCC		-	46 %	48 %
Braunkohle Dampfturbine		43 %	47 %	47 %
Braunkohle IGCC		-	48 %	50 %

Quelle: Wuppertal Institut 2009a

<sup>2</sup> Für die Berechnung der CO<sub>2</sub>-Emissionen wurden für die unterschiedlichen Kraftwerkstypen und Brennstoffe folgende Emissionsfaktoren zugrunde gelegt: Braunkohle 403 g/kWh, 112 t/TJ; Steinkohle: 331 g/kWh; 92 t/TJ; Erdgas: 202 g/kWh, 56 t/TJ (Wuppertal Institut 2009a).

In Szenario 1 bleibt die derzeitige Kraftwerksstruktur und -kapazität auch in Zukunft bestehen, inklusive der Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung. Der jeweilige Zeitpunkt für den Ersatz laufender Kraftwerke wurde bestimmt, indem für diese eine Lebensdauer von 40 Jahren angenommen wurde und zwei weitere Jahre für Abriss und Neubau addiert wurden. Folglich wird ein Altkraftwerk 42 Jahre nach Betriebsbeginn durch einen Neubau ersetzt.

Insgesamt sind in NRW gegenwärtig etwa 29 GW Kraftwerksleistung installiert. Abbildung 15 zeigt den Leistungsverlauf bis 2050 unterschieden nach Bestand (helle Farben) und Neubau (dunkle Farben) bezogen auf den jeweiligen Brennstoff. Es ist deutlich sichtbar, dass ein immenser Ersatz von Kraftwerken (in Höhe von etwa 18 GW) im Zeitraum von 2015 bis 2020 stattfindet. Während nach diesen Annahmen im Jahr 2030 alle Steinkohle-Kraftwerke neu gebaut sein werden, würde ein kleiner Bestand an Braunkohle-Leistung bis zum Jahr 2040 bestehen bleiben. Weiterhin bleiben bis 2050 etwa 3 GW Leistung an Gaskraftwerken in Betrieb, die erst zwischen 2003 und 2007 neu gebaut wurden. Insgesamt werden im Zeitraum von 2010 bis 2015 mehr als 26 GW Kraftwerksleistung – im Wesentlichen als Ersatz bestehender Kraftwerke – neu gebaut.

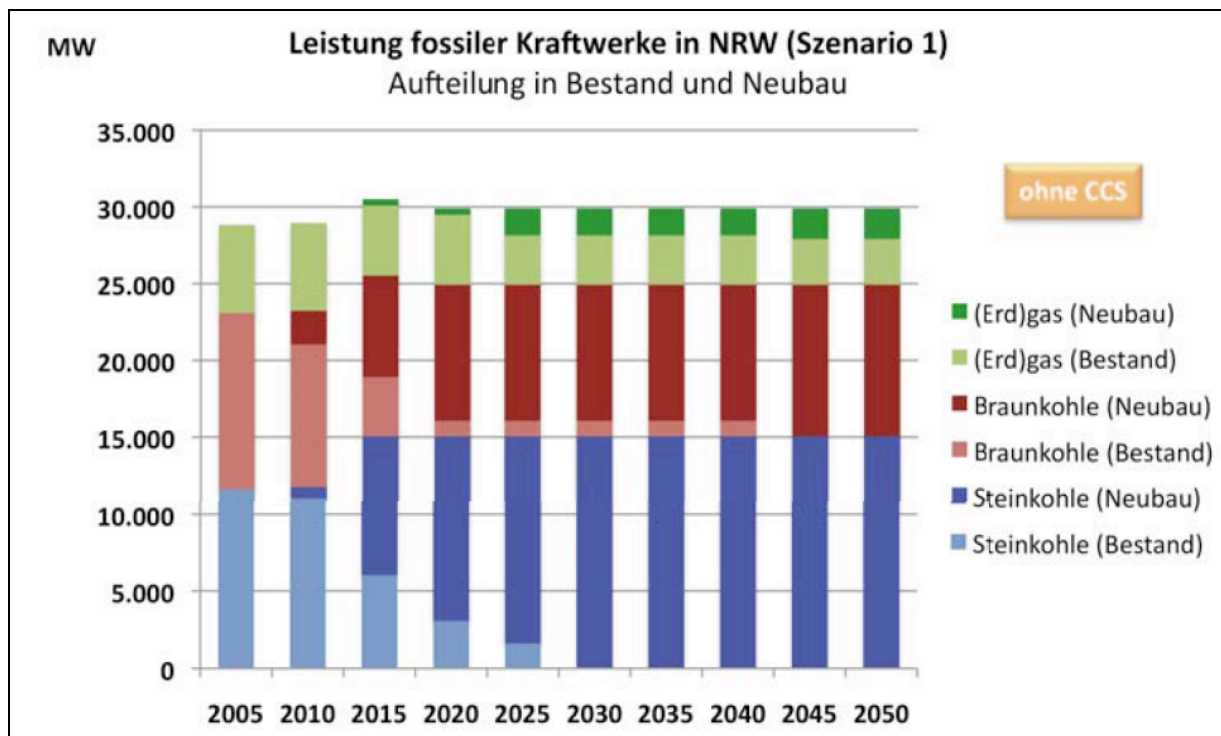


Abbildung 15: Zeitlicher Verlauf der installierten Kraftwerksleistung in NRW, unterschieden nach Bestand und Neubau (Annahme: Laufzeit 42 Jahre, Ersatz durch Neubau mit gleicher Leistung und gleichem Brennstoff)

Quelle: Wuppertal Institut 2009a

Analog zur insgesamt installierten Leistung wird in Abbildung 16 der Gesamtverlauf der CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2050, aufgeteilt nach Brennstoffen, dargestellt. Danach nehmen die CO<sub>2</sub>-Emissionen von 160 Mio. t im Jahr 2005 auf 125 Mio. t im Jahr 2020 bzw. 120 Mio. t im Jahr 2050 ab. Dies bedeutet einen Rückgang um 35 Mio. t pro Jahr (2020) bzw. 40 Mio. t pro Jahr (2050), was einer Reduktion um 22 % (2020) bzw. 25 % (2050) entspricht. Insgesamt ist das CO<sub>2</sub>-Minderungspotential der Maßnahme als begrenzt einzustufen, da nach einer

anfänglichen Minderung der Emissionen nach Betriebsnahme der Neuanlagen das Emissionsniveau auf einem recht hohen Niveau bis 2050 stagniert. Überdies ist mit einem abnehmenden Anteil fossiler Stromerzeugung im deutschen Strommix in den kommenden Jahrzehnten zu rechnen, so dass der Beitrag der Maßnahme zur Gesamtminderung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes des Stromsektors eingeschränkt ist.

Da die Leistung in etwa konstant bleibt und Basisparameter wie Laufzeit und Volllaststunden nicht verändert wurden, ist der Minderungseffekt allein auf die Wirkungsgradsteigerungen zurückzuführen. Der Rückgang im Jahr 2020 ist mit 35 Mio. t pro Jahr höher als die von der früheren Landesregierung in der Energie- und Klimastrategie angenommene Reduktion um 30 Mio. t pro Jahr. Der Unterschied dürfte zwei Gründe haben: Einerseits bezieht sich die Energie- und Klimastrategie nur auf Kohlekraftwerke, während das Szenario des Wuppertal Instituts auch die Erneuerung von Erdgas-Kraftwerke einbezogen hat. Sie tragen bis zum Jahr 2020 mit 1 Mio. t pro Jahr zu der Emissionsreduktion bei. Die restliche Differenz von 4 Mio. t pro Jahr dürfte in der Wahl der Wirkungsgrade der von uns angesetzten zukünftigen Kraftwerke liegen. In der Energie- und Klimaschutzstrategie werden keine Angaben über die dort angenommenen zukünftigen Wirkungsgrade gemacht. In jedem Fall wird jedoch mit diesen Zahlen der dort vorgesehene Beitrag der Kraftwerke an der Klimastrategie des Landes bis zum Jahr 2020 bestätigt.

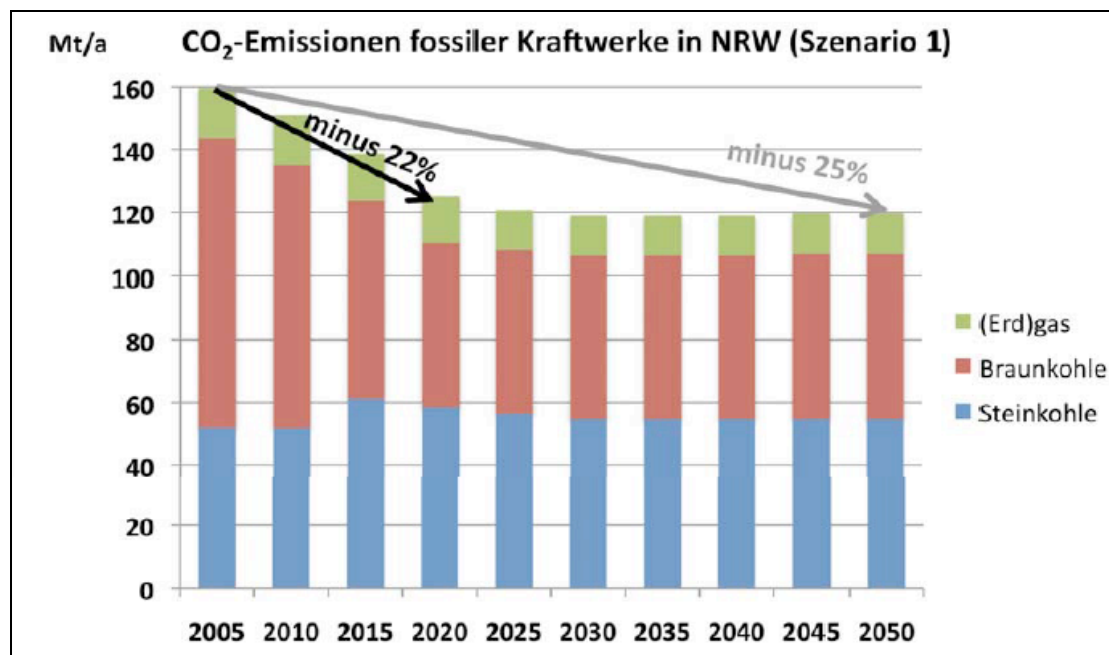


Abbildung 16: Zeitlicher Verlauf der CO<sub>2</sub>-Emissionen fossiler Kraftwerke in NRW

Quelle: Wuppertal Institut 2009a

### Vereinbarkeit mit anderen Klimaschutzmaßnahmen:

Die Bedeutung von Wirkungsgradsteigerungen in fossil befeuerten Kraftwerksparks im Rahmen einer deutschen Klimaschutzstrategie hängt stark von den weiteren Elementen dieser Strategie ab. Bei einem weiterhin starken Ausbau erneuerbarer Energien sowie einer Verlängerung der Laufzeiten von Kernkraftwerken engt sich der Spielraum für eine weitere Reduktion von CO<sub>2</sub> im verbleibenden fossilen Element der Stromversorgung deutlich ein.

Überdies ist das langfristige CO<sub>2</sub>-Reduktionspotential einer Erneuerung des fossil basierten Kraftwerksparks begrenzt. Der Fortbestand eines Sockels fossiler Erzeugungskapazitäten aufgrund der langen Betriebszeiten von Großkraftwerken führt vielmehr dazu, dass anspruchsvolle langfristige CO<sub>2</sub>-Minderungsziele mit hoher Wahrscheinlichkeit verfehlt werden. So zeigt Abbildung 16 dass bei einem adäquaten Ersatz des fossilen Kraftwerksparks der Rückgang der Emissionen hauptsächlich im Zeitraum 2010 bis 2020 stattfindet – dem Abschnitt, in dem ein massiver Kraftwerksneubau erfolgt. Zwischen 2025 und 2040 finden keine nennenswerte Minderungen mehr statt. Eine Klimastrategie, die vorrangig auf diesen Handlungsbaustein setzt, würde folglich den Handlungsspielraum für die folgenden Jahrzehnte deutlich einschränken. Um dennoch die vom Weltklimarat genannten Treibhausgasreduktionsziele, die für die Einhaltung des 2°C-Ziels erforderlich sind, zu erreichen, wäre ein massiver Einsatz der CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung (CCS) erforderlich.

### **Beiträge zur Versorgungssicherheit:**

Der Fortbestand eines Sockels Kohle befeuerter Kraftwerke im deutschen Stromsektor kann einen positiven Beitrag zur Energieversorgungssicherheit leisten. Dies gilt vor allem für Kraftwerke, die mit Braunkohle befeuert werden. Braunkohle ist Deutschlands einzige inländische fossile Energieressource, die auch in den kommenden Jahren in großen Mengen verfügbar sein wird. Im Jahr 2007 betragen die deutschen Braunkohlereserven 6.708 Mio. t – die fünfgrößten nationalen Braunkohlereserven weltweit. Gleichzeitig ist Deutschland mit einer Fördermenge von jährlich ca. 180 Mio. t (Stand 2007) mit Abstand der weltweit größte Braunkohleproduzent. Die Reichweite der Braunkohlereserven (Verhältnis von Reserven und Produktion) beträgt demnach rund 180 Jahre (World Energy Council 2009). Braunkohle wäre folglich grundsätzlich langfristig als heimische Energiequelle verfügbar, wenn die damit verbundenen Umsiedlungen und großflächigen Landschaftsveränderungen akzeptiert werden.

Im Vergleich zu Braunkohlekraftwerken ist der Beitrag von Steinkohlekraftwerken zur nationalen Energieversorgungssicherheit weniger eindeutig, denn in diesen wird überwiegend und vorraussichtlich ab 2018 ausschließlich importierte Kohle eingesetzt. Im Februar 2007 entschieden die Bundesregierung, die Landesregierung NRW und die deutsche Steinkohleindustrie, die inländische Steinkohleförderung bis 2018 auslaufen zu lassen. Der Anteil der Steinkohleimporte wird daher gegenüber dem aktuellen Stand – im Jahr 2008 bedienten Importe 74 % des deutschen Steinkohlebedarfs – voraussichtlich weiter zunehmen. Deutschland bezieht gegenwärtig Steinkohle insbesondere aus Polen, den Gebieten der früheren Sowjetunion und Australien – Ländern, die eine relativ hohe bis hohe politische Stabilität aufweisen. Mittel- und langfristig birgt die geographische Konzentration der globalen Steinkohlereserven in wenigen Ländern (USA, China, Indien, Russland, Südafrika und Australien besitzen 84 % der globalen Reserven) allerdings ökonomische und geopolitische Risiken, zumal China und Indien ihre Kohleexporte wegen steigender inländischer Nachfrage zunehmend reduzieren.

### **Vereinbarkeit mit anderen politischen (Umwelt)zielen:**

Die Modernisierung der Kohlekraftwerksflotte und damit der Fortbestand eines fossilen Sockels in der Stromerzeugung weist im Vergleich zu anderen Klimaschutzoptionen wie

erneuerbaren Energien vielfältige Trade-offs zu anderen umweltpolitischen Zielen auf. So führt der Bau und Betrieb von Kohlekraftwerken zu Verschlechterungen in den Wirkungskategorien Sommersmog, Eutrophierung, Versauerung von Böden und Gewässern sowie einem erhöhten Ausstoß von Rußpartikeln (BMU 2010a). Gegenüber Bestandsanlagen führen moderne Kraftwerksneuanlagen jedoch in den meisten Umweltkategorien zu einer Verbesserung.

Der langfristige durch den Neubau von fossilen Kraftwerken beförderte Erhalt eines signifikanten Anteils Kohle basierter Kraftwerkskapazitäten führt jedoch grundsätzlich zu einer Fortsetzung negativer Umweltauswirkungen des Kohleabbaus. Dieser führt u.a. zu tiefgreifenden und großflächigen Veränderungen der Landschaft, einer Absenkung des Grundwasserspiegels, zur potentiellen Gefährdung von Oberflächengewässern durch Grubenabwässer oder die Anlage riesiger Abraumhalden mit ggf. negativen Auswirkungen auf die Grundwasserversorgung der Landwirtschaft und der umliegenden Ökosysteme. Durch die Umsiedlung der Bevölkerung im Bereich der Tagebaue kommt es zur Veränderung und z.T. Auflösung von Dorfgemeinschaften und den daraus resultierenden sozialen und kulturellen Konsequenzen.

## 2.1.2 Ökonomie und Strukturentwicklung

### Wirtschaftlichkeit:

Die Wirtschaftlichkeit moderner Kohlekraftwerke steht in starker Abhängigkeit zur Entwicklung des Zertifikatepreis im europäischen Emissionshandelssystem und des Brennstoffpreises. Die folgenden Kostenberechnungen wurden vom Wuppertal Institut im Auftrag des BMU (BMU 2010a) basierend auf den Kosten- und Preisberechnungen des Leitszenarios 2008 vorgenommen (BMU 2008b) durchgeführt. Bei einem starken Anstieg des Zertifikatepreises auf 70 € bis zum Jahr 2050 und einer moderaten Entwicklung des Brennstoffpreises (aufgrund rückläufiger Nachfrage wegen des starken klimapolitischen Anreizes), stiegen die Stromgestehungskosten von Braunkohlekraftwerken ohne CCS von 5,70 ct/kWh im Jahr 2010 auf 10,42 ct/kWh im Jahr 2050. Die Stromgestehungskosten von Steinkohlekraftwerken steigen im gleichen Zeitraum von 6,30 ct/kWh auf 10,64 ct/kWh an. Im Falle einer moderaten Entwicklung des CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreises auf lediglich 28 € pro Tonne CO<sub>2</sub> im Jahr 2050 und eines infolge des schwachen klimapolitischen Signals stark zunehmenden Kohlepreises im Jahr 2050, steigen die Stromgestehungskosten von Steinkohlekraftwerken auf 11,85 ct/kWh (gegenüber 6,33 ct/kWh im Jahr 2010) an. Bei Braunkohlekraftwerken wachsen die Stromgestehungskosten auf 7,21 ct/kWh gegenüber 4,89 ct/kWh im Jahr 2010 an. In beiden Fällen nehmen folglich die Stromgestehungskosten von Kohlekraftwerken deutlich zu und verschärfen den Wettbewerb mit anderen klimafreundlichen Technologien wie erneuerbaren Energietechnologien.

Wirkungsgradzuwächse bei Kohlekraftwerken gehen überdies mit wachsenden Anforderungen an die verwendeten Werkstoffe und Komponenten einher, was zu steigenden Investitionskosten führt. Ein Steinkohlekraftwerk mit einem Netto-Wirkungsgrad von 50 % erfordert Dampftemperaturen von 700°C gegenüber aktuell rund 600°C. Überdies wird bei

höheren Druckwerten operiert. Sogenannte 700°C-Kraftwerke befinden sich in Europa seit Mitte der 1990er Jahre in der Entwicklung. Eine erste Demonstrationsanlage soll im Jahr 2014 in Betrieb gehen (Mäenpää et al. 2008). Um bei den genannten Betriebsparametern operieren zu können, ist ein neues Werkstoffkonzept notwendig, das auf sogenannten Nickel-Basis-Legierungen beruht. Diese sind selbst bei hohen Temperaturen extrem beständig und wenig anfällig für Oxidation und Korrosion.

Die spezifischen Kosten der Nickel-Basis-Legierung führen zu einem Anstieg der Investitionskosten eines Kohlekraftwerkes. Erstere liegen zum gegenwärtigen Zeitpunkt um das Fünf- bis Achtfache oberhalb der Kosten für konventionelle Werkstoffe. Schätzungen gehen davon aus, dass die gesamten Investitionskosten eines 700°C-Kraftwerks jene eines konventionellen Steinkohlekraftwerkes (ca. 1.000 €/kW) mit identischer Erzeugungskapazität um etwa 15 bis 25 % übersteigen würden (Mäenpää et al. 2009). Weitere kostensteigernde Faktoren resultieren aus erhöhten Anforderungen an die Kraftwerkskomponenten, da sich die Bauteiltemperaturen beim Übergang auf Dampftemperaturen von ca. 700°C sowohl im Überhitzer als auch im Zwischenüberhitzer deutlich erhöhen. So müssen beispielsweise die Kesselwände gestärkt werden. Angesichts stark ansteigender Rohstoffpreise, z.B. für Nickel, ist damit zu rechnen, dass die Kosten für ein 700°C-Kraftwerk weiter wachsen.

#### **Struktureffekte (Beschäftigung):**

Die Erhöhung der Wirkungsgrade Kohle befeuerter Kraftwerke schafft anders als beispielsweise die Markteinführung erneuerbarer Energien keine neuen Industriestrukturen und ist daher tendenziell mit einem geringeren Beschäftigungseffekt verbunden. Nichtsdestotrotz ist die Realisierung hocheffizienter Kohlekraftwerke sehr investitionsintensiv und könnte einen positiven Beschäftigungseffekt generieren, insbesondere angesichts des hohen Erneuerungsbedarfs im deutschen Kraftwerkspark. Im Rahmen der Studie zum 600 MW Steinkohle-Referenzkraftwerk NRW mit optimierter Anlagentechnik wurde beispielhaft der Beschäftigungseffekt des dort untersuchten Kraftwerksprojekts errechnet. Demnach würde die Umsetzung des Kraftwerkskonzepts die Beschäftigung von 6.160 Mitarbeitern sichern. Dieser Beschäftigungsimpuls verteilt sich auf drei Jahre und erreicht im zweiten Jahr mit 2.465 Personen den größten Effekt. Von diesem Gesamtvolumen würden rund 3.600 Personen unmittelbar beim Bau des Kraftwerks benötigt. Die übrigen 2.560 Personen würden auf Zuliefererleistungen, die nicht an den Standort des Kraftwerks gebunden sind, jedoch von der Wahl des Standortes beeinflusst werden, entfallen (VGB Power Tech 2004). Bei den genannten Zahlen wurden Verdrängungseffekte gegenüber anderen Branchen o.ä. nicht berücksichtigt. Es handelt sich daher nicht um einen Nettoeffekt.

#### **Potential zur Erhaltung zukunftsfähiger Industriestrukturen:**

Effizienzverbesserungen im fossil befeuerten Kraftwerkspark stellen eine typische inkrementelle Innovation dar, die nicht mit bestehenden Strukturen und Technologiesystemen bricht, sondern stattdessen darauf angelegt ist, diese zu verbessern und zu optimieren. Bemühungen, Wirkungsgrade zu steigern, verfolgen u.a. das Ziel, die fossil basierte Stromversorgung auch bei wachsenden klimapolitischen Anforderungen wirtschaftlich zu machen. Auf diese Weise werden die Voraussetzungen für einen mittel- und langfristigen Erhalt der bestehenden industriellen Strukturen im Stromsektor geschaffen.

Dieser Baustein des Klimaschutzkonzepts trägt folglich dazu bei, existierende Strukturen zu stabilisieren. Damit werden auf der anderen Seite aber auch Pfadabhängigkeiten fortgeschrieben.

Das Spektrum der an der Entwicklung des 700°C-Kraftwerks beteiligten Akteure bestätigt diese Annahme, da dieses insbesondere die etablierten Marktspieler des Stromsektors und Anlagenbaus umfasst. Das Projekt COMTES 700 (Component Test Facility for a 700°C Power Plant) ist das zentrale europäische Forschungs- und Entwicklungsprojekt zur Erprobung von Schlüsselkomponenten eines 700°C-Kraftwerkes. Im Jahr 2005 wurde diese Komponententestanlage im Kraftwerk Scholven in Nordrhein-Westfalen installiert und im Sommer 2005 in Betrieb genommen. In dem Projektkonsortium sind die derzeit dominierenden Akteure im europäischen und deutschen Anlagenbau und Stromsektor vertreten. Hierzu zählen u.a. E.ON, RWE, EnBW, Vattenfall, Alstom, Hitachi Power Europe und Siemens (BMW 2007). Das Gesamtbudget des Vorhabens beläuft sich auf 23,2 Mio. €. In Nordrhein-Westfalen wird die Technologie seit 2006 mit Unterstützung des Landes im Rahmen des Projekts NRW PP700 in einer detaillierten Engineering-Studie untersucht und entwickelt. Ziel ist es festzustellen, ob die 700°C-Technik eine wirtschaftliche Komponente für zukünftige Kraftwerke darstellt. Dieses Projekt ist ebenfalls als grenzübergreifendes Vorhaben angelegt. Das Konsortium besteht bislang aus zehn europäischen Energieversorgungsunternehmen (E.ON Energie AG, Electricité de France, France, Electrabel European Generation, Belgium, EnBW Kraftwerke AG, Germany, EVN AG, Austria, DONG Energy Generation, Denmark, RWE Power AG, Germany, STEAG AG, Germany, Vattenfall Europe Mining & Generation AG & Co. KG, Germany, Vattenfall A/S Nordic Generation, Denmark) und wird von der Vereinigung der Großkraftwerksbetreiber e.V. (VGB) geleitet.

#### **Potential zur Bildung neuer Industriestrukturen:**

Wie oben beschrieben, sind in den Austausch und Aufbau von Expertise innerhalb deutscher und europäischer Forschung und Entwicklungs-Projekte (FuE) zum Thema hocheffizienter Kraftwerkstechnologien weitestgehend die etablierten industriellen Marktspieler eingebunden, die über langjährige Handels- und Zuliefernetzwerke verfügen. Die Nutzung neuartiger Werkstoffkonzepte, wie v.a. Nickel-Basis-Legierungen, könnte jedoch ggf. die Etablierung neuer oder die Stärkung bestehender Handels- und Zuliefernetzwerke zwischen Anlagenbauunternehmen und den entsprechenden Rohstoffproduzenten stimulieren<sup>3</sup>.

---

<sup>3</sup> Gegenwärtig werden Nickelvorkommen in rund 20 Ländern auf allen Kontinenten abgebaut und in ungefähr 25 Ländern verarbeitet bzw. geschmolzen. Die größten Nickelproduzenten sind Russland, Indonesien, Australien, Philippinen und Kanada, die zusammen rund zwei Drittel der gesamten globalen Minenproduktion ausmachen. Zu den größten Nickel produzierenden Unternehmen zählen die russische Norilsk Nickel, die brasilianische Vale, BHP Billiton, Xstrata, Jinchuan aus China und PT Aneka Tambang aus Indonesien (Schröter 2010).



### **2.1.3 Umsetzung in NRW**

#### **Kompatibilität mit bestehenden Infrastrukturen:**

Bei einem Ersatz bestehender thermischer Kraftwerke durch hocheffiziente Kohlekraftwerke bleibt der gegenwärtige Brennstoffmix erhalten. Es müssten demnach keine neuen Infrastruktursysteme für den Transport des Brennstoffes o.ä. jenseits der üblichen Erneuerungszyklen installiert werden. Ein sehr signifikanter Infrastrukturaufwand würde mittelfristig erst dann entstehen, wenn klimapolitische Vorgaben die Installation von Technologien zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Speicherung an fossil befeuerten Kraftwerken erfordern würden (Wuppertal Institut 2009a).

#### **Gesellschaftliche Akzeptanz:**

Kohlekraftwerke sind zunehmend Gegenstand gesellschaftlichen Widerstandes. Dieser wird sowohl von bundesweit tätigen Umweltorganisationen wie dem Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND) als auch kommunalen Bündnissen organisiert und durchgeführt. Mehrere Neubauvorhaben für Kohlekraftwerke sind infolge öffentlichen Widerstands gestoppt oder behindert worden. Teilweise haben kommunalpolitische Gremien auf die öffentlichen Proteste reagiert und gegen die jeweiligen Kraftwerksprojekte votiert. So gab es beispielsweise gegen ein geplantes Kohlekraftwerk (Kapazität: 400 MW) im Düsseldorfer Hafen mehrjährige Proteste des BUND und des Düsseldorfer Aktionsbündnisses „Sauberer Strom am Rhein“. Im Februar 2009 fasste schließlich der Düsseldorfer Stadtrat einen einstimmigen Beschluss gegen das Kohlekraftwerk. Daraufhin wurde der Bau vom Investor (Stadtwerke Düsseldorf, EnBW-Tochter mit Minderheitsbeteiligung der Stadt Düsseldorf) gestoppt.

Die wachsende öffentliche Skepsis gegenüber dem Neubau von Kohlekraftwerken wird auch in drei repräsentativen Bevölkerungsumfragen deutlich, die im Rahmen des Projekts „CCS-Kommunikation“ Ende 2009 im Auftrag des Forschungszentrums Jülich und des Wuppertal Instituts zu den Themen Umwelt, Energiequellen sowie CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung (CCS) durchgeführt worden sind (Schumann et al. 2010). Dabei wurde deutlich, dass die deutsche Bevölkerung die Nutzung erneuerbarer Energiequellen gegenüber fossilen Energieträgern bevorzugt. 92% aller Befragten sind für die Nutzung von Solarenergie, 88% für die Nutzung von Windenergie und 90% für die Nutzung von Wasserkraft. Die Akzeptanz der Nutzung von Biomasse fiel im Vergleich zu den anderen erneuerbaren Energiequellen mit 74% deutlich geringer aus.

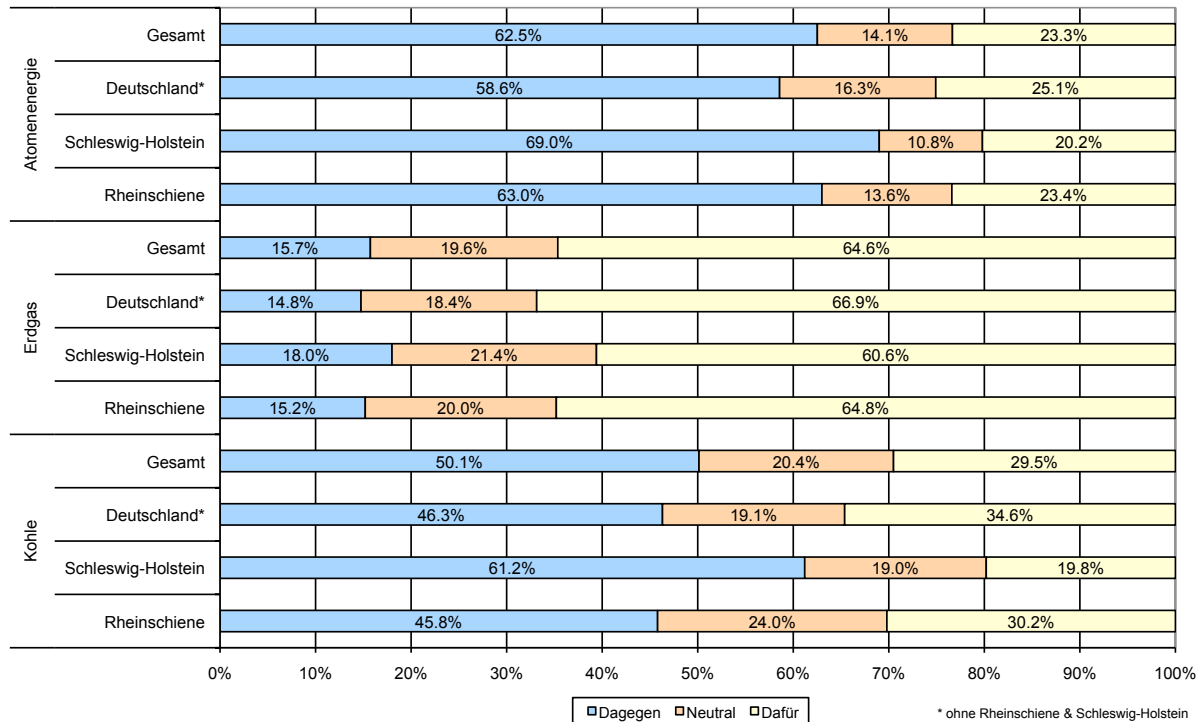


Abbildung 17: Einstellung zu verschiedenen Energieträgern

Quelle: Schumann et al. 2010

Die Einstellungen der deutschen Bevölkerung hinsichtlich der Nutzung fossiler Energieträger und Atomenergie variieren zum einen nach Art der Energiequelle. So stieß die Nutzung von Erdgas nur bei 16 % aller Befragten auf Ablehnung, während die Nutzung von Kohle von 50 % und die Nutzung von Atomenergie von 63 % abgelehnt wurden. Zum anderen variiert die Einstellung der deutschen Bürgerinnen und Bürger zur Nutzung von fossilen Energiequellen und Atomenergie nach Regionen: in Schleswig-Holstein war die Ablehnung der Nutzung von Kohle und Atomenergie am höchsten. In der Region Rheinschiene gab es ebenfalls eine starke Ablehnung der Atomenergie, aber im Vergleich zu allen Befragten eine geringere Ablehnung der Nutzung von Kohle.

**Sonstige Einflussfaktoren:**

Die Kommerzialisierung und Markteinführung hocheffizienter Kohlekraftwerkstechnologien wie dem 700°C-Kraftwerk hängt entscheidend von der Verfügbarkeit und der Leistungsfähigkeit der hierfür notwendigen neuartigen Werkstoffe ab. Die Kosten der erforderlichen Rohstoffe und der Produktion der Werkstoffe bzw. der entsprechend gefertigten Komponenten sind ebenfalls eine Einflussgröße auf das Marktpotential der Technologie. Überdies hängen die erreichbaren Wirkungsgradsteigerungen von dem jeweils genutzten Brennstoff ab. So können bei der Nutzung von Brennstoffen mit einem hohen Feuchtigkeitsgehalt, wie etwa Braunkohle, keine Wirkungsgrade um die 50 % erzielt werden. Hierfür wäre eine Kohlevortrocknung in externen Kohletrocknungsanlagen notwendig, die den Energie- und Kostenaufwand wiederum erhöhen würde.

**Handlungsmöglichkeiten für NRW:**

Mit Blick auf die Entwicklung und Demonstration hocheffizienter Kohlekraftwerkstechnologien verfügt die Landesregierung über Politikinstrumente, die einen mittleren bis niedrigen Grad staatlicher Einflussnahme bedeuten. Einerseits kann die Landesregierung im Rahmen ihrer Möglichkeiten finanzielle Mittel für die Entwicklung der Technologie zur Verfügung stellen. Wie zuvor erwähnt, unterstützt sie beispielsweise die Entwicklung der 700°C-Technologie im Rahmen des Projekts NRW PP700. Vor dem Beginn dieses Projekts förderte die Landesregierung in Zusammenarbeit mit der Europäischen Union die Erstellung einer Machbarkeitsstudie für eine neue Kraftwerksgeneration zur Stromerzeugung aus Steinkohle – das sogenannte Steinkohle-Referenzkraftwerk NRW. Daneben kann die Landesregierung Plattformen für die Vernetzung und den Dialog zwischen Akteuren aus Industrie, Wissenschaft und Politik zur Verfügung stellen. Diese Funktion erfüllt gegenwärtig das von der Energieagentur NRW koordinierte Kompetenznetzwerk Kraftwerkstechnik. Das Netzwerk bietet ein Forum, in dem sich Experten der Branche themenbezogen zu wichtigen und aktuellen Fragestellungen austauschen können.

Neben der Förderung von Forschung und Entwicklung verfügt die Landesregierung im Rahmen des Landeplanungsrechts über Möglichkeiten, die Umsetzung von Kraftwerksprojekten indirekt zu beeinflussen und Investitionsströme zu lenken. Hier ist z.B. der vormalige § 26 des Landesentwicklungsprogramms zu nennen. Dieser Paragraph schrieb u.a. eine umweltverträgliche Energieversorgung und den Einsatz erneuerbarer Energien als Ziele der Landesentwicklung fest, wurde aber in der letzten Legislaturperiode gestrichen. Darüber hinaus beabsichtigten sowohl die frühere als auch die aktuelle Landesregierung, die Klimaverträglichkeit des Kraftwerksparks anhand einer verbindlichen Vereinbarung mit den Stromversorgern zu verbessern.

Das entscheidende Instrument, um Investitionen im Kraftwerkssektor aus klimapolitischer Sicht zu beeinflussen, stellt jedoch der europäische Emissionshandel dar. Dessen Einfluss auf Investitionsentscheidungen im Stromsektor wird in der kommenden Handelsperiode ab 2013 weiter wachsen, da diese für den Stromsektor erstmals die Versteigerung von 100 % der Zertifikate vorsieht. Überdies werden die nationalen Allokationspläne durch einen flexiblen EU-weiten Cap ersetzt, der auf Basis der durchschnittlichen Anzahl an Zertifikaten in der Handelsperiode 2008 - 2012 bestimmt werden wird. Die Einflussmöglichkeiten der Bundesländer auf den Emissionshandel nehmen folglich eher ab.

**Umsetzungstiefe der Handlungsmöglichkeiten:**

Die Umsetzungstiefe der dargestellten Handlungsmöglichkeiten ist relativ unterschiedlich. Forschung und Entwicklung für Effizienzsteigerungen im Kraftwerkspark können anhand von Politikinstrumenten mit niedriger bis mittlerer Umsetzungstiefe stimuliert werden. Für eine wirkungsvolle Beeinflussung der Investitionsströme im Kraftwerkssektor sind stärkere planungsrechtliche Instrumente wie z.B. die Wiedereinführung klimapolitischer Zielsetzungen im Landesentwicklungsprogramm denkbar. Diese können jedoch erheblichen Einfluss auf die Kraftwerksplanungen ausüben und weisen eine hohe Umsetzungstiefe auf.

## 2.2 Brennstoffwechsel durch Umrüstung und Neubau

### 2.2.1 Klimaschutz und Energiepolitik

#### CO<sub>2</sub>-Minderungspotential:

Abbildung 18 zeigt die CO<sub>2</sub>- und Treibhausgasemissionen verschiedener fossiler Kraftwerkstypen. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen eines Erdgas gefeuerten Gas- und Dampfkraftwerks (GuD) liegen nach Berechnungen des Wuppertal Instituts (2007) ohne CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung bei 370 g CO<sub>2</sub>/kWh gegenüber 710 gCO<sub>2</sub>/kWh bzw. 895 gCO<sub>2</sub>/kWh für Dampfkraftwerke auf Basis von Stein- bzw. Braunkohle. Demnach führt der Betrieb eines Erdgaskraftwerks gegenüber einem Braun- oder Staunkohlekraftwerk zu 60 % bzw. 44 % geringeren CO<sub>2</sub>-Emissionen.

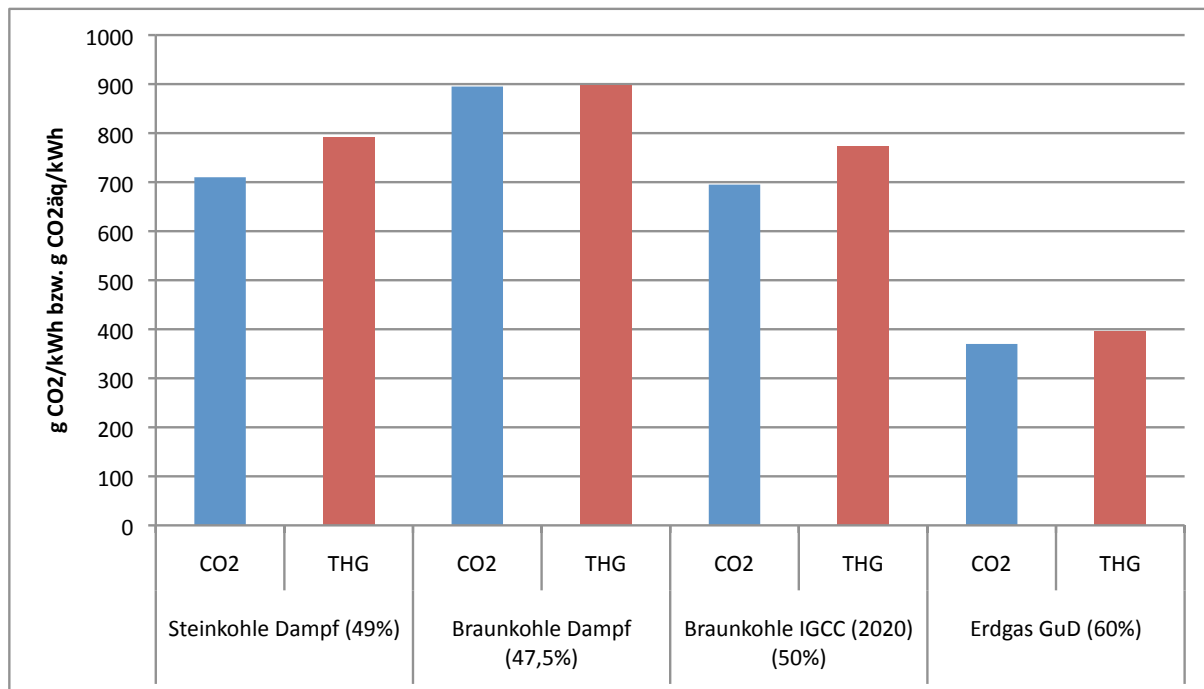


Abbildung 18: CO<sub>2</sub>- und THG-Emissionen verschiedener fossiler Kraftwerke (ohne CCS; mit Angaben der jeweiligen Wirkungsgrade)

Quelle: BMU 2007a

Aufgrund dieses signifikanten Minderungspotentials spielt die Option eines Brennstoffwechsels im Kraftwerkssektor von Kohle zu Erdgas in verschiedenen Szenarien eine wichtige Rolle. Der WWF nimmt in seiner Studie „Modell Deutschland“ an, dass in einem Szenario mit einem ambitionierten Klimaschutzziel (-87 % bis 2050 gegenüber 1990) im noch verbleibenden fossilen Segment des Stromsektors insbesondere Gaskraftwerke zugebaut werden. Der Ersatz von CO<sub>2</sub>-intensiven fossilen Brennstoffen im Kraftwerkssektor durch weniger CO<sub>2</sub>-intensive fossile Brennstoffe generiert in diesem Szenario („Innovationsszenario“) 9 % der angestrebten Treibhausgasreduzierungen (WWF 2009).

Greenpeace Deutschland et al. (Greenpeace 2009) zeichnen in einer Szenariostudie „Plan B“ einen Weg, um bis 2050 die deutschen CO<sub>2</sub>-Emissionen um 90 % (Basisjahr 1990) zu reduzieren. Die Stromerzeugung fossiler Stromerzeugung wird dabei insgesamt drastisch zurückgefahren. In dem verbleibenden Segment findet jedoch eine (prozentuale) Umschichtung von Kohle in Richtung Erdgas statt. Im Jahr 2040 würde Erdgas 72 % des fossilen Brennstoffeinsatzes ausmachen. Beispielsweise würden Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen nur noch mit Erdgas oder erneuerbaren Energien betrieben werden.

Um eine übermäßig starke Zunahme der Erdgasimporte infolge eines Brennstoffwechsels im Stromsektor zu vermeiden, kann Erdgas bei der Wärmebereitstellung eingespart werden, indem von politischer Seite die Anreize für die energetische Modernisierung von Wohngebäuden ausgeweitet werden. Das Umweltbundesamt (UBA 2005) geht davon aus, dass eine Erhöhung des Erdgasanteils an der deutschen Stromerzeugung auf 30 % (165 TWh in 2020 gegenüber 70 TWh in 2005) durch Einsparungen des Erdgases bei der Wärmebereitstellung in Wohngebäuden fast vollständig ausgeglichen werden könnte, so dass der Energieverbrauch Deutschlands bis 2020 insgesamt nur um 3 % ansteigen würde. Ein wichtiger Anreiz für die Erhöhung des Erdgasanteils in der Stromerzeugung wären außerdem eine deutliche Verknappung der CO<sub>2</sub>-Zertifikate im Emissionshandel sowie einheitliche Benchmarks für Kohle und Gas in zukünftigen Verhandlungsperioden.

#### **Vereinbarkeit mit anderen Klimaschutzmaßnahmen:**

Die Vereinbarkeit eines Brennstoffwechsels von Kohle- zu Erdgaskraftwerken im Kraftwerkssektor mit anderen Klimaschutzmaßnahmen wie z.B. dem Ausbau erneuerbarer Energien ist grundsätzlich höher als der Erhalt eines hohen Sockels an Kohlekraftwerkskapazitäten. Im Gegensatz zu Kohlekraftwerken, insbesondere Braunkohlekraftwerken, werden Erdgaskraftwerke nicht in der Grundlast, sondern aufgrund ihrer geringeren Investitionskosten und ihrer flexibleren Einsatzmöglichkeiten stärker in der Mittel- oder Spitzenlast eingesetzt. Sie sind daher in höherem Maße kompatibel mit einem steigenden Anteil fluktuierender Stromeinspeisungen aus erneuerbaren Energiequellen im Stromsystem und können bei einem geringen Angebot erneuerbaren Stroms oder bei Nachfragespitzen zugeschaltet werden. Für die in jüngerer Zeit zugebauten Erdgas-GuD Kraftwerke würde dies allerdings z.T. eine Veränderung ihrer ökonomischen Ausrichtung bedeuten, da sie anders als reine Gasturbinenkraftwerke zwar immer noch deutlich geringere Kapitalkosten als Kohlenkraftwerke aufweisen, aber vielfach dennoch auf hohe Auslastungen im Mittel-/Grundlastbereich ausgelegt sind.

Überdies ist ein Brennstoffwechsel von Kohle- zu Erdgaskraftwerken in hohem Maße in Übereinstimmung mit einem Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung, da Erdgaskraftwerke in der Regel, in deutlich kleineren Erzeugungseinheiten bei gleichzeitig hohen Wirkungsgraden realisiert werden.

#### **Beiträge zur Versorgungssicherheit:**

Deutschland verfügt lediglich über marginale Erdgasreserven. Im Jahr 2009 betragen die nachgewiesenen Reserven 80 Mrd. m<sup>3</sup> (BP 2010). Bei einem jährlichen Produktionsvolumen von 12,2 Mrd. m<sup>3</sup> entspricht das Reserven-Produktions-Verhältnis demnach einer Reichweite von rund sieben Jahren. Gegenwärtig werden ca. 88 % des deutschen Erdgasbedarfs durch

Erdgasimporte gedeckt. Die wichtigsten Herkunftsländer der deutschen Erdgasimporte sind in Abbildung 19 dargestellt. Es besteht eine hohe Importabhängigkeit von drei Lieferländern, wobei insbesondere dem größten Lieferant, Russland, häufig unterstellt wird, die hohe Abhängigkeit der Europäischen Union von seinen Erdgasimporten politisch instrumentalisieren zu wollen. Beispiele sind die wiederholten Konflikte zwischen Russland und Erdgas-Transitländern wie der Ukraine, wodurch die Durchleitung des Erdgases zeitweise einstellt wurde. Dies führte z.T. auch zu vorübergehenden Versorgungsengpässen in Teilen der Europäischen Union.

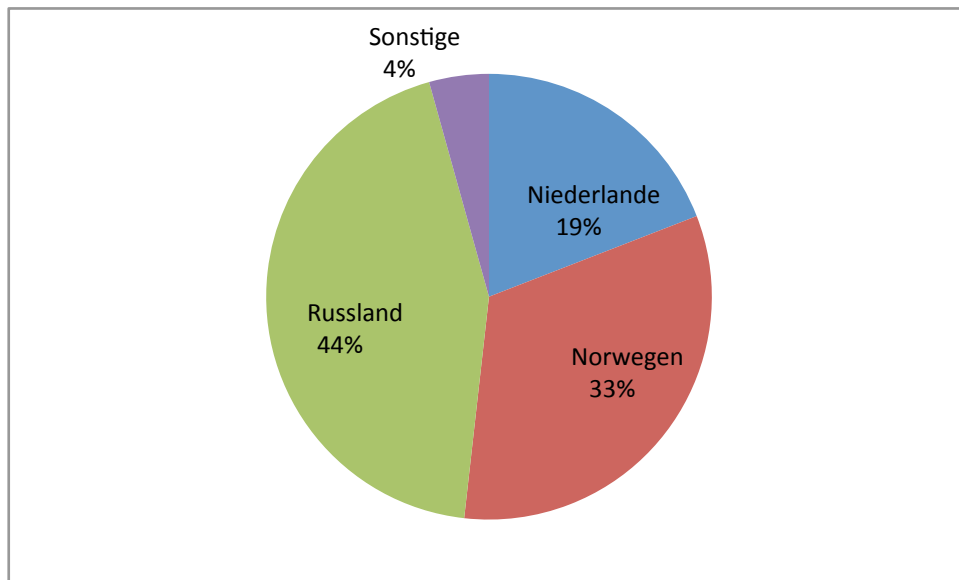


Abbildung 19: Herkunftsländer der deutschen Erdgasimporte

Quelle: BMWi 2009

Aufgrund der dargelegten Importabhängigkeit impliziert ein Brennstoffwechsel von Kohle, insbesondere heimischer Braunkohle, zu Erdgas tendenziell eine Verringerung der deutschen Energieversorgungssicherheit. Da Erdgaskraftwerke künftig aber, wie erwähnt, voraussichtlich hauptsächlich in der Spitzenlast und als Regelkraftwerke eingesetzt werden und innerhalb einer zunehmend auf erneuerbare Energieträger ausgerichteten Stromversorgung einen absolut geringen Beitrag leisten werden, dürften die Auswirkungen dieser Entwicklung begrenzt sein, zumal bisher in Deutschland etwaige Probleme durch die Nutzung der großen Speichervolumina abfederbar waren. Überdies könnte – bezogen auf die Gesamtmengen und damit die absolute Abhängigkeit – eine Zunahme des Erdgasbedarfs für die Verstromung durch Effizienzsteigerungen im Gebäudebereich teilweise kompensiert werden<sup>4</sup>.

#### **Vereinbarkeit mit anderen politischen (Umwelt)zielen:**

Erdgaskraftwerke führen gegenüber Kohlekraftwerken zu einer deutlichen Verbesserung in den Wirkungskategorien Sommersmog und Versauerung. In der Wirkungskategorie

<sup>4</sup> Weitere Strategien, wie z.B. die Diversifizierung der Erdgasversorgung z.B. über den Flüssiggasmarkt (CNG), sollen hier nicht diskutiert werden.

Eutrophierung kommt es hingegen zu einer Zunahme (BMU 2007a). Die Förderung von Erdgas (onshore wie auch offshore) sowie der Bau von Transportpipelines können zu einer Beeinträchtigung der jeweiligen Ökosysteme führen. Besonders diskutiert wird in diesem Zusammenhang die – in Deutschland bislang nur in Tests erfolgte – unkonventionelle Erdgasförderung. In den USA stehen in diesem Zusammenhang vor allem – mögliche – Grundwasserbelastungen im Zentrum der Kritik.

## 2.2.2 Ökonomie und Strukturentwicklung

### Wirtschaftlichkeit:

Erdgaskraftwerke zeichnen sich durch deutlich niedrigere Investitionskosten aus als Kohlekraftwerke. Während die spezifischen Investitionskosten eines Erdgaskraftwerkes im Jahre 2007 bei ca. 435 €/kW lagen, betragen die Kosten für konventionelle Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke im selben Jahr 1.000 €/kW bzw. 1.175 €/kW (BMU 2008b). Insbesondere vor dem Hintergrund eines weltweiten Anstieges der Investitionskosten für Großkraftwerke um ca. 35 % zwischen 2003 und 2008 (Davison und Thambimuthu 2009), wirken sich die niedrigen Investitionskosten von Erdgaskraftwerken positiv auf deren Marktchancen aus. Allerdings werden die geringen Investitionskosten teilweise durch den hohen Erdgaspreis kompensiert, wobei in Bezug auf Investitionsentscheidungen vor allem die Frage relevant ist, ob es in der Zukunft zu einem weiteren Auseinanderklaffen der Preise oder eher zu einer parallelen Entwicklung bzw. Konvergenz kommen wird.

Die folgende Abbildung stellt die Stromgestehungskosten verschiedener fossiler Kraftwerke (ohne CCS) im Vergleich mit erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2050 dar. Es werden zwei Pfade für die Entwicklung der Energieträgerpreise und der CO<sub>2</sub>-Zertifikate im europäischen Emissionshandel auf Basis von Preis- und Kostenberechnungen des Leitszenarios 2008 (BMU 2008b) zugrunde gelegt. Der Pfad AC nimmt einen deutlichen Anstieg der Energieträgerpreise und eine niedrige Entwicklung des CO<sub>2</sub>-Preispfades an. Der Pfad CA geht vom umgekehrten Fall aus<sup>5</sup>. Es wird deutlich, dass bei einer starken Zunahme des Energieträgerpreises ein Brennstoffwechsel von Steinkohle- und insbesondere Braunkohlekraftwerken zu Erdgas gefeuerten Kraftwerken mit deutlichen höheren Stromgestehungskosten verbunden wäre. Kommt es hingegen zu einem deutlichen Anstieg des CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreises bei geringen Brennstoffkosten, sind Erdgaskraftwerke aufgrund ihrer deutlich niedrigeren CO<sub>2</sub>-Intensität klar wirtschaftlicher als Stein- oder Braunkohlekraftwerke (BMU 2010a).

Wie Kohlekraftwerke sind jedoch auch Gaskraftwerke dem Wettbewerb mit erneuerbaren Energien ausgesetzt. Im Szenario AC ist Strom aus Offshore-Windanlagen bzw. einem Mix erneuerbarer Energien ab dem Jahr 2020 wirtschaftlicher als die Stromerzeugung durch Erdgaskraftwerke. Im Szenario CA ist dies ab 2025 bzw. 2030 der Fall.

Mit anderen Worten: Bezogen auf die Stromgestehungskosten liegen zwei unterschiedliche Risikoszenarien vor. Erdgaskraftwerke sind vor allem sensitiv in Bezug auf künftige

---

<sup>5</sup> Preispfad AC: Energieträgerpreise: Erdgas: 18,52 €/GJ, Steinkohle: 9,85 €/GJ, Braunkohle: 1,65 €/GJ in 2050; CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreis in 2050: 28 €/t CO<sub>2</sub>. Preispfad CA: Erdgas: 8,51 €/GJ, Steinkohle: 4,15 €/GJ, Braunkohle: 1,39 €/GJ; CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreis in 2050: 70 €/t CO<sub>2</sub>.

Erdgaspreissteigerungen. Kohlekraftwerke dagegen sind in Bezug auf Energiepreissteigerungen weniger anfällig, tragen jedoch ein hohes Risiko in Bezug auf künftige CO<sub>2</sub>-Preissteigerungen.

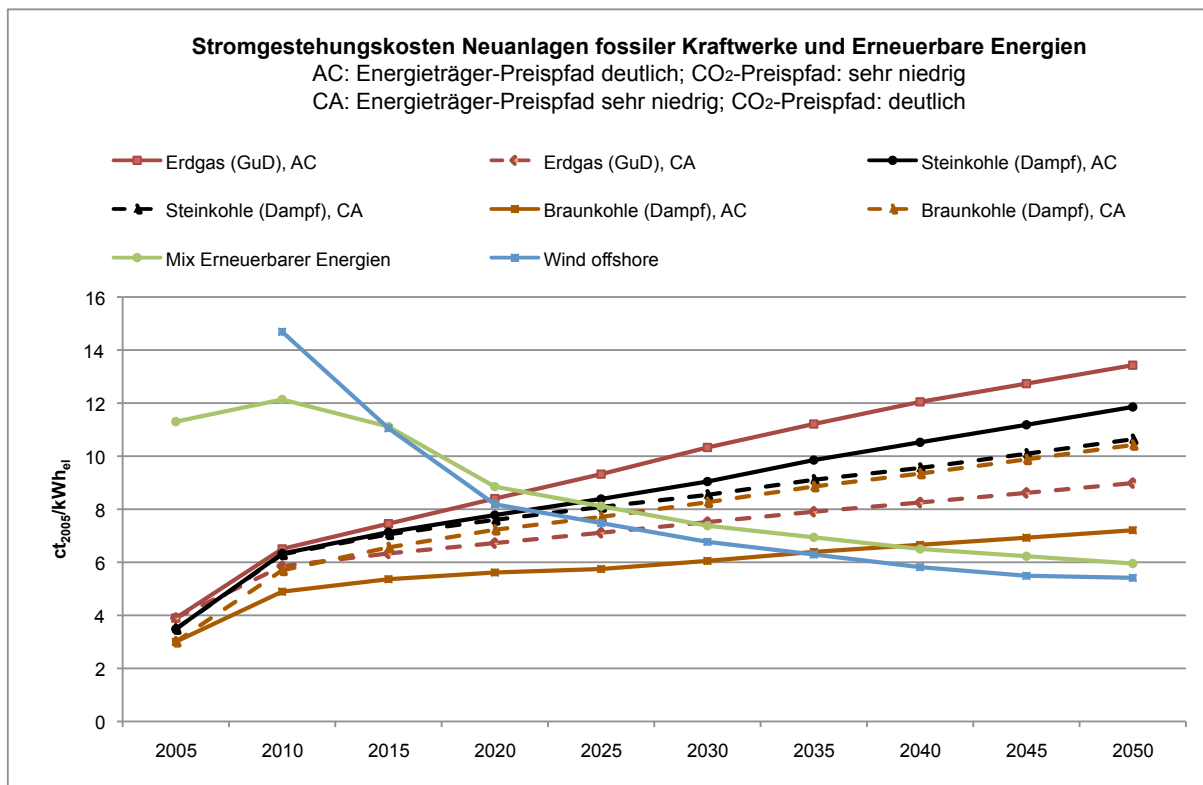


Abbildung 20: Stromgestehungskosten Neuanlagen fossiler Kraftwerke und Erneuerbare Energien

Quelle: BMU (2010a), berechnet auf Basis BMU (2008b)

### Struktureffekte (Beschäftigung):

Wie bereits dargestellt sind Gaskraftwerke deutlich weniger investitionsintensiv als Stein- oder Braunkohlekraftwerke und dürften daher tendenziell einen geringeren Arbeitskräftebedarf nach sich ziehen. Überdies würde die Substitution heimischer Braunkohle oder Steinkohle durch importiertes Erdgas voraussichtlich zu einem Verlust an inländischen Arbeitsplätzen bei der Brennstoffproduktion führen. Im Jahr 2008 betrug die Zahl der Beschäftigten in der deutschen Braunkohlenindustrie insgesamt 22.990, von denen 12.103 Arbeitsplätze auf die alten Bundesländer und 10.887 Arbeitsplätze auf die neuen Bundesländer entfielen (IG BCE 2008). Ein Verlust an Arbeitsplätzen in der Kohlewirtschaft infolge einer stärker auf die Verstromung von Erdgas (auch in Kombination mit KWK) und erneuerbaren Energien ausgerichteten Strategie müsste jedoch im Sinne eines Bruttobeschäftigungseffekts mit Arbeitsplatzgewinnen in diesen Branchen verrechnet werden.

### Potential zur Erhaltung zukunftsfähiger Industriestrukturen:

Gegenwärtig tragen Erdgaskraftwerke ca. 83 TWh (13 %) zur deutschen Bruttostromerzeugung bei. Erdgas ist demnach bereits ein etablierter Bestandteil des deutschen Strommixes, so dass dessen Ausweitung auf Basis bestehender



Industriestrukturen erfolgen könnte. Grundsätzlich lassen sich auf dem Erdgasmarkt drei Gruppen von Akteuren identifizieren:

- a) Überregionale Ferngasunternehmen, d.h. inländische Erdgasfördergesellschaften und Ferngasunternehmen mit Importbezug.
- b) Regionale Ferngasunternehmen, d.h. Ferngasgesellschaften ohne Importbezug;
- c) Regionale Weiterverteiler, insbesondere Stadtwerke.

Aktuell sind in Deutschland zehn Erdgasförderunternehmen und zehn Gasimportunternehmen aktiv, die überwiegend zu größeren Energiekonzernen der Öl- bzw. Strombranche gehören. Auf der Ebene der regionalen und lokalen Endversorger sind 200 reine Gasversorger und 500 Querverbundunternehmen, die sowohl Gas als auch Strom und Fernwärme anbieten, tätig (Monopolkommission 2009). Dementsprechend bestehen langfristig etablierte Handels- und Zuliefernetzwerke im Erdgasmarkt, die bei einer Ausweitung der Erdgas basierten Stromerzeugung weiter ausgebaut werden könnten. Ein derartiger Prozess würde durch die vielfältigen Verflechtungen und Überschneidungen zwischen dem Strom- und dem Wärmemarkt erleichtert und beschleunigt werden.

#### **Potential zur Bildung neuer Industriestrukturen:**

Trotz des oben beschriebenen hohen Potentials zur Erhaltung von Industriestrukturen könnte ein Brennstoffwechsel von Kohle zu Erdgas Veränderungen der Betreiberstrukturen des deutschen und nordrhein-westfälischen Kraftwerksparks erfordern. Derzeit in NRW laufende Erdgaskraftwerke werden vorwiegend von Independent Power Producers (IPPs) sowie verschiedenen Stadtwerken (z.B. Stadtwerke Düsseldorf, Stadtwerke Duisburg, Stadtwerke Münster) betrieben. Zu ersteren zählen u.a. Statkraft und Trianel. Bei den Betreiberstrukturen von Kohlekraftwerken ist hingegen ein höherer Anteil bundesweit operierender Energieversorgungsunternehmen erkennbar. So besitzt beispielsweise RWE als vertikal integriertes Unternehmen, in dessen Händen auch die rheinischen Braunkohlereserven liegen, alle in Betrieb befindlichen Braunkohlekraftwerke in Nordrhein-Westfalen. Zwar sind die großen Energieversorger über vielfältige Beteiligungen an Stadtwerken in die kommunalen Versorgungsstrukturen eingebunden, trotzdem ginge ein Brennstoffwechsel von Kohle- zu Erdgaskraftwerken insbesondere zu Lasten der gegenwärtig dominierenden Marktteilnehmer. In diesem Fall wäre folglich damit zu rechnen, dass diese ihre Stromerzeugungssparten umstrukturieren müssten, wobei entsprechende Ansätze z.B. über den Betrieb von Industriekraftwerken bereits z.B. bei RWE bestehen. Gestärkt würden dagegen die IPPs und die Stadtwerke, wodurch der Strommarkt abhängig von den Strategien der großen Stromerzeuger potentiell zunehmend diversifiziert werden würde, zumindest aber verstärkt weitere Player neben die großen EVU treten würden.

### **2.2.3 Umsetzung in NRW**

#### **Kompatibilität mit bestehenden Infrastrukturen:**

Um das Angebot mit der Nachfrage nach Gas zusammenzuführen, müssen große Distanzen überbrückt werden. Im Gegensatz zu Kohle, die im Regelfall per Schiene (z.B. aus Polen)

oder per Schiff über die Rheinschiene importiert wird, wird Erdgas überwiegend durch Pipelines transportiert. Die Versorgung von Endkunden erfolgt ausschließlich über ein Verteilungsnetz. Die Gaswirtschaft ist aufgrund dieser stark leitungsgebundenen Verteilung durch infrastrukturelle Charakteristika geprägt. Deutschland verfügt über ein Netzwerk an Erdgaspipelines mit einer Länge von insgesamt 360.000 km. Überdies existieren zahlreiche unterirdische Gasspeicher, um auf Nachfragefluktuationen reagieren zu können.

Die Verteilung von Erdgas durch Pipelines impliziert einen hohen Infrastrukturaufwand. Diese Infrastruktur ist allerdings schon vorhanden und gut ausgebaut, so dass eine Erhöhung des Erdgasanteils in der Stromerzeugung nur einen geringen Ausbau der entsprechenden Versorgungsstrukturen erforderlich macht. Das Umweltbundesamt geht zusätzlich davon aus, dass eine Erhöhung des Erdgasanteils an der deutschen Stromerzeugung durch Einsparungen des Erdgases bei der Wärmebereitstellung in Wohngebäuden fast vollständig ausgeglichen werden könnte (UBA 2005). Der Aufwand für den Ausbau des Pipelinenetzes könnte sich in diesem Fall in sehr engen Grenzen halten. Bei Standorten für Erdgas gefeuerte Kraftwerke würde es sich voraussichtlich um bestehende Kraftwerksstandorte handeln, die z.T. noch an das Erdgasnetz angeschlossen werden müssten.

### **Gesellschaftliche Akzeptanz:**

Abbildung 17 vergleicht die gesellschaftlichen Einstellungen in Deutschland zur Energieerzeugung aus Atomenergie, Kohle und Erdgas, die im Rahmen von drei repräsentativen Umfragen erhoben worden sind. Im Vergleich zu Atomenergie und Kohle, die im Durchschnitt von rund 63% bzw. 50% der deutschen Bevölkerung abgelehnt werden, stößt die Stromerzeugung aus Erdgas mit knapp 16 % auf eine vergleichsweise geringe Ablehnung. 65 % der Bevölkerung bewerten diese positiv. Die an der Rheinschiene gemessene Zustimmung entspricht dabei weitgehend dem bundesweiten Durchschnitt. Die Akzeptanz von Gaskraftwerken ist demnach deutlich höher als jene von Kohle- oder Atomkraftwerken. Trotzdem ist die Frage ausreichender gesellschaftlicher Akzeptanz für die Substitution von Kohlekraftwerken durch Erdgaskraftwerke relevant, da in jüngster Vergangenheit auch Neubauvorhaben für Gaskraftwerke von öffentlichen Protesten begleitet wurden. Beispielsweise haben sich Bürgerinitiativen gegen den Neubau von Gaskraftwerken in der Wustermark (Brandenburg) und Saargemünd (Saarland) formiert.

### **Sonstige Einflussfaktoren:**

Ein Brennstoffwechsel von Braunkohle- zu Gaskraftwerken wird neben den bereits diskutierten Hemmnissen durch langfristige Planungszyklen sowie etablierte Strukturen im nordrhein-westfälischen Kohle- und Stromsektor behindert. Z.T. können dazu auch – überwiegend implizite – Subventionen in bestehende Strukturen vor allem der Kohleförderung zählen. Deren Ausmaß und Effekte sind allerdings schwer eindeutig zu quantifizieren bzw. zuzuordnen und zudem hoch umstritten.

Besonders bedeutsam wäre in diesem Zusammenhang die Freistellung des Braunkohletagebaus von der Förderabgabe für Bodenschätze sowie von Wasserentnahmeentgelten. Laut Bundesberggesetz sind auf bergfreie Bodenschätze 10 %

des Marktpreises als Förderabgabe zu zahlen. Die Länder können diesen Satz variieren oder bestimmte Rohstoffe befreien. Auf Grundlage alter Rechte ist der Braunkohletagebau von dieser Förderabgabe gänzlich ausgenommen. In Deutschland wurden 2006 rund 176 Mio. t Braunkohle gefördert. Eine Förderabgabe in Höhe von 10 % des Preises von geschätzten 10 €/t<sup>6</sup> würde daher 176 Mio. € pro Jahr ausmachen. Insgesamt wird die indirekte Subventionierung der deutschen Braunkohleindustrie durch den Verzicht auf Steuereinnahmen durch die Förderung von Bodenschätzen und die Entnahme von Wasser auf mindestens 196 Mio. € pro Jahr beziffert (UBA 2008a).

### **Handlungsmöglichkeiten für NRW:**

Die nordrhein-westfälische Landesregierung kann die Realisierung von Neubauvorhaben für Kraftwerke, wie im vorherigen Kapitel erwähnt, ggf. indirekt anhand des Landesentwicklungsprogrammes beeinflussen. Die letzte Regierung hatte § 26 des Programmes, der eine umweltverträgliche Entwicklung der Energieversorgung als Ziel festschreibt, gestrichen, um den Bau neuer Kohlekraftwerke zu erleichtern.

Die neue Landesregierung beabsichtigt dagegen, den Paragraphen wieder in das Landesentwicklungsprogramm einzufügen (NRW-SPD und Bündnis 90 / Die Grünen NRW 2010). Da Gaskraftwerke eine deutlich geringere CO<sub>2</sub>-Intensität aufweisen als Kohlekraftwerke und überdies einen erheblich niedrigen Ausstoß an Luftschadstoffen verursachen, würde die Wiederaufnahme des Paragraphen in das Landesentwicklungsprogramm einen Brennstoffwechsel von Kohle zu Erdgas potentiell begünstigen.

Zentrales umwelt- und klimapolitisches Instrument für Investitionen im Kraftwerkssektor ist jedoch der europäische Emissionshandel. In den bisherigen Handelsperioden wurde die Verteilung von Emissionszertifikaten in den Mitgliedsstaaten auf Basis von nationalen Allokationsplänen organisiert. In Deutschland wurde ein Brennstoffwechsel im Kraftwerkssektor von Kohle zu Erdgas bislang erschwert, da im „Gesetz zur Änderung der Rechtsgrundlagen zum Emissionshandel im Hinblick auf die Zuteilungsperiode 2008 bis 2012“ unterschiedliche Emissions-Benchmarks für Kohle- und Gaskraftwerke definiert sind (Kohlekraftwerke: 750 g CO<sub>2</sub>/kWh; Gaskraftwerke: 365 g CO<sub>2</sub>/kWh, wobei z.T. für Braunkohlekraftwerke noch weitere Ausnahmen bei der Definition der Zuteilungsmengen bestanden). An Kohlekraftwerke wurden demnach weniger strenge Maßstäbe angelegt als an Erdgaskraftwerke. Diese Bevorteilung dürfte jedoch infolge der Substitution der nationalen Allokationspläne durch einen flexiblen EU-weiten Cap ab 2013 abgebaut sein. Die Einflussmöglichkeiten der Bundesregierung und in noch stärkerem Maße der Bundesländer auf die Ausgestaltung des Emissionshandels werden daher geringer.

### **Umsetzungstiefe der Handlungsmöglichkeiten:**

Für eine wirkungsvolle Beeinflussung der Investitionsströme im Kraftwerkssektor sind relativ starke planungsrechtliche Instrumente erforderlich. Ein ggf. indirekt deutlich wirksames derartiges planungsrechtliches Instrument wäre die von der aktuellen Landesregierung

---

<sup>6</sup> Da die Rohbraunkohle in NRW ausschließlich innerhalb eines Konzerns erzeugt und genutzt wird, sind keine echten Marktpreise verfügbar. Der Satz von 10 € pro Tonne entspricht üblichen Annahmen.

geplante Wiedereinführung klimapolitischer Zielsetzungen in das Landesentwicklungsprogramm sowie deren Integration in ein künftiges Klimaschutzgesetz bzw. einen daran gekoppelten Klimaschutzplan. Hierbei würde es sich dann um ein Instrument mit hoher Eingriffstiefe handeln. Die zentralen Stellschrauben für die Steuerung von Investitionen im Kraftwerkssektor liegen jedoch auf EU- und Bundesebene.

## 2.3 CCS im Verbund mit der Kraftwerkserneuerung und Nachrüstung

### 2.3.1 Klimaschutz und Energiepolitik

#### CO<sub>2</sub>-Minderungspotential:

Mehrere neue und umfangreiche Ökobilanzen verschiedener Institute analysieren die gängigen CO<sub>2</sub>-Abscheiderouten für Braunkohle-, Steinkohle- und Erdgaskraftwerke für die Jahre 2020 und 2050 (CCS: Kohlenstoffabscheidung und –speicherung). Die Ergebnisse der Studien werden in Abbildung 21 zusammengefasst. Die meisten Studien wurden im Jahr 2008 erstellt. Ausgewählt wurden jedoch nur Studien, die die Ökobilanzen der kompletten CCS-Kette in Anlehnung an die entsprechenden ISO-Normen für Ökobilanzen erstellt haben.

Berücksichtigt man die gesamte Prozesskette inklusive der Vorketten der benutzten Stoffe und Energien, können die Treibhausgas-Emissionen von im Jahr 2020 in Betrieb gehenden CCS-Kraftwerken insgesamt um 68 bis 87 % (in Ausnahmefällen bis 95 %) reduziert werden.

Die Anwendung von CCS im Kraftwerksbereich wird in verschiedenen CO<sub>2</sub>-Minderungsszenarien für Deutschland unterschiedlich bewertet.

Im „Leitszenario 2009“ des Bundesumweltministeriums (BMU 2009b) wird von einer Reduktion der Energie bedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen um 80 % im Jahre 2050 gegenüber 1990 ausgegangen. Allerdings kommt das Leitszenario ohne den Einsatz von CCS aus. In der Leitstudie 2008 wurde noch eine Szenarioalternative (D2) inklusive CCS gerechnet (BMU 2008b). Die Autoren stellten fest, dass ein allein auf den Stromsektor beschränkter Einsatz von CCS keinen zusätzlichen Beitrag zum nationalen Klimaschutz leisten kann im Verhältnis zu einer ausbauorientierten Strategie für erneuerbare Energien in Kombination mit einer Energieeffizienzoffensive. Notwendig wäre dagegen der Einstieg in weitere Verwendungsformen von CCS, insbesondere die Bereitstellung von Wasserstoff über Kohlevergasung.

Tabelle 3: Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen von Kohlekraftwerken im WWF-Szenario „Referenz mit CCS“

Kraftwerkstyp	Nettoleistung (GW)		CO <sub>2</sub> -Emissionen (Mio. t)	
	2005	2050	2005 (Mio. t)	2050 (Mio. t)
Steinkohle ohne CCS	27,9	17,3	111	50
Steinkohle mit CCS	0	4,2	0	2
Braunkohle ohne CCS	20,8	16,5	172	91
Braunkohle mit CCS	0	9,5	0	6
<b>Gesamt</b>	<b>48,7</b>	<b>47,5</b>	<b>283</b>	<b>149</b>

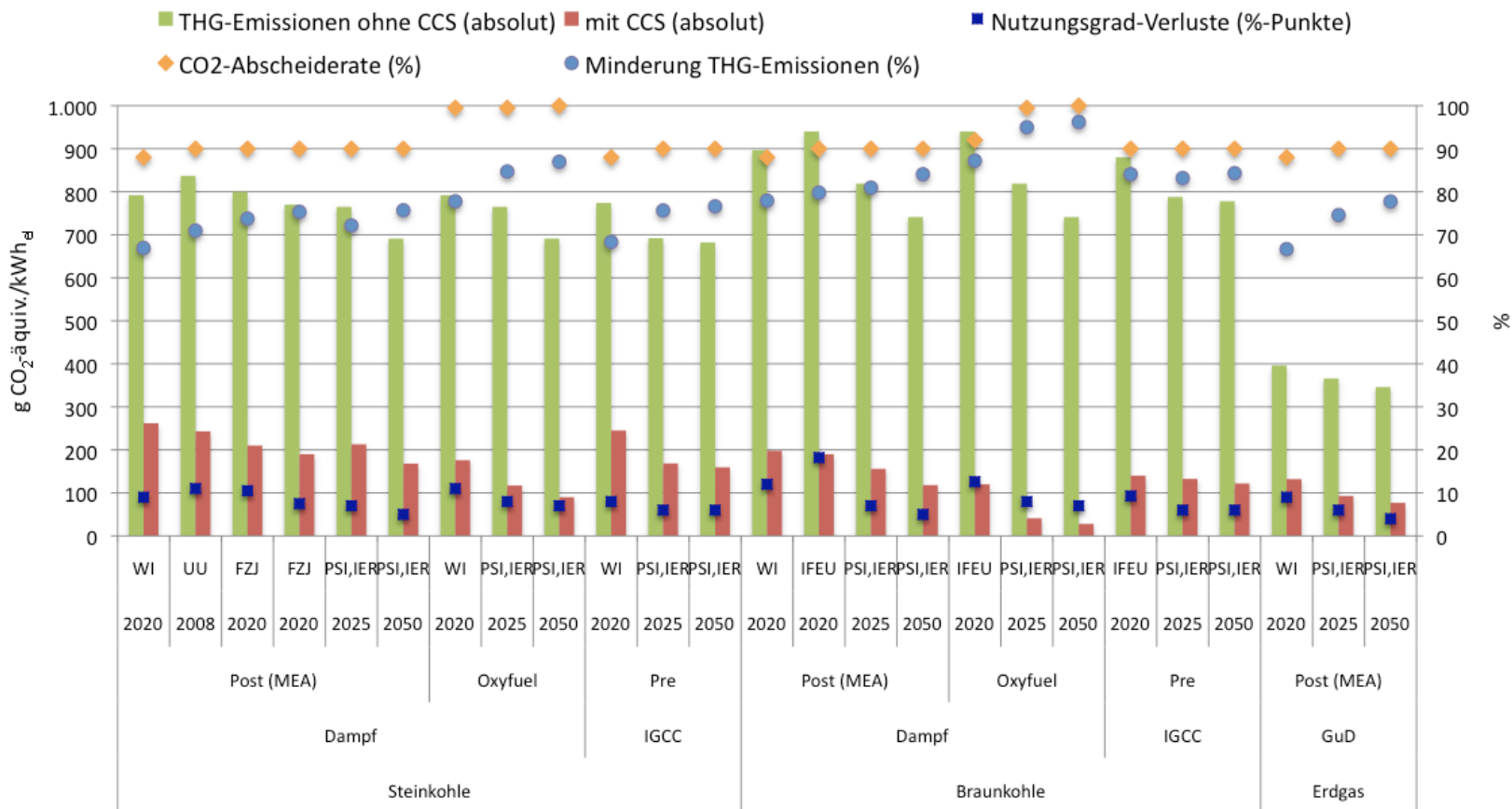
Quelle: WWF 2009

In der Studie des WWF „Modell Deutschland“ (WWF 2009) spielt CCS als Minderungsoption ab 2025 eine wichtige Rolle, um eine CO<sub>2</sub>-Reduktion von 95 % bis 2050 (Basisjahr 1990) zu erzielen. Allerdings wird CCS prioritär bei Industriequellen eingesetzt. In der Szenarienvariante „mit CCS“ wird CCS zusätzlich im Stromsektor eingesetzt. Um den hier geringer angenommenen geringeren Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien auszugleichen, werden fossile Kraftwerke mit CCS gebaut. Tabelle 3 zeigt die in dem

Szenario angenommene Entwicklung der Nettoleistung von Kohlekraftwerken mit und ohne CCS sowie die daraus resultierende Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2050. Es wird deutlich, dass die CO<sub>2</sub>-Emissionen durch einen Rückgang der Kohle gefeuerten Nettoleistung und die Nutzung von CCS um nahezu die Hälfte reduziert werden.

### Verminderung der Treibhausgas-Emissionen mit CCS (2020, 2025, 2050)

Auswertung von fünf Studien aus den Jahren 2007-2009 (ohne Sensitivitätsanalysen)  
(Jahreszahlen = Installationsjahr der CO<sub>2</sub>-Abscheidung)



**Vereinbarkeit mit anderen Klimaschutzmaßnahmen:**

Die potentielle Rolle von CCS im Kontext einer deutschen Klimaschutzentscheidung ist entscheidend von der gewählten Gesamt-Energiestrategie ab. Unter den Bedingungen eines weiterhin deutlichen Ausbaus von erneuerbaren Energien, eines stetig ansteigenden Anteils von Kraft-Wärme-Kopplung sowie einer deutlichen Zunahme der Effizienz in der Stromversorgung (basierend auf den Annahmen des BMU-Leitszenarios 2009) ist der Spielraum für eine weitere Reduktion von CO<sub>2</sub> in der verbleibenden fossilen Stromversorgung mittels CCS deutlich eingeschränkt. Bei Berücksichtigung der energiepolitischen Leitplanken verbleibe nur noch eine deutlich reduzierte Anzahl an Volllaststunden für fossile Grundlast-Kraftwerke. Überdies würden die Anforderungen an die Dynamik der verbleibenden fossilen Kraftwerke deutlich steigen, um die fluktuierende Angebot von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen ausgleichen zu können. Kohlekraftwerke sind hierfür weniger geeignet als flexible Gaskraftwerke. BMU (2010a) geht von einer Reduktion der Volllaststunden von Kohlekraftwerken von 7.000 h/a auf 3.589 h/a im Jahr 2050 aus. Eine Reduktion der Volllaststunden um ca. 50% bewirkt eine Erhöhung der auf die Kilowattstunden bezogenen Investitionsaufwendungen, der Betriebs- und Wartungskosten auf das Doppelte. Auf der anderen Seite sinken die Stromgestehungskosten durch die Entwicklung der Brennstoffpreise und der Effizienzsteigerung dominiert. Die deutliche Abnahme der Volllaststunden bewirkt daher nur eine geringe Ansteigerung der gesamten Stromgestehungskosten bis 2050.

**Beiträge zur Versorgungssicherheit:**

Eine erhöhte klimapolitische Kompatibilität von Kohlekraftwerken kann im energiepolitischen Zieldreieck aus Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Klimaschutz unter Umständen einen positiven Beitrag zur Energieversorgung Deutschlands leisten. Dies gilt auch für CCS-Kohlekraftwerke und insbesondere für die mit Braunkohle befeuert werden, da Braunkohle der einzige fossile Energieträger in Deutschland langfristig verfügbar ist. Der Betrieb von Steinkohlekraftwerken ist hingegen nur bedingt von Vorteil für die deutsche Energieversorgungssicherheit, da die deutsche Steinkohleproduktion bis zum Jahr 2018 abgewickelt und die Abhängigkeit von Steinkohleimporten am deutschen Steinkohlebedarf weiter steigen wird (siehe Tabelle 1). Die Abscheidungsprozesse zur Abscheidung von CO<sub>2</sub> bewirken signifikante Wirkungsgradverluste, die den spezifischen Bedarf an Importkohle pro erzeugter Einheit Strom erhöhen.

**Vereinbarkeit mit anderen politischen (Umwelt-)zielen:**

CCS erhöht den spezifischen Brennstoffbedarf eines Kohlekraftwerkes um etwa 10-15%. Dementsprechend kommt es zu einer proportionalen Erhöhung der Umweltauswirkungen der Kohleförderung, wie z.B. der Landschaftsbelastung bei der Braunkohleförderung. Die Umweltauswirkungen der CCS-Technologie sind Sommermorgen, Eutrophierung von Böden und Gewässern, marine Ökotoxizität und der Partikelaustrag. BMU hat verschiedene Umweltbewertungen der CCS-Technologie analysiert. Dabei korrelieren die Studienannahmen zu vielfältigen Trade-offs in den einzelnen Umweltkategorien. Bei einigen Studien alle Emissionen entsprechend des zusätzlichen Energieaufwands ansteigen, modellieren andere Studien Trade-offs, die durch die gleichzeitige Reduktion anderer Emissionen während des CO<sub>2</sub>-Abscheidungsprozesses entstehen.



Für Post-Combustion-Verfahren kommen die Studien im Wesentlichen zu dem Schluss, dass bei fast allen Umweltwirkungen Zunahmen um 26 bis 250 % zu verzeichnen sind. Für Pre-Combustion und Oxyfuel können die einzelnen Prozesse noch nicht im Detail modelliert werden – grobe Abschätzungen zeigen bei IGCC-Kraftwerken Zunahmen aller Umweltwirkungen um 20 bis 66 %, bei Oxyfuel Abnahmen aller Umweltwirkungen um 22 bis 80 %.

Der Anteil der Infrastrukturherstellung, also der Anlagen, die für die Abscheidung, den Transport und die Lagerung benötigt wird, wird von allen Studien als sehr gering analysiert (0,3 - 2,6 %). Der Transport des CO<sub>2</sub> wird weitgehend einheitlich modelliert, auch wenn die Annahmen über die Transportentfernung variieren. CO<sub>2</sub>-Leckagen bei der Verdichtung und beim Transport wurden nur teilweise modelliert. Leckagen des CO<sub>2</sub>-Lagers werden von keiner Studie angenommen – es wird entweder davon ausgegangen, dass eine Lagerstätte ansonsten nicht genehmigt werden würde oder aber dass CO<sub>2</sub> in jedem Fall frei werden wird, dieses aber sehr verzögert, was erheblich besser für das Klima wäre als hohe Emissionsraten zum derzeitigen Zeitpunkt. Nicht in Ökobilanzen betrachtet werden andere Aspekte wie die Umweltauswirkungen des Kohleabbaus. Diese wurden bereits in Kapitel 2.1.1 beschrieben.

Bisher völlig ungeklärt ist die Frage, ob die Verbringung großer Mengen Kohlendioxid einen biogeochemischen Einfluss auf die mikrobielle Lebewelt in tiefen Gesteinsschichten hat. Viele Bakterienarten in tiefen Gesteinsschichten sind bisher noch völlig unbekannt und deren „Funktion“ innerhalb des Ökosystems noch nicht annähernd erforscht.

### 2.3.2 Ökonomie und Strukturentwicklung

#### **Wirtschaftlichkeit:**

Die Nutzung der CCS-Technologie ist mit hohen Kosten verbunden, wobei die CO<sub>2</sub>-Abscheidung der bei weitem kostenintensivste Schritt der CCS-Kette ist. Eine Auswertung von 17 Fallstudien in sieben europäischen Ländern im Rahmen des GESTCO-Projekts kommt zu dem Ergebnis, dass die CO<sub>2</sub>-Abscheidung für mehr als 60 % der Kosten von CCS verantwortlich ist. Werden – wie in vielen Studien praktiziert – auch die Kosten der CO<sub>2</sub>-Verdichtung dem Abscheideprozess zugeschlagen, erhöht sich der Anteil dieses Verfahrensschrittes gar auf 78 %. Bei einem konventionellen Kohlekraftwerk führt die Installation eines Post-Combustion-Verfahrens auf Basis von Aminen zu einer Erhöhung der Stromerzeugungskosten um etwa 40 - 70 %. Bei einem integrierten Kohlevergasungskraftwerk (IGCC) fällt der Kostenzuwachs mit 20 - 55 % deutlich geringer aus. Dies ist v.a. auf das geringere Volumen des aus der Kohlevergasung entstehenden CO<sub>2</sub>-Stroms sowie die geringere Energieintensität des hier genutzten Pre-Combustion-Prozesses zurückzuführen (IPCC 2005).

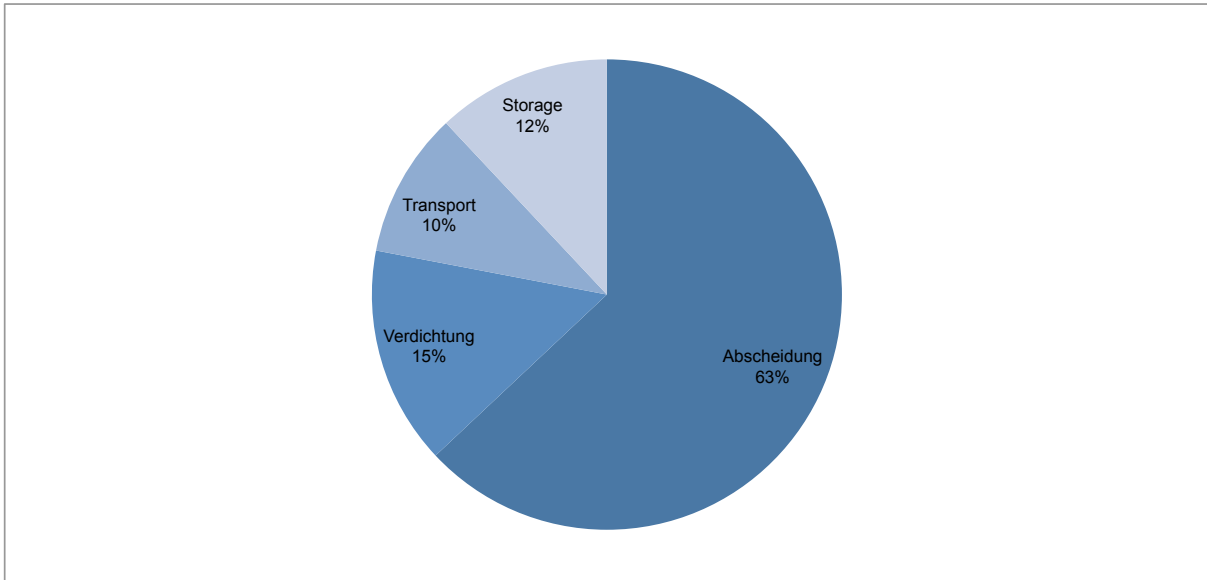


Abbildung 22: Aufteilung der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten zwischen den Komponenten der CCS-Kette

Quelle: Christensen und Holloway 2004

Die Kosten für den Transport von CO<sub>2</sub> werden einerseits durch das genutzte Transportmedium (z.B. Onshore/Offshore-Pipelines, Tanker, LKWs, Schiene), die Transportdistanz sowie Eigenschaften des zu überwindenden Gebiets beeinflusst. Der Transport über Straße oder Schiene ist sehr teuer und nur für geringe Transportkapazitäten geeignet. Der Transport durch Pipelines oder Schiffe ist deutlich preiswerter und für hohe Kapazitäten nutzbar. Allerdings sind hohe Kosten für den Infrastrukturaufbau erforderlich. Die Kosten für die CO<sub>2</sub>-Speicherung sind stark von speicherspezifischen Charakteristika abhängig. Die günstigste Option stellen Onshore-Formationen mit einer hohen Permeabilität dar, bei denen bestehende Infrastruktur (z.B. vorhandene Bohrungen zur Öl- oder Gasexploration) für die CO<sub>2</sub>-Speicherung genutzt werden kann.

Die Wirtschaftlichkeit von CCS-Kraftwerken ist stark abhängig vom Zertifikatspreis im europäischen Emissionshandelssystem und der Entwicklung des Braunkohlepreises abhängig. Abbildung 23 zeigt am Beispiel von Braunkohlekraftwerken die Kostenentwicklung von CCS-Kraftwerken im Vergleich mit Kraftwerken ohne CCS und erneuerbaren Energien bis 2050. Das Kostenszenarien rechnet sowohl Varianten mit einem starken Anstieg der Energieträgerpreise bei einer moderaten Entwicklung der Zertifikatspreise (Preispfad A/C) als auch den umgekehrten Fall (Preispfad C/A). Es zeigt sich, dass Wind offshore sowie ein Mix erneuerbarer Energiequellen ab dem Jahr 2025 bzw. 2035 wirtschaftlich günstiger als CCS-Braunkohleanlagen sind (BMU 2010a). Neben den genannten Rahmenbedingungen trägt in dem abgebildeten Kostenszenario auch eine Verringerung der Volllaststunden von Kohlekraftwerken (entsprechend der unter „Vereinbarkeit mit anderen Klimaschutzmaßnahmen“ skizzierten Entwicklung) um ca. 50 % zum Anstieg der Stromgestehungskosten von Braunkohlekraftwerken bei.

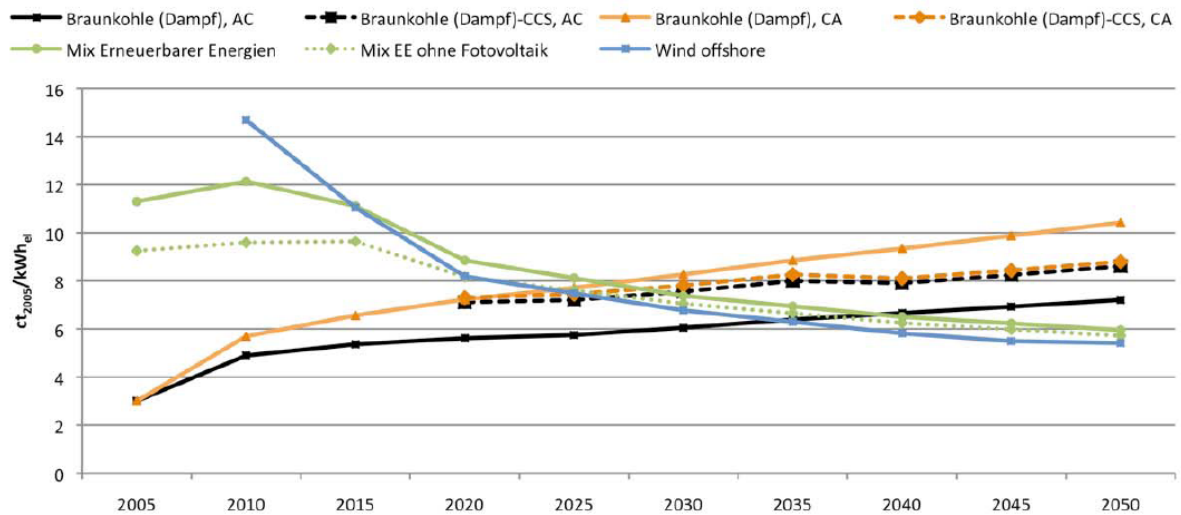


Abbildung 23: Verlauf der Stromgestehungskosten (Neuanlagen) von erneuerbaren Energien und Braunkohlekraftwerken (mit/ohne CCS) bei Preispfaden A/C und C/A

Quelle: BMU 2010a

### Struktureffekte (Beschäftigung):

Bei der CCS-Technologie handelt es sich um eine klassische inkrementelle Innovation, die auf bestehenden technologischen Systemen und Strukturen ansetzt und diese hinsichtlich eines bestimmten Ziels optimieren soll. Nichtsdestotrotz kann CCS als hochgradig kapitalintensive Technologie, deren Implementierung eine große Spanne an Sektoren und Branchen einschließt, zu spürbaren ökonomischen Effekten führen. Verschiedene Szenarien zeigen jedoch, dass ein offensiver Ausbau der CCS-Technologie im Strombereich in einer langsameren Marktdurchdringung der erneuerbaren Technologien resultieren und demnach die Entstehung neuer Arbeitsplätze in diesem Bereich bremsen könnte. Die Auswirkungen können daher realistisch nur im Rahmen eines Gesamtkonzepts eingeschätzt werden. Grundsätzlich ist bei einer Anpassung von Kohlekraftwerken an klimapolitische Rahmenbedingungen von einem weniger deutlichen Effekt auf die Beschäftigung als bei der Herausbildung neuer Industriestrukturen durch den Ausbau erneuerbarer Energietechnologien auszugehen.

### Potential zur Erhaltung zukunftsfähiger Industriestrukturen:

Die CCS-Technologie impliziert ein hohes Potential zur Verfestigung industriell-struktureller Pfadabhängigkeiten, da die Technologie die Kompatibilität des aktuellen Energieträgermixes mit den klimapolitischen Anforderungen erhöhen würde. Folglich würden mit hoher Wahrscheinlichkeit die Produzentenstrukturen im Stromsektor stabil bleiben und thermische Kraftwerke die Stromerzeugung weiterhin dominieren. Neue moderne Kohlekraftwerke können mit der Post-Combustion-Technologie ausgestattet werden. Erfüllen bestehende Kraftwerke bestimmte technische und logistische Voraussetzungen (z.B. ausreichend verfügbare Fläche auf dem Kraftwerksgelände, optimierte Kühlungssysteme), kann die Post Combustion-Technologie auch nachgerüstet werden. Oxyfuel-Technologien nutzen ebenfalls einen konventionellen Dampfprozess. Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC)-Kraftwerke, in denen Kohle durch Vergasung in ein Synthesegas umgewandelt und ein Pre-

Combustion-Verfahren zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung genutzt wird, führen hingegen zu einer stärkeren Veränderung gegenüber dem derzeit dominierenden Technologiepfad. IGCC-Kraftwerke befinden sich gegenwärtig noch in der Demonstrationsphase.

Mit Blick auf die verschiedenen CO<sub>2</sub>-Abscheiderouten ergeben sich unterschiedliche Konstellationen der jeweils führenden Technologieanbieter. Insgesamt werden die Komponenten für CCS-Kraftwerke jedoch hauptsächlich von etablierten Marktspielern im Anlagenbau hergestellt. So bietet z.B. Siemens sowohl konventionelle Kraftwerksblöcke als auch einen Post-Combustion-Prozess oder ein Vergasungsverfahren an. Weitere wichtige Technologieanbieter sind Alstom, Mitsubishi Heavy Industries sowie für Gastechnologien Lurgi/Air Liquide und Linde AG.

#### **Potential zur Bildung neuer Industriestrukturen:**

Obgleich die CCS-Technologie wie zuvor beschrieben auf existierenden Technologien aufsetzt (siehe oben), impliziert sie auch ein gewisses Potential zur Bildung neuer Industriestrukturen. Dies betrifft jedoch weniger die CO<sub>2</sub>-Abscheidung als vielmehr den Transport und die Speicherung des CO<sub>2</sub>. Eine umfassende Nutzung von CCS würde den Aufbau eines umfangreichen CO<sub>2</sub>-Pipelinenetzwerkes erforderlich machen und beispielsweise neue Handelsnetzwerke zwischen den Kraftwerksbetreibern und den Pipelinebetreibern schaffen. Da in Nordrhein-Westfalen die Möglichkeit, CO<sub>2</sub> zu Speicherstätten in den Niederlanden zu transferieren, diskutiert wird, würden sich diese Handelsnetzwerke nicht zwingend nur auf die nationale Ebene begrenzen. Mit Blick auf die CO<sub>2</sub>-Speicherung käme es überdies zu neuen Netzwerken zwischen den CO<sub>2</sub>-Emittenten und Unternehmen, die Kompetenzen bei der Erkundung und Überwachung der Speicher aufweisen.

### **2.3.3 Umsetzung in NRW**

#### **Kompatibilität mit bestehenden Infrastrukturen:**

Um die CCS-Technologie einsetzen zu können, ist der Aufbau einer Infrastruktur für den Transport großer Mengen CO<sub>2</sub> erforderlich. Für Nordrhein-Westfalen wurde vom Wuppertal Institut ein mögliches Einführungsszenario für den Aufbau einer Infrastruktur zum Transport von abgeschiedenem CO<sub>2</sub> zu potentiellen Speicherstätten entwickelt, das aber keine realen Planungen darstellt.

Das Szenario basiert auf der Klimaschutzstrategie der vorherigen nordrhein-westfälischen Landesregierung. NRW emittiert rund 50 % der gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Kohlekraftwerken in Deutschland. Die auf den Zeithorizont 2020 fokussierende Klimaschutzstrategie der früheren Landesregierung sah daher vor, bestehende Kohlekraftwerke durch effizientere Neubauten zu ersetzen. Das von der Klimawissenschaft geforderte CO<sub>2</sub>-Reduktionsziel, im Jahr 2050 80 % weniger CO<sub>2</sub> als 1990 auszustoßen, könnte in Verbindung mit dieser Strategie dann nur durch einen umfassenden Einsatz der CCS-Technologie realisiert werden. Dazu müssten konsequenterweise alle in den nächsten Jahren in Betrieb gehenden Kohlekraftwerke zwischen 2020 (als frühesten Zeitpunkt des großtechnischen Einsatzes der Technologie) und 2028 mit CCS-Technik nachgerüstet

beziehungsweise neu gebaut werden. Für dieses hypothetische Szenario wurden vom Wuppertal Institut entsprechende CO<sub>2</sub>-Transportstrategien skizziert (Wuppertal Institut 2009a).

Um die Anbindung vieler CO<sub>2</sub>-Quellen möglichst effizient zu gestalten, müssten mehrere Emittenten inklusive industrieller Quellen zu Clustern zusammengefasst und an gemeinsame, größere Pipelines angeschlossen werden. Die zu bauenden CO<sub>2</sub>-Pipelines könnten entlang bereits vorhandener Erdgaspipelinetrassen geführt werden, um mögliche Konflikte (unter anderem Nutzungskonkurrenzen) zu minimieren. Da es zurzeit keine fundierten Aussagen zu einzelnen Speicherstätten gibt, werden in dem Szenario nur denkbare Onshore-Speicherregionen betrachtet (Nordfriesland/Schleswig-Holstein, Altmark/Sachsen-Anhalt und Niedersachsen) und den CO<sub>2</sub>-Emittentenclustern zugeordnet.

Das Szenario würde zum Transport der abgeschiedenen Mengen CO<sub>2</sub> den Bau von insgesamt elf Pipelines mit Durchmessern zwischen 40 und 80 cm und einer Gesamtlänge von über 4.300 Kilometern erfordern. Die CO<sub>2</sub>-Ströme der verschiedenen Cluster in Nordrhein-Westfalen würden etwa 125 Mio. t pro Jahr betragen. Insgesamt wäre für die nordrhein-westfälischen Kohlendioxidemissionen über einen Zeitraum von 40 Jahren eine Speicherkapazität von ca. 5 Mrd. t erforderlich.

#### **Gesellschaftliche Akzeptanz:**

Die gesellschaftliche Akzeptanz von CCS hat sich zu einer Schlüsselfrage für die großtechnische Umsetzung der Technologie entwickelt. In den möglichen Speicherregionen wie Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Brandenburg haben Planungen für die Erkundung von potentiellen Speicherstätten zu starken Widerständen in der lokalen Bevölkerung geführt. Infolge dessen lehnt beispielsweise die Schleswig-Holsteinische Landesregierung jegliche unterirdische CO<sub>2</sub>-Speicherung auf ihrem Landesgebiet ab und tritt für ein Vetorecht der betroffenen Bundesländer in einem deutschen CCS-Gesetz ein.

Im Rahmen des Projekts „CCS-Kommunikation“ wurden Ende 2009 vom Forschungszentrum Jülich und dem Wuppertal Institut drei repräsentative Bevölkerungsbefragungen in Deutschland zu den Themen Umwelt, Energiequellen und CCS durchgeführt. Erstmals fanden dabei parallel zu einer bundesweiten Befragung zwei regionale Befragungen statt: in der Region „Rheinschiene“, um damit eine Region zu repräsentieren, in der ein CCS-Demonstrationskraftwerk geplant ist, und in der Region „Nördliches Schleswig-Holstein“, um damit eine Region abzubilden, in der potentielle Speicherstätten für CO<sub>2</sub> vorhanden sind.

Die Ergebnisse der Umfrage zeigen: CCS ist in der deutschen Bevölkerung nicht mehr unbekannt. Rund 43 % aller Befragten haben schon von CCS gehört, in Schleswig-Holstein sogar über die Hälfte der Befragten. Dies verdeutlicht, dass die Proteste gegen CCS in Schleswig-Holstein u. a. dazu geführt haben, dass dort die Bekanntheit zumindest des Begriffs „CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Speicherung“ deutlich höher ist als in der Region Rheinschiene und im Rest Deutschlands. Dort gaben rund 42 % bzw. rund 41 % der Befragten an, schon mal von CCS gehört zu haben (Schumann et al. 2010).

Die Befragungsergebnisse verdeutlichten, dass 42 % aller Befragten den Einsatz der CCS-Technologien insgesamt vor dem Erhalt von Informationen spontan ablehnten. Dabei war die

spontane Ablehnung mit 52 % in Schleswig-Holstein am größten. In der Region Rheinschiene entsprach sie mit 42 % dem Gesamtdurchschnitt.

Im Vergleich zu den CCS-Technologien allgemein fiel die spontane Ablehnung eines Demonstrationskraftwerks deutlich geringer aus (siehe Abbildung 24). 31 % aller Befragten wären gegen die Genehmigung eines Demonstrationskraftwerks. Allerdings war auch hier die spontane Ablehnung in Schleswig-Holstein mit 41 % am höchsten. In der Region Rheinschiene und dem übrigen Deutschland (Deutschland\*) lag sie mit 28 % bzw. 27 % deutlich unter dem Gesamtdurchschnitt.

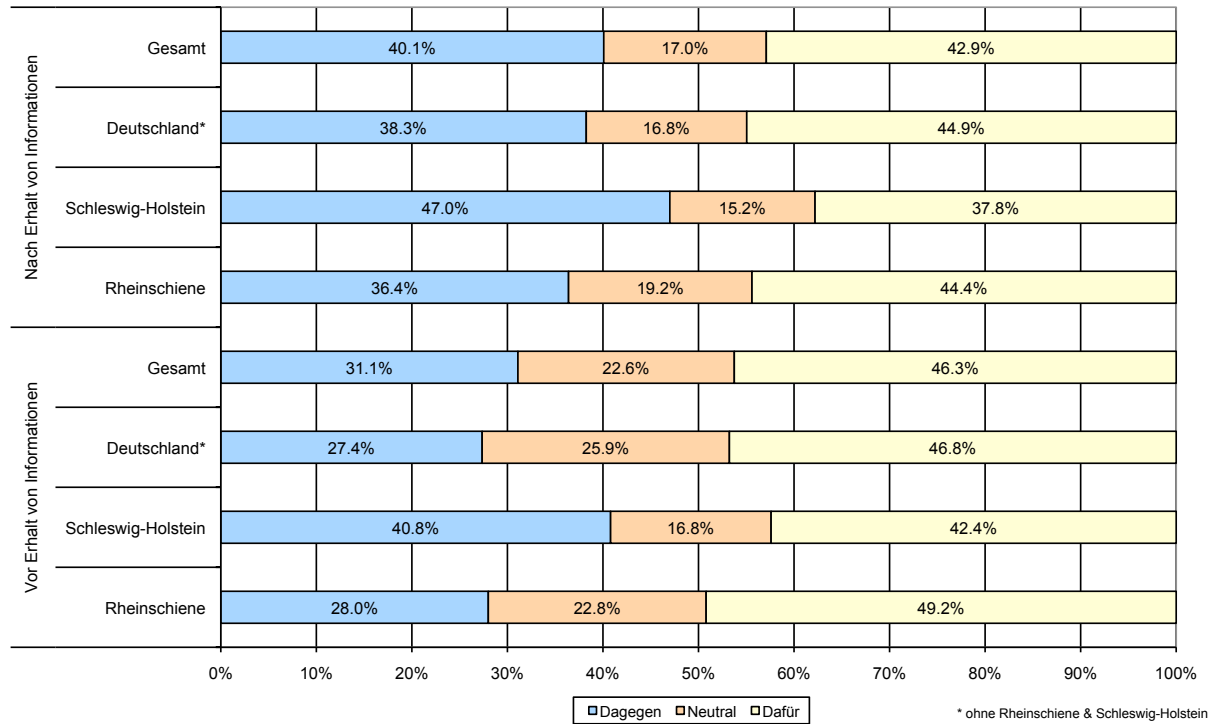


Abbildung 24: Einstellung zu einem CCS-Demonstrationskraftwerk vor und nach Erhalt von Informationen

Quelle: Schumann et al. 2010

Nach dem Erhalt von Informationen zu den drei Prozessschritten Abscheidung, Transport und Speicherung stieg sowohl die Ablehnung der CCS-Technologien als auch die Ablehnung der Genehmigung eines Demonstrationskraftwerks. Allerdings stieg die Ablehnung eines Demonstrationskraftwerks deutlich stärker: sie nahm um 9 %-Punkte zu, während die Ablehnung der CCS-Technologien um rund 4 %-Punkte stieg.

Die stärksten Einstellungsänderungen bezüglich der Genehmigung eines Demonstrationskraftwerks vollzogen sich in Deutschland und in der Region Rheinschiene: dort nahm die Ablehnung um 10,9 %-Punkte bzw. 8,4 %-Punkte zu, während sie in der Schleswig-Holstein um 6,2 %-Punkte stieg. Bei den Einstellungsänderungen bezüglich der CCS-Technologien gab es hingegen nur geringfügige regionale Unterschiede.

**Sonstige Einflussfaktoren:**

Ein entscheidender Einflussfaktor auf die Anwendung der CCS-Technologie in Deutschland ist das verfügbare Potential zur CO<sub>2</sub>-Ablagerung. Vorliegende Abschätzungen des CO<sub>2</sub>-

Ablagerungspotentials für Deutschland in salinen Aquiferen und ausgeförderten Erdgasfeldern (onshore sowie offshore) offenbaren eine weite Spannbreite des effektiv nutzbaren Ablagerungsvolumen zwischen 3 und 44 Mrd. t CO<sub>2</sub>. Die im GeoCapacity-Projekt für Deutschland veröffentlichte konservative Schätzung von 17 Mrd. t CO<sub>2</sub> kann hierbei als Mittelwert angesehen werden. Ausschlaggebend für diese Spannweiten sind insbesondere die unterschiedlichen Annahmen über die Ablagerungseffizienz. Bei konservativen, vorsichtigen Basisannahmen ergibt sich nach einer neueren Abschätzung durch BMU (2010a) eine Ablagerungskapazität von im Mittel insgesamt 5 Mrd. t CO<sub>2</sub>. Sensitivitätsrechnungen ergeben eine Unsicherheitsschwankung von 4 bis 15 Mrd. t CO<sub>2</sub>.

Wird wie oben von einer einzuspeichernden Menge CO<sub>2</sub> von ca. 5 Mrd. t aus Kraftwerken und industriellen Punktquellen ausgegangen, so sind bei konservativen Schätzungen des Speicherpotentials Engpässe zu erwarten, während optimistische Schätzungen ein ausreichendes Speichervolumen implizieren. Allerdings ist zu beachten, dass in NRW selbst keine Ablagerungsmöglichkeiten gegeben sind.

### **Handlungsmöglichkeiten für NRW:**

Die Handlungsspielräume der Landesregierung NRW stellen sich mit Blick auf die gesamte CCS-Kette sehr ambivalent dar. Die Landesregierung unterstützt derzeit aktiv Projekte zur Erforschung und Entwicklung sowie Demonstration der CCS-Technologie mit besonderem Fokus auf die CO<sub>2</sub>-Abscheidung. Der konkrete Gesetzesrahmen für die Implementierung von CCS-Projekten und finanzielle Anreizmechanismen wird jedoch auf nationaler und europäischer Ebene (mit dem Emissionshandelssystem als zentralem Hebel) festgelegt. Allerdings beabsichtigt die neue Landesregierung, das Ziel einer klima- und umweltverträglichen Energieversorgung in den Landesentwicklungsplan (LEP) zu integrieren (§ 26). Dies würde die klimapolitischen Anforderungen an Kohlekraftwerke verschärfen und die Nutzung von CCS, wenn die Technologie verfügbar ist, forcieren.

Mit Blick auf die CO<sub>2</sub>-Speicherung verfügen die Bundesländer über recht hohe Einflussmöglichkeiten, da die Genehmigung für die Erkundung und Bewertung möglicher Lagerstätten von den zuständigen Landesbehörden, in Niedersachsen z.B. dem Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG), erteilt werden. Überdies unterliegt das Gesetz, welches die CO<sub>2</sub>-Speicherung rechtlich regelt, der Zustimmung der Bundesländer im Bundesrat und macht die Länder damit zu einer wichtigen Größe bei der Ausgestaltung des Rechtsrahmens für die CO<sub>2</sub>-Speicherung.

### **Umsetzungstiefe der Handlungsmöglichkeiten:**

Als End-of-Pipe-Technologie, deren einziger Zweck die CO<sub>2</sub>-Minderung einer fossil befeuerten Anlage ist, verfügt die CCS-Technologie über keinen natürlichen Markt. Demnach erfolgt eine Markteinführung nur, wenn die politischen Rahmenbedingungen dies erfordern. Da die CCS-Kette, insbesondere die CO<sub>2</sub>-Abscheidung, überdies sehr energie- und kostenintensiv ist, ist ein starker staatlicher Eingriff für die Markteinführung der Technologie notwendig. Wie bereits oben erwähnt, werden die entscheidenden politischen Anreize und Entscheidungen auf europäischer und nationaler Ebene gesetzt bzw. gefällt. Innerhalb der Europäischen Union ist das Emissionshandelssystem das entscheidende politische Instrument für die Nutzung von CCS, welches bereits heute und in Zukunft starke

Auswirkungen auf Investitionen in der Energiewirtschaft hat bzw. haben wird. Darüber hinaus wird die Erforschung, Entwicklung und Demonstration der Technologie finanziell durch die Europäische Kommission gefördert. Die Landesregierung verfügt jedoch mit dem Landesentwicklungsplan über ein ordnungsrechtliches Instrument, um die klimapolitischen Anforderungen an Kohlekraftwerke zu erhöhen.

Eine derartige Maßnahme würde eine hohe Umsetzungstiefe aufweisen. Ein starkes Instrument, um den Ausbau von CCS im Bundesland zu bremsen oder zu forcieren, wäre außerdem die Möglichkeit, die Einführung von CCS durch sektorale CO<sub>2</sub>-Minderungsvorgaben im von der Landesregierung geplanten Klimaschutzplan zu forcieren. Die Förderung von FuE- und Demonstrationsprojekten impliziert im Vergleich dazu eine eher niedrige Umsetzungstiefe. Gleiches gilt für Veranstaltungs- und Kommunikationsforen für die Information der Bürger- und Bürgerinnen, sollte es beispielsweise zu infrastrukturellen Maßnahmen kommen. Die Durchsetzung von Infrastrukturmaßnahmen (z.B. CO<sub>2</sub>-Pipelines) auch ggf. gegen den Willen der Bürger und Bürgerinnen durch ein auf nationalen Gesetzen beruhendes Genehmigungsverfahren sowie die Einflussnahme auf ein CCS-Gesetz im Bundesrat ist dagegen mit mittlerer bis hoher Umsetzungstiefe verbunden.



### **3 Forcierter Ausbau der Strom- und Wärmeerzeugung durch KWK mit verstärktem Ausbau der Wärmeleitungsinfrastruktur**

#### **3.1 Klimaschutz und Energiepolitik**

##### **CO<sub>2</sub>-Minderungspotential:**

Die verstärkte Nutzung der KWK gehört zu den Klimaschutzmaßnahmen mit dem höchsten Minderungspotential. Alle der in dem Zwischenbericht des Projektes untersuchten Szenarien (Wuppertal Institut 2010b) gehen von steigenden Anteilen der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) an der Stromerzeugung aus, wie es auch der politischen Beschlusslage entspricht. Hierzu zählt auch die Nutzung von KWK in Biomasseanlagen. Dies spiegelt die Ansicht wieder, dass der Ausbau der KWK ein zentraler Treiber der Energieeffizienzsteigerungen im Bereich der Stromerzeugung ist. So geht die Studie Energiezukunft 2050 (FFE 2009) von einem KWK-Anschlusszwang, einer Verdopplung der KWK-Stromerzeugung bis 2020 und einem Anteil an der Stromerzeugung im Jahr 2050 von ca. 40 % aus. Insgesamt spielt die KWK um 2030 eine sehr wichtige Rolle, während die Ausbaudynamik bis 2050 abnimmt, da durch die steigende Effizienz im Gebäudebereich der Wärmebedarf abnimmt. Ein weiterer Grund für die langfristig dann stagnierende Bedeutung liegt darin, dass die ökologischen Vorteile der KWK durch zunehmend hohe Anteile emissionsarmer erneuerbarer Energieträger im Referenz-Stromsystem schwinden.

Ausführliche Potentialstudien zur KWK in NRW liegen derzeit nicht vor. Nordrhein-Westfalen hat deshalb eine Potenzialstudie in Auftrag gegeben, die die wirtschaftlich realistischen Potenziale von KWK in NRW aufzeigen sollen. Erste Ergebnisse der Studie werden Anfang 2011 vorliegen (EnergieAgentur.NRW 2008). Eine Abschätzung auf Basis der bundesdeutschen Zahlen geht von einem Potential von 21 TWh/a elektrisch für die industrielle KWK und rd. 67 TWh/a thermisch für die Fernwärme aus (EUtech 2008). Damit lässt sich nach dieser Rechnung ein Ausbau der Stromerzeugung um 27 bis 35 TWh/a auf 45 bis 53 TWh/a bis 2020 realisieren. In der langfristigen Perspektive bis 2050 ist zu erwarten, dass die Wärmenachfrage ab 2040 durch die bis dahin erfolgte Minderung des Energieverbrauches im Gebäudebestand sinkt und auch der Anteil der KWK nach einem Peak um das Jahr 2030 an Bedeutung abnimmt. Über die gesamte Zeit handelt es sich aber um eine der größten Beiträge zur Emissionsminderung im Kraftwerkssektor.

	Strom*	Wärme	Leistung
	TWh <sub>el</sub> /a	TWh <sub>th</sub> /a	GW <sub>el</sub>
Retrofit FW-Bestandsanlagen	~10	-	~ 2,0
FW-Verdichtung + Erweiterung	~ 13	~ 13	~ 2,6
Industrielle KWK	~ 8	~13,5	~ 1,1
Summe	~31	~26,5	~ 5,7

\* berechnet mit einer mittleren Stromkennzahl von 1,0

Abbildung 25: KWK-Ausbaupfad für NRW bis 2020 (Klimaschutzpfad – 25%)

Quelle: EUtech 2008

### Vereinbarkeit mit anderen Klimaschutzmaßnahmen:

Der Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung ist davon abhängig, ob entsprechende Wärmesenken zur sinnvollen Verwendung der Wärme vorhanden und entweder direkt am Anlagenstandort oder durch ein Wärmeleitungsnetz verbunden sind. Die heute vorhandene Industrie- und Gebäudestruktur mit ihrer hohen Wärmenachfrage bietet grundsätzlich ein großes Potential zum weiteren Ausbau. Die energetische Sanierung des Gebäudebestandes muss und wird aber auf lange Sicht, etwa ab 2040, die Wärmenachfrage so verringern, dass sich der Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung voraussichtlich wieder abnehmen wird. Dieser Effekt wird noch deutlich stärker in Neubaugebieten auftreten, in denen durch Vorgaben zum Passiv- oder Plusenergiehaus-Standard die Wärmelast so gering wird, dass sich auf lange Sicht keine Infrastruktur für Gas- oder Wärmeleitungen lohnt oder zumindest eine Clusterung der Häuser mit Nahwärmeanschluss an eine gemeinsame Energiezentrale erforderlich sein wird (Ifeu und Wuppertal Institut 2009). Dieser Effekt wird aber insbesondere im Gebäudebestand erst langfristig auftreten, so dass diese Klimaschutzmaßnahmen erst ab 2030/2040 miteinander konkurrieren. In Neubaubereich kann dies schon deutlich früher der Fall sein.

### Beiträge zur Versorgungssicherheit:

Die Kraft-Wärme-Kopplung ist eine Effizienztechnologie, die insbesondere die Nutzung der Energieträger Erdgas und Kohle effizienter gestaltet und somit zu einem geringeren Import dieser beiden Energieträger beiträgt. Sie ist folglich aus Sicht der Versorgungssicherheit als sinnvoll zu bewerten. Nichtsdestotrotz werden in fossil befeuerten KWK-Kraftwerken im großteils Importkohle sowie importiertes Erdgas verfeuert. Die deutschen Braunkohlekraftwerke sind in der Nähe der Braunkohletagebauten gelegen, die sich in großer Entfernung von Wärmesenken befinden. In vielen Fällen bietet die Kraft-Wärme-Kopplung jedoch die Möglichkeit, heimische Biomasse effizient zu nutzen und so zur Versorgungssicherheit beizutragen.

### Vereinbarkeit mit anderen politischen (Umwelt-)Zielen:

Die Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung ist eine Anlagentechnik, die auch größere Anlagen bis zu 700 MW<sub>el</sub> ermöglicht. Die Umweltauswirkungen sind daher ähnlich zu bewerten wie bei anderen fossilen Energietechnologien. Insgesamt führt der Bau und Betrieb von Kohlekraftwerken zu Verschlechterungen in den Wirkungskategorien Sommersmog,

Eutrophierung, Versauerung von Böden und Gewässern sowie einem erhöhten Ausstoß von Rußpartikeln (BMU 2010a). Allerdings sind mit Blick auf KWK die Umweltauswirkungen im Vergleich zum Mix des fossilen Kraftwerksparks deutlich geringer einzuschätzen, da die besonders stark emittierende und im Tagebau geförderte Braunkohle bei der Kraft-Wärme-Kopplung keine nennenswerte Rolle spielt. Der Grund liegt darin, dass Braunkohlekraftwerke aufgrund des niedrigen Energiegehaltes des Brennstoffes in der Nähe des Tagebaues liegen, um Transportkosten zu vermeiden. In der Nähe der Tagebauten gibt es nur wenig Wärmeabnehmer.

### **3.2 Ökonomie und Strukturentwicklung**

#### **Wirtschaftlichkeit:**

Trotz ihrer Vorteile im Gesamtenergiesystem sind Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen nur in wenigen Fällen ohne zusätzliche Unterstützung wettbewerbsfähig (UBA 2007). Dies liegt unter anderem daran, dass bei einem Ausbau der KWK Neuanlagen ihre Investitionskosten zusätzlich zu den Betriebskosten erbringen müssen. Gegenüber abgeschriebenen Anlagen, die nur noch ihre Betriebskosten erbringen müssen sind sie im Nachteil. Die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen ist davon abhängig, welche Anlage bei welcher Wärmesenke genutzt wird und zu welchen Preisen die Produkte Strom und Wärme veräußert werden können. Dabei konkurrieren KWK-Anlagen auf der Stromseite gegen Kondensationskraftwerke oder Börsenstrompreise, auf der Wärmeseite gegen reine Heizkessel auf Öl oder Gasbasis.

Die Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung setzt immer voraus, dass es eine Wärmesenke zur sinnvollen Nutzung der erzeugten Wärme gibt. Außer bei der industriellen KWK, bei der Industrieprozesse mit hohem Wärmebedarf anlagennah durchgeführt werden, ist bei größeren Anlagen immer eine Wärmeleitungsinfrastruktur notwendig, um die erzeugte Wärme zu den Abnehmern zu bringen. Dadurch entstehen zusätzliche Systemkosten, die in einer wirtschaftlichen Gesamtbetrachtung eine wichtige Rolle spielen.

Derzeit gibt es verschiedene Förderinstrumente, die der Kraft-Wärme-Kopplung zu einem rentablen Betrieb verhelfen sollen. Zu den wichtigsten Förderinstrumenten gehört das KWK-Gesetz, das einen Bonus auf in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugten Strom vorsieht. Dazu kommen Vergünstigungen bei der Stromsteuer, der EEG-Umlage sowie eine besondere Berücksichtigung im Emissionshandel.

#### **Struktureffekte (Beschäftigung):**

Die Arbeitplatzeffekte durch den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung sind nur schwer zu beziffern. Eine grobe Abschätzung auf Bundesebene geht bei einem Investitionsvolumen von 2,3 Mrd. € über die Investitionsphase hinaus von einem Bruttobeschäftigungseffekt von 7.600 Arbeitsplätzen aus (UBA 2007).

#### **Potential zur Erhaltung zukunftsfähiger Industriestrukturen:**

Die Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplung ist eine bestehende Technologie, die bereits in weitem Umfang angewandt wird. Der Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung führt zu zusätzlicher Nachfrage im Anlagenbau und im Wärmeleitungsbau, diese Industrien werden

dadurch unterstützt. In der Summe wird dieser Effekt allerdings nicht sehr stark ausfallen, da es sich um eine umweltfreundlichere Technologie zur gekoppelten Wärme- und Stromversorgung handelt, die andere ungekoppelte Technologien verdrängt.

#### **Potential zur Bildung neuer Industriestrukturen:**

Der Bau von größeren Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und der damit verbundenen Wärmenetze ist Stand der Technik und lässt keine neuen Industriestrukturen erwarten. Kleine Anlagen auf Biomassebasis haben aber ein hohes Entwicklungspotential und können zu neuen Akteuren und Technologieentwicklungen führen. Ähnliches gilt für Mikro-KWK-Anlagen ( $< 10 \text{ kW}_{\text{el}}$ ), die derzeit auf der Schwelle zum Markteintritt stehen. Sollte es ihnen mittel- bis langfristig gelingen, konventionelle dezentrale Wärmeerzeuger zu verdrängen, so ergäbe sich hier das Potenzial für ein neues Massenprodukt. Hierzu wäre allerdings noch eine erhebliche Senkung der Investitionskosten erforderlich.

### **3.3 Umsetzung in NRW**

#### **Kompatibilität mit bestehenden Infrastrukturen:**

Die Infrastrukturanforderungen für einen höheren Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung in der Strom- und Wärmeerzeugung sind hoch. Dies liegt vor allen an den dafür nötigen Nahwärmenetzen in der Gebäude- und Stadtteilversorgung. Wärmenetze sind Infrastrukturen mit hohem Investitionsaufwand, langfristigen Amortisationszeiten und umfangreichen Bautätigkeiten. Es gibt aber Bereiche der KWK, in denen diese Aufwendungen nicht oder nur in deutlich geringerem Umfang notwendig sind. Hier sind insbesondere die dezentrale und die industrielle KWK zu nennen. Allerdings ist ein deutlicher Beitrag zum Klimaschutz nur mit den beiden letzteren nicht allein zu schaffen.

#### **Gesellschaftliche Akzeptanz:**

Die gesellschaftliche Akzeptanz der Kraft-Wärme-Kopplung ist grundsätzlich hoch. Gegen die dezentrale und umweltfreundliche Technologie, die in den letzten Jahren vor allem von Stadtwerken gefördert wurde, gibt es keine grundlegenden Bedenken oder Vorbehalte. Bei Projekten mit Akzeptanzproblemen wie große Kohlekondensationskraftwerke wird die KWK auch als umweltfreundlichere Alternative gefordert. Lokal können allerdings Widerstände beim Ausbau von Wärmenetzen, beim Neubau von KWK-Anlagen oder auch bei Anschlusszwängen an Wärmenetze vorkommen.

#### **Sonstige Einflussfaktoren:**

Der Ausbau der Stromerzeugung aus KWK trifft zum Teil auf großen Widerstand von Energieunternehmen, die in der zusätzlichen Stromerzeugung eine Konkurrenz sehen. Die Diskussion um die Fördermechanismen für KWK im Zusammenhang mit dem KWK-Gesetz zeigt den großen Einfluss der Energieunternehmen (Töller 2005). Teilweise gibt es auch widersprüchliche Interessen innerhalb ein und desselben Unternehmens, wenn beispielsweise die Fernwärmesparte mit der Gassparte konkurriert. Da sich diese Konstellation in absehbarer Zeit nicht ändern wird, sind dort große Hindernisse zu erwarten. Ein weiteres universelles Hindernis stellt das Informationsdefizit bei Ausbildung und Hochschule (Behandlung der KWK nur als Randthema) sowie bei Planern, Architekten,

Heizungsbauern etc. dar. Eine nach verschiedenen KWK-Größenbereichen bzw. Sektoren (öffentliche, gewerbliche, industrielle, private KWK) differenzierte Hemmnisanalyse findet sich in (Wuppertal Institut 2007).

### **Handlungsmöglichkeiten für NRW:**

Die Handlungsmöglichkeiten für NRW hinsichtlich des Ausbaus der Kraft-Wärme-Kopplung sind eingeschränkt, aber vorhanden. Die finanzielle Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung läuft zentral über das KWK-Gesetz, das auf Bundesebene liegt. Allerdings ist Kraft-Wärme-Kopplung nur dann zu steigern, wenn nicht nur die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Anlage stimmt, sondern auch die Rahmenbedingungen, insbesondere für den Ausbau des Wärmenetzes, gegeben sind. Besonders hier hat das Land Nordrhein-Westfalen viele Möglichkeiten, Planungshindernisse zu beseitigen, ausgewählte Fördermaßnahmen durchzuführen und die in der Landesplanung enthaltenen Möglichkeiten auszuschöpfen. Ohne eine solche Unterstützung ist der Ausbau der KWK trotz finanzieller Förderung von Bundesebene kaum vorstellbar. Zusätzlich zeigen Vergleiche zwischen Ländern mit hohem KWK-Anteil, dass ein wichtiger Faktor die langjährige Verlässlichkeit der politischen Zielsetzung und Unterstützung ist (Wuppertal Institut 2007).

Ein Vorschlag aus einer KWK-Akteursbefragung sieht vor, ein generelles „Förderprogramm Nahwärmenetze & KWK-Planung“ aufzulegen. Besonderer Schwerpunkt dieser Maßnahme sollte es sein, die Vorplanung zu fördern (z.B. durch Zuschüsse). Diese Art der Planung kommt oft gar nicht zustande, so dass eine KWK-Versorgungslösung häufig gar keine Berücksichtigung findet.

Um die bestehenden Defizite abzubauen, könnten ferner Informationskampagnen zur weiteren Verbreitung der KWK sowohl angebotsseitig (Zielgruppe: Planungsbüros, Energiedienstleister, Architekten) als auch nachfrageseitig (Zielgruppe: Liegenschaften, Industrie, Gewerbe, Kommunen) gestartet werden.

### **Umsetzungstiefe der Handlungsmöglichkeiten:**

Die Umsetzungstiefe der Handlungsmöglichkeiten für die verstärkte Nutzung der KWK ist hoch, da neben Förderprogrammen vor allem die Vorgaben innerhalb der Landesplanung wichtige Impulse für den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung setzen können.

## 4 Etablierung klimaverträglicher Strukturen in der Industrie

### 4.1 Forcierte Energieeffizienz in der Verfahrens- und Fertigungstechnik

#### 4.1.1 Klimaschutz und Energiepolitik

##### CO<sub>2</sub>-Minderungspotential:

Nahezu ein Drittel des weltweiten Energiebedarfs und etwa 36% der globalen CO<sub>2</sub>-Emissionen werden von der verarbeitenden Industrie verursacht. Grundstoffindustrien wie die chemische und petrochemische Industrie sowie die Eisen-, Stahl-, Zement-, Papier- und weitere Metall- und Mineralienindustrien stellen etwa zwei Drittel dieses Anteils. Zwischen 1971 und 2004 ist der Energiebedarf um 61% gestiegen, was insbesondere auf ein starkes Wachstum in Entwicklungs- und Schwellenländern, insbesondere China, zurückzuführen ist (IEA 2007). Gleichzeitig besteht in der verarbeitenden Industrie jedoch ein erhebliches Potenzial für Effizienzverbesserungen und CO<sub>2</sub>-Einsparungen. Die IEA geht davon aus, dass die verarbeitende Industrie insgesamt etwa 25-37 EJ pro Jahr, d.h. 18-26% ihres aktuellen Energiebedarfs, einsparen könnte. Dies würde zu einer CO<sub>2</sub>-Reduktion von 1,9-3,2 Gt CO<sub>2</sub> bzw. 19-32% führen. Diese Reduktion würde zu einer Minderung der weltweiten energie- und prozessbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen um 7-12% führen (IEA 2007).

Hinsichtlich der Maßnahmen zur Effizienzverbesserung und CO<sub>2</sub>-Minderung wird zwischen sektoralen und systemtechnischen Optimierungen unterschieden (bei teilweisen Überschneidungen). Die sektoralen Minderungspotentiale der einzelnen Industriebranchen sind in (MWEBWV NRW 2010) dargestellt.



Abbildung 26: Sektorales CO<sub>2</sub>-Minderungspotenzial durch Effizienzsteigerungen in der verarbeitenden Industrie auf globaler Ebene

Quelle: IEA 2007

Die Abbildung zeigt deutlich, dass die Zementindustrie das höchste sektorale Minderungspotenzial aufweist. Sie verursacht gegenwärtig ca. 7% des globalen industriellen Energiebedarfs. Etwa die Hälfte des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes der Zementindustrie entsteht durch chemische Reaktionen während der Klinkerproduktion. Diese Emissionen können nicht durch Effizienzmaßnahmen adressiert, jedoch durch die Nutzung von Ersatzstoffen (z.B.

Klinker) deutlich reduziert werden. Den größten Spielraum zur Erschließung von Effizienzpotenzialen bietet die Nutzung von effizienten Brennöfen für die Klinkerproduktion. Allerdings ist in der Europäischen Union das noch zu erschließende Effizienzpotenzial aufgrund des insgesamt höheren Effizienzniveaus geringer als in Schwellenländern wie China oder anderen Industrieländern. Während die im Durchschnitt pro Tonne Klinker aufzuwendende Energiemenge in der Europäischen Union 3,7 GJ beträgt, liegt sie in China bei 4,1 GJ/Tonne und in den USA bei ca. 4,5 GJ/Tonne (IEA 2009).

Die chemische und petrochemische Industrie weist nach der Zementindustrie das höchste sektorale CO<sub>2</sub>-Minderungspotenzial auf. Aktuell verursacht dieser Industriezweig ca. 30% des globalen industriellen Energiebedarfs sowie 16% der direkten industriellen CO<sub>2</sub>-Emissionen. Die IEA (2007) geht von einem Energieeinsparpotenzial von etwa 5-6,5 EJ pro Jahr (minus 13-16%) aus. Dies setzt u.a. eine erhöhte Prozesseffizienz, optimierte elektrische Systeme, die Nutzung von Recyclingverfahren und Kraft-Wärme-Kopplung (siehe auch Kapitel 3) voraus.

Darüber hinaus spielen auch nachwachsende Rohstoffe bei der CO<sub>2</sub>-Minderung in der Industrie eine wichtige Rolle. Schon heute sind biogene Grundstoffe Ausgangspunkt vielfältiger Prozesse und Synthesen. 2007 wurden bereits 1.67 Mio. t Biomasse in der chemischen Industrie und knapp 1 Mio. t Biomasse in der Oleochemie genutzt (Nova-Institut 2010).

Da die Maßnahme einen in NRW wichtigen Industriezweig adressiert, jedoch sektoral begrenzt ist, wird sie auf einem mittleren Level der Bewertungsskala eingestuft.

#### **Vereinbarkeit mit anderen Klimaschutzmaßnahmen:**

Die aufgeführten Maßnahmen implizieren keine Konflikte mit anderen Klimaschutzmaßnahmen und sind gut mit anderen Maßnahmen, insbesondere auf der Angebotsseite, vereinbar.

#### **Beiträge zur Versorgungssicherheit:**

Die hohe Energieintensität industrieller Verfahren und die sehr limitierte inländische Verfügbarkeit der hierfür genutzten fossilen Brennstoffe verstärken den Druck auf die Industrie, energetische Optimierungen der Prozesse vorzunehmen. Beispielsweise liegt der Anteil der Energiekosten an den Gesamtkosten in der chemischen Industrie im Mittel bei 10%, kann aber bei einzelnen Produkten bis zu 40% betragen (BMBF 2008). Eine Verbesserung der Energieeffizienz in der Verfahrenstechnik, Fertigungstechnik und Intralogistik kann demnach zu einer Verringerung der Energiekosten und einer Erhöhung der Wettbewerbsfähigkeit der jeweiligen Industriebranchen führen. Gleichzeitig würde diese den Bedarf nach importierten fossilen Rohstoffen verringern. Zusätzlich kann die verstärkte Nutzung biogener Ausgangsstoffe aus heimischem Anbau in den Produktionsprozessen einen Beitrag zu einer Verbesserung der Versorgungssicherheit leisten.

#### **Vereinbarkeit mit anderen politischen (Umwelt-)Zielen:**

Durch einer Verringerung des Brennstoff- und Strombedarfs industrieller Anlagen sinkt auch der Ausstoß von Luftschadstoffen. Überdies gehen die mit der Produktion fossiler Brennstoffe verbundenen Umweltbeeinträchtigungen zurück, falls der geringere industrielle

Brennstoffbedarf nicht durch Nachfrageanstiege in anderen Sektoren kompensiert wird. Bei der Nutzung von Biomasse entstehen die dort üblichen Auswirkungen wie zusätzlicher Düngereintrag und Phosphatbelastung (siehe auch Kapitel 1.1). Die genauen Umweltauswirkungen der einzelnen Optimierungsmaßnahmen lassen sich jedoch derzeit nicht qualifiziert bewerten. Daher und in Anbetracht der zuvor benannten positiven Auswirkungen wird das Kriterium als eingeschränkt vereinbar bewertet.

#### 4.1.2 Ökonomie und Strukturentwicklung

##### Wirtschaftlichkeit:

Gegenwärtig ist die Datenlage zu den Kosten von Effizienzmaßnahmen in der verarbeitenden Industrie sehr begrenzt. Die IEA (2009) berechnet in ihrer Studie „Energy Technology Transitions for Industry“ im sogenannten BLUE 2050-Szenario die Höhe der Investitionen, die im Industriesektor für eine Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 50% gegenüber dem Jahr 2005 aufgebracht werden müssen. Dieses Szenario wird mit einer Referenzentwicklung verglichen, die die heutige Entwicklung fortschreibt (siehe Tabelle 4). Die Szenarien berücksichtigen jedoch nicht nur die Kosten reiner Effizienzmaßnahmen, sondern beinhalten darüber hinaus gehende CO<sub>2</sub>-Minderungsmaßnahmen, wie z.B. die verstärkte Substitution fossiler Brennstoffe durch biogene Rohstoffe.

Tabelle 4: Investitionsanforderungen in der Industrie bei einer CO<sub>2</sub>-Minderung um 50% bis 2050 gegenüber 2005

	Investitionsanforderungen in Mrd. € gesamt 2010-2050 Referenz	Investitionsanforderungen in Mrd. € gesamt 2010-2050 BLUE 2050
Eisen und Stahl	1.440 - 1.656	1.656 - 1.944
Zement	547 - 698	864 - 1.181
Chemie/Petrochemie	2.952 - 3.384	3.240 - 3.744
Papier/Zellstoff	878 - 972	965 - 1.073
Aluminium	475 - 655	518 - 720

Quelle: IEA 2009

Im Falle der Zementindustrie überschreiten die Investitionsanforderungen im CO<sub>2</sub>-Minderungsszenario jene der Referenzentwicklung um etwa 50%. In den anderen gelisteten Industriezweigen liegen die Investitionen um etwa 10% höher als im Referenzszenario. Aufgrund der mangelhaften Datenlage zur Wirtschaftlichkeit dieses Handlungsbausteins wird dieser auf dem mittleren Bereich der Bewertungsskala eingestuft.

##### Struktureffekte (Beschäftigung):

Optimierungen der jeweiligen Verfahren und Prozesse erfordern verstärkte Aktivitäten in den Bereichen Forschung und Entwicklung und generieren Aufträge im Anlagen- und Maschinenbau, so dass in diesen Bereichen mit einem leichten Zuwachs an Beschäftigung gerechnet werden könnte. In den betroffenen Industriezweigen ist nicht von einem deutlichen Beschäftigungseffekt auszugehen, da Effizienzverbesserungen keine grundlegende Umstrukturierung der Branchen erfordern.



### Potential zur Erhaltung zukunftsfähiger Industriestrukturen:

Die Erschließung von Effizienzpotenzialen geht nicht mit einem radikalen Umbruch und Wandel etablierter technischer Verfahren und Systeme einher, sondern erfordert lediglich deren Optimierung. Eine wirtschaftlich umsetzbare Erhöhung der Effizienz von Verfahrens- und Fertigungstechnologien bedeutet zugleich eine verbesserte Anpassung der jeweiligen Industriezweige an die stringenten klimapolitischen Vorgaben in der EU und Deutschland. Sie kann daher dazu beitragen, die Abwanderung derartiger Industriebranchen in Weltregionen mit weniger strengen Klimavorgaben zu verhindern und dementsprechend zum Erhalt zukunftsfähiger Industriestrukturen beitragen.

### Potential zur Bildung neuer Industriestrukturen:

Eine Entwicklung, die zur Bildung neuer Industriestrukturen beitragen kann, ist die Errichtung von Bioraffinerien. In der Bioraffinerie wird Biomasse zum einen durch chemische und/oder biochemische Konversion (Fermentation, Biokatalyse) mit angeschlossener Aufbereitung zu Grund- und Feinchemikalien, Pharmaka oder Biopolymeren verarbeitet. Zum anderen wird durch thermochemische Konversion ein Bio-Synthesegas erzeugt, welches nach „X-to-liquid-Technologien“ (XTL, auf Basis diverser Inputstoffe, z.B. (Erd-)Gas) zu Kraftstoffen (Fischer-Tropsch-Benzin/-Diesel, Methanol, Ethanol etc.) veredelt werden kann.

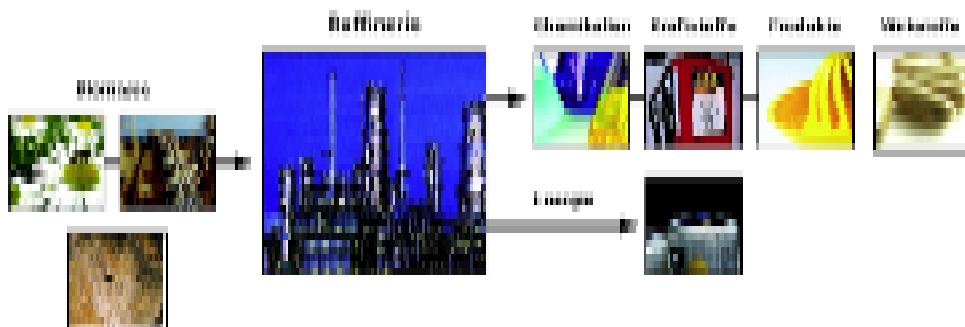


Abbildung 27: Das Konzept der Bioraffinerie

Quelle: Fraunhofer Umsicht 2009

Beim Einsatz nachwachsender Rohstoffe im Rahmen von industriellen biotechnologischen Applikationen kann eine ausgeglichene CO<sub>2</sub>-Bilanz erzielt werden, sofern das bei einer energetischen Verwertung (Endstufe der Verwertungskette) freigesetzte CO<sub>2</sub> mengenmäßig dem zuvor beim Pflanzenwachstum fixierten CO<sub>2</sub><sup>7</sup> entspricht. Darüber hinaus sind die bei der Produktion anfallenden Reststoffe in aller Regel biologisch abbaubar und lassen sich umweltverträglich verwerten oder beseitigen. Zudem lässt sich an eine stoffliche Nutzung meist eine energetische Nachnutzung anschließen (Kaskade). Weiterhin besitzen Produktentwicklungen aus nachwachsenden Rohstoffen ein beachtliches Innovationspotenzial – einerseits in der Weiterentwicklung von Herstellungstechnologien (z.

<sup>7</sup> Allerdings ist bei der Bereitstellung biogener Rohstoffe durch Anbau entsprechender Pflanzen die C-Bilanz von Landnutzungsänderungen zu berücksichtigen, vgl. Fritsche, U./Wiegmann, K.: Treibhausgasbilanzen und kumulierter Primärenergieverbrauch von Bioenergie-Konversionspfaden unter Berücksichtigung möglicher Landnutzungsänderungen; Expertise zum WBGU-Gutachten 2008; Berlin [http://www.wbgu.de/wbgu\\_jg2008\\_ex04.pdf](http://www.wbgu.de/wbgu_jg2008_ex04.pdf)

B. für zukünftige Bioraffinerien) und andererseits aufgrund ihrer spezifischen Eigenschaften (z.B. biologische Abbaubarkeit).

### **4.1.3 Umsetzung in NRW**

#### **Kompatibilität mit bestehenden Infrastrukturanforderungen:**

Die Infrastrukturanforderungen für industrielle Effizienzsteigerungen betreffen im wesentlichen werksinterne Maßnahmen, wie die Verlegung neuer Leitungsanschlüsse etc. und sind daher – wenn nachrüstbar - mit geringen Infrastrukturanforderungen verbunden. Der Bau hocheffizienter Neuanlagen bedeutet hingegen einen wesentlich höheren Aufwand. Die Nutzung von Abwärme für Kraft-Wärme-Kopplung erfordert überdies, wenn noch nicht vorhanden, Fernwärmeanschlüsse (siehe Kapitel 3).

#### **Gesellschaftliche Akzeptanz:**

Die Erschließung industrieller Effizienzpotenziale an bestehenden Anlagenstandorten bedeutet keine spürbare Beeinträchtigung der lokalen Bevölkerung und dürfte daher nicht mit Akzeptanzproblemen einhergehen. Wird die sektorale Energieeffizienz jedoch erhöht, indem moderne Neuanlagen an zusätzlichen Standorten errichtet werden, ist mit Protesten der ansässigen Bevölkerung zu rechnen. Sollte die Nutzung von CCS in der Industrie eine Rolle spielen, ist dort mit erheblichen Widerständen zu rechnen (siehe Kapitel 4.3).

#### **Sonstige Einflussfaktoren:**

Ogleich viel an Effizienzmaßnahmen in bestehenden Industrieanlagen nachgerüstet werden kann, könnten ein optimales Effizienzlevel und der höchste aktuelle technische Standard nur durch den Bau einer Neuanlage erreicht werden. Die Erneuerung der Anlagenflotten energie- und CO<sub>2</sub>-intensiver Industriezweige wird jedoch häufig durch sehr langfristige Investitionszyklen behindert. So kann die Lebensdauer einer Zementanlage etwa 50 Jahre betragen. Für die chemische und petrochemische Industrie rechnet die IEA mit Lebenszyklen von 50 bis 60 Jahre und geht in den OECD-Ländern in den kommenden 30 bis 40 Jahre von einem sehr begrenzten Zubau an Neuanlagen aus (IEA 2009).

#### **Handlungsmöglichkeiten für NRW**

Die Handlungsmöglichkeiten für NRW zur Realisierung industrieller Effizienzpotenziale gleichen denen, die in Kapitel 4.2 mit Blick auf die alternative Stahlerzeugung genannt wurden. Hauptinstrument für die Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen großer industrieller Punktquellen ist der europäische Emissionshandel. In ihm sind Emissionsobergrenzen und Ersteigerungspflichten bis 2020 festgelegt. Daher gibt es in diesem Systemrahmen bis 2020 keine Handlungsmöglichkeiten für NRW.

Die aktuelle nordrhein-westfälische Landesregierung plant, ein umfassendes Klimaschutzgesetz in Kombination mit einem Klimaschutzplan zu verabschieden. Hier könnten industrielle Effizienzerhöhungen durch sektorale Minderungsvorgaben forciert werden. Ein derartiger Prozess könnte durch die staatliche Unterstützung entsprechender Forschungs- und Entwicklungsvorhaben flankiert werden. Darüber hinaus bestünde die

Möglichkeit, innerhalb der Industrie durch einen Klima-Dialog mit der Landesregierung Akzeptanz für Effizienzverbesserungen zu schaffen.

#### **Umsetzungstiefe der Handlungsmöglichkeiten:**

Die genannten Handlungsoptionen weisen unterschiedliche Umsetzungstiefen auf. Die Formulierung verbindlicher, sektorspezifischer CO<sub>2</sub>-Minderungsziele in einem künftigen Klimaschutzgesetz und Klimaschutzplan wäre mit einer hohen Umsetzungstiefe verbunden. Die Initiierung eines Klima-Dialogs mit der Industrie sowie die Förderung von Forschung und Entwicklung in dem Bereich weisen hingegen geringe Umsetzungstiefen auf.

## **4.2 Alternative Stahlerzeugung**

Die Stahlindustrie wurde bereits im vorherigen Kapitel ansatzweise behandelt, soll nachfolgend aufgrund der hohen regionalen strukturpolitischen Relevanz dieses Industriezweigs jedoch vertiefend diskutiert werden.

### **4.2.1 Klimaschutz und Energiepolitik**

#### **CO<sub>2</sub>-Minderungspotential:**

Die Stahl- und Eisenindustrie ist weltweit der größte industrielle CO<sub>2</sub>-Emittent. Im Jahr 2006, summierten sich die direkten CO<sub>2</sub>-Emissionen der Branche auf 2.200 Mio. t. Der Anteil der Stahlindustrie an den globalen direkten industriellen CO<sub>2</sub>-Emissionen lag bei 30 %. Dabei trägt China als mit Abstand größter internationaler Stahlproduzent (Stahlproduktion 2006: 423 Mio. t; 34 % der weltweiten Produktion) den höchsten Anteil. Zweitgrößter Stahlproduzent ist Japan (116 Mio. t/a; 9 %), gefolgt von den USA (99 Mio. t/a; 8 %). Deutschland liegt weltweit an siebter Stelle mit einem jährlichen Produktionsvolumen von 47 Mio t/a und einem Anteil in Höhe von 4 % an der weltweiten Stahlerzeugung (IEA 2009). Die prozessbedingten Emissionen der deutschen Stahlindustrie belaufen sich auf ca. 40,3 Millionen t/a. Im Ruhrgebiet trägt die Stahlerzeugung nach Berechnungen des Wuppertal Instituts etwas weniger als ein Fünftel (rund 18 Mio. t/a) zu den direkten, verbrennungsbedingten regionalen CO<sub>2</sub>-Emissionen<sup>8</sup> (bei.

Im Rahmen von Stahlerzeugungsprozessen wird zumeist mittels Hochöfen und auf Basis von Koks Roheisen aus Eisenerz produziert. Das Eisenerz wird als Möller (einer Mischung aus Sinter, Eisenerzstücken und/oder Pellets) und Koks in den Hochofen eingeführt. Die Mischung reagiert mit heißer Luft, die durch die Verbrennung des Kohlenstoffs aus dem Koks entsteht. Durch eine Reaktion mit Kohlenmonoxid, das bei einer Reaktion zwischen Kohlenstoff mit Heißluft und Kohlestaub gebildet wird, wird das Eisenerz reduziert. Es entstehen Roheisen und Schlacke. Das sehr kohlenstoffhaltige Roheisen wird anschließend durch Aufblasen von Sauerstoff oxidiert und in flüssigen Stahl umgewandelt.

<sup>8</sup> Verbrennungsbedingte Emissionen gehen über prozessbedingte Emissionen hinaus und schließen z.B. Emissionen aus der Verbrennung von Rohstoffen zur Stromerzeugung für industrielle Prozesse ein. Daten zu prozessbedingten Emissionen der Stahlindustrie im Ruhrgebiet liegen derzeit nicht vor.

Bei der Stahlerzeugung ist schon unter Referenzbedingungen von einem signifikanten Rückgang der Emissionen auszugehen. Dabei wird vor allem von einer deutlichen Zunahme der Recyclingquote ausgegangen, das heißt von einem verstärkten Wechsel von der beschriebenen emissionsintensiven Oxygenstahlproduktion zur Elektrostahlproduktion. Dabei wird Schrott in Elektrolichtbogenöfen über drei Elektroden erhitzt, bis der Stahl flüssig ist. Stahl kann sehr lange im Kreislauf geführt werden, wenn die Produkte am Ende ihrer Lebensdauer recycelt werden. Anschließend wird der Rohstahl abgegossen und umgeformt oder gewalzt. Trotz dieses deutlich effizienteren Produktionsprozesses verbleiben signifikante Emissionen im System. Bei der kohlenstoffbasierten Herstellung von Stahl entstehen heute im Hochofenprozess, d.h. im Reduktionsprozess, im Schnitt 1.750 kg CO<sub>2</sub>/t Rohreisen.

Maßnahmen zur CO<sub>2</sub>-Minderung in der Stahlindustrie können in folgende Kategorien unterteilt werden:

*Effizienzsteigerungen:* Das Minderungspotential durch Effizienzsteigerungen ist begrenzt, da dieses durch eine erhebliche Reduktion der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen in der jüngeren Vergangenheit in Deutschland bereits zu großen Teilen ausgeschöpft ist. Mögliche weiterführende Maßnahmen sind eine optimierte Prozessführung, die Nutzung von Prozessgasen zur Erzeugung von Strom und Prozesswärme, die Kreislaufführung von Wasser sowie die Wärmerückgewinnung. Das direkte CO<sub>2</sub>-Minderungspotential derartiger Optimierungen wird für das Ruhrgebiet vom Wuppertal Institut auf ca. 5 % gegenüber den heutigen spezifischen Emissionen beziffert.

*Neue Verfahren und Prozesse:* Im Rahmen des europäischen Projekts Ultra Low-Carbon Steel (ULCOS), das eine Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Stahlindustrie um 50 % gegenüber dem heutigen Stand zum Ziel hat, werden insbesondere Verfahren zur Gichtgasrückführung, Schmelzreduktion, Direktreduktion und Elektrolyse untersucht. Das Hochofenverfahren mit Gichtgasrückführung beruht auf einer Auftrennung der Abgase des Hochofenprozesses. Dabei werden die nutzbaren Bestandteile in den Hochofen zurückgeführt und als Reduktionsmittel verwendet. Auf diese Weise wird im Hochofen der Brennstoffbedarf reduziert. Überdies ermöglicht das Verfahren die Beseitigung von unerwünschtem Stickstoff (N<sub>2</sub>) durch Zuführung von Sauerstoff statt vorerhitzter Luft. Auf diese Weise würde auch die Abscheidung von CO<sub>2</sub> aus dem Abgasstrom erleichtert. Laut dem Weltklimarat (IPCC 2005) könnten an einem Hochofen mit Gichtgasrückführung etwa 70 % der CO<sub>2</sub>-Emissionen eines Stahlwerkes abgeschieden werden. Die Gichtgasrückführung wurde 2007 von LKAB, einem internationalen Hersteller von Eisenerzprodukten, in Lulea (Schweden) erfolgreich getestet. Derzeit befinden sich Tests in industriellem Maßstab in der Planung.

**Exkurs:** ULCOS (Ultra Low CO<sub>2</sub> Steelmaking)

Ein internationales Konsortium aus 48 europäischen Unternehmen und Organisationen beteiligt sich an einer gemeinsamen Forschungsinitiative zur Verringerung der Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>)- und anderer Treibhausgasemissionen bei der Stahlerzeugung: **ULCOS** = „Ultra Low CO<sub>2</sub> Steelmaking“. Die Initiative wird von der Europäischen Kommission gefördert.

ULCOS untersucht neue Konzepte, die das Potential haben, die heutigen spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Stahlerzeugung auf Eisenerz-Basis um mehr als 50 % zu verringern. Minderungen dieser Größenordnung machen neue Verfahren auf der Grundlage bahnbrechender Technologien notwendig. Hierzu gehört beispielsweise die Rückführung von Hochofengas, dem zuvor CO<sub>2</sub> entzogen wurde. Neue Technologien zur Speicherung von CO<sub>2</sub> sind ebenfalls Gegenstand der Forschungsinitiative. Außerdem untersucht werden Elektrolyse, Verwendung von Wasserstoff, Kohlenstoff oder Erdgas, wobei CO<sub>2</sub> in eigenen Reaktoren abgeschieden und gespeichert wird, oder die Verwendung von Biomasse. Den Kern des Konsortiums bilden die Stahlhersteller ThyssenKrupp Steel, ArcelorMittal, Corus, Riva, Voestalpine, Saarstahl und Dillinger Hüttenwerke sowie der Erzproduzent LKAB.

Bei der Schmelzreduktion findet ein großer Teil der Eisenerzreduktion in einem Schmelzbad statt. Das Verfahren verbraucht deutlich weniger Energie als die konventionelle Stahlerzeugung. Darüber hinaus handelt es sich um einen flexiblen Prozess, bei dem die Kohle durch Biomasse, Erdgas oder sogar Wasser ersetzt werden kann. Das Verfahren wurde bislang in einer Testanlage getestet, deren Kapazität etwa der Hälfte einer konventionellen Anlage entspricht. Großtechnische Testläufe sind in Planung (IEA 2009).

Bei der Direktreduktion wird Eisenerz (in Form von Klumpen oder Pellets) anhand von Reduktionsgas (Wasserstoff, Kohlenoxid, Gasmische) direkt zu reduziertem Eisen (DRI) umgewandelt. Das reduzierte Eisen ist zunächst fest und wird mit Hilfe von elektrischem Strom geschmolzen. Dies geschieht in einem Elektro-Lichtbogenofen. Die Direktreduktion kann auf Basis von Kohle oder Erdgas durchgeführt werden. Bei beiden Optionen handelt es sich um etablierte Technologiepfade, jedoch entsteht bei der Direktreduktion auf Kohlebasis je erzeugter Energieeinheit eine deutlich größere Menge an CO<sub>2</sub>.

Die Direktreduktion ist gegenwärtig noch deutlich kostenintensiver als die Eisenerzreduktion in einem herkömmlichen Hochofen. Durch die Menge elektrischen Stroms, die für den Schmelzvorgang erforderlich ist, weist das Verfahren überdies eine schlechtere Energiebilanz auf. Eine großskalige Nutzung der Technologie ermöglicht perspektivisch jedoch den Verzicht auf Kokereien. Damit würde es nur noch eine einzige CO<sub>2</sub>-Quelle geben, so dass die Abscheidung von CO<sub>2</sub> zu einer effektiveren CO<sub>2</sub>-Minderung führen würde (ULCOS 2010). Zusätzlich könnte der elektrische Strom auf Basis erneuerbarer Energien gewonnen werden und so eine weitere Emissionsminderung realisiert werden. Aufgrund der dafür notwendigen Strommenge ist diese Option allerdings davon abhängig, dass erneuerbare Energien in großen Mengen zur Verfügung stehen und nicht aus anderen Verwendungszwecken abgezogen werden.

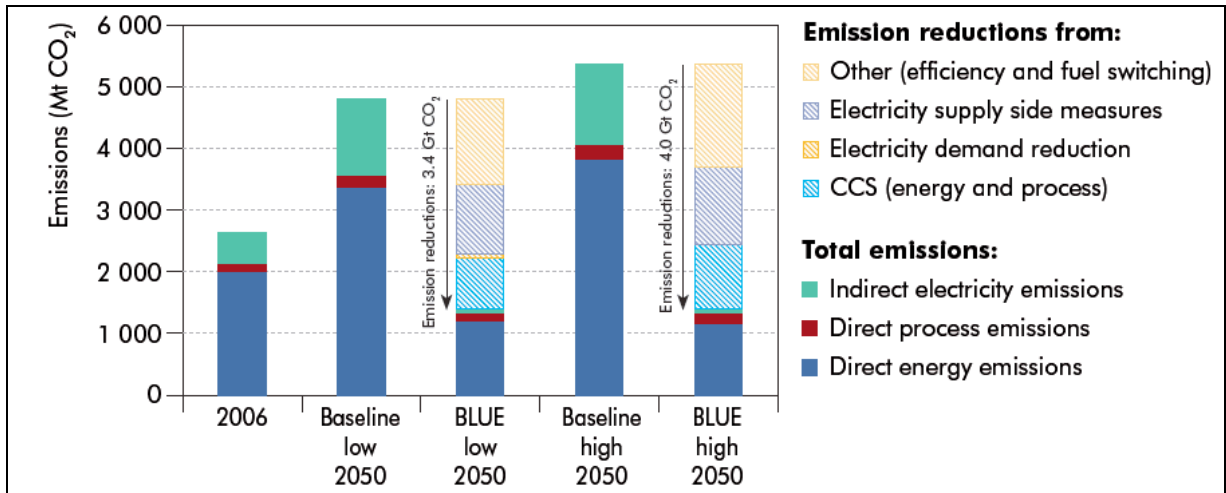
Die Elektrolyse von Eisenerz ist die am wenigsten fortgeschrittene Prozessroute, die gegenwärtig im Rahmen von ULCOS untersucht wird. Dieses Verfahren könnte die Umwandlung von Eisenerz in Metall und gasförmigen Sauerstoff (O<sub>2</sub>) durch elektrische Energie ermöglichen. Neben ULCOS wird auch unter dem Dach des American Steel Institutes (ASI) und einem Programm des U.S.-amerikanischen Energieministeriums an dieser Technologieroute gearbeitet. Bei dieser Verfahrensvariante wird kaum CO<sub>2</sub> direkt emittiert. CO<sub>2</sub>-Emissionen entstehen lediglich, wenn die Stromerzeugung nicht CO<sub>2</sub>-frei erfolgt. Die Technologie könnte, wenn in industriellem Maßstab und auf Basis erneuerbarer

Energieträger einsetzbar, einen substantiellen Beitrag zur Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stahlindustrie leisten.

Die dargestellten alternativen Verfahren haben nach Berechnungen des Wuppertal Instituts das Potential, bis 2050 im Ruhrgebiet eine substantielle Reduktion der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stahlproduktion um 90 % gegenüber dem aktuellen Status Quo zu erzielen. Inwieweit die einzelnen Verfahren im Ruhrgebiet tatsächlich zum Einsatz kommen können und damit das vollständige Potential erschlossen werden kann, erfordert jedoch eine detailliertere Untersuchung.

Die dargestellten alternativen Verfahren erleichtern teilweise die Abscheidung von CO<sub>2</sub>, indem beispielsweise die Anzahl der CO<sub>2</sub>-Ströme in einem Stahlwerk verringert wird. Der CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung und einer wachsenden Nutzung erneuerbarer Rohstoffe für die Stahlerzeugung misst das Wuppertal Institut für das Ruhrgebiet ein spezifisches Minderungspotential von 30-40 % gegenüber dem Status Quo bei. Die Nutzung erneuerbarer Rohstoffe schließt auch die Erzeugung der für die Verfahren notwendigen Elektrizität auf Basis erneuerbarer Energien ein.

Die Internationale Energieagentur (IEA 2009) schlüsselt das globale CO<sub>2</sub>-Minderungspotential der Stahlindustrie, wie in Abbildung 28 illustriert, auf verschiedene Maßnahmenpakete auf. Insgesamt wird der Stahlindustrie im Jahr 2050 gegenüber einem niedrigen und einem hohen Baseline-Szenario im gleichen Jahr ein CO<sub>2</sub>-Minderungspotential von 3.400 Mio. t CO<sub>2</sub> (ca. -69 %) bzw. 4.000 Mio. t CO<sub>2</sub> (ca. -75 %) zugerechnet. Dabei werden sowohl direkte, indirekte Emissionen als auch Prozessemissionen berücksichtigt. Einen besonders hohen Beitrag von ca. 40 % leisten Effizienzsteigerungen, eine Reduktion des Strombedarfs sowie ein Wechsel zu kohlenstoffärmeren Brennstoffen. CCS wird ebenfalls als wichtige Minderungsoption aufgeführt. Bezüglich einer Substitution fossiler Brennstoffe bei der Stahlerzeugung ist allerdings darauf hinzuweisen, dass der Ersatz von Steinkohle durch andere Energieträger im Bereich der Eisen- und Stahlindustrie nur begrenzt möglich ist, da diese Energieträger auch als Reduktionsmittel für die Roheisengewinnung benötigt werden.

Abbildung 28: CO<sub>2</sub>-Minderungsbeitrag der internationalen Eisen- und Stahlindustrie bis 2050 in IEA-Szenarien

Quelle: IEA 2009

Das Szenario „Modell Deutschland“ des WWF (2009) betrachtet die Reduktion der Prozessemissionen der Eisen- und Stahlindustrie als eine der Schlüsselmaßnahmen um eine Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen Deutschlands um 95 % gegenüber 1990 realisieren zu können. Die Nutzung moderner Reduktionsverfahren sowie die Markteinführung von CCS werden in dem sogenannten „Innovationsszenario“ als wichtige Optionen zur Minderung der Prozessemissionen genannt. Ab 2030 wird eine verpflichtende Einführung von CCS für Industriezweige mit hohen prozessbedingten Emissionen (Zement-, Kalk-, Eisen- und Stahlindustrie) empfohlen.

Die dargestellten Minderungsoptionen und -szenarien zeigen ein signifikantes spezifisches CO<sub>2</sub>-Reduktionspotential in der Stahlindustrie, einer für NRW strukturpolitisch sehr relevanten Branche. Da die Maßnahme jedoch sektoral auf einen Industriezweig begrenzt ist, ist ihr Beitrag zur Minderung der gesamten deutschen CO<sub>2</sub>-Emissionen eingeschränkt und wird daher auf einem mittleren Level der Bewertungsskala eingestuft.

#### Vereinbarkeit mit anderen Klimaschutzmaßnahmen:

Angesichts zunehmend stringenter Vorschriften des europäischen Emissionshandelssystem kann eine effizientere und klimaverträglichere Stahlerzeugung deren Kompatibilität mit den politischen Rahmenbedingungen innerhalb der Europäischen Union erhöhen. Dies würde zu geringeren CO<sub>2</sub>-Zertifikatkosten für Stahlwerke führen und damit die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Stahlindustrie innerhalb Europas erhöhen, da die eingesparten Zertifikatekosten investive Kosten für CO<sub>2</sub>-Minderungsmaßnahmen sukzessive kompensieren würden.

Die zuvor beschriebenen technologischen Optionen zur klimaverträglicheren Gestaltung der Produktionsverfahren in der Stahlindustrie sind grundsätzlich miteinander zu vereinbaren und darüber hinaus teilweise in hohem Maße kompatibel mit weitergehenden Reduktionsmaßnahmen, wie insbesondere CCS und einem Wechsel zu erneuerbaren Brennstoffen. Derartige Synergien impliziert beispielsweise die Gichtgasrückführung, da sie die Abscheidung des erzeugten CO<sub>2</sub> erleichtert.

Die Optimierung der Stahlerzeugungsverfahren sollte jedoch nicht dazu führen, dass produktionsbezogene CO<sub>2</sub>-Minderungsmaßnahmen weniger intensiv verfolgt werden. Dies gilt zum Beispiel für die intelligente Nutzung moderner Stähle für den Leichtbau bzw. insgesamt die Entwicklung von alternativen Produkten, die mit einem geringeren Emissionsausstoß entlang der Prozesskette verbunden sind.

**Beiträge zur Versorgungssicherheit:**

Effizienzverbesserungen sowie eine verstärkte Nutzung erneuerbarer Rohstoffe in der heimischen Stahlerzeugung können einerseits zu einer Reduktion der Stahlpreise führen und andererseits die Abhängigkeit von importierten Rohstoffen wie Erdgas oder Koks Kohle verringern. Da Stahl eine Schlüsselressource für viele Sektoren darstellt, beispielsweise den Anlagenbau, aber auch die Automobilindustrie und nicht zuletzt die Produktion von Windkraftanlagen, ist dieser Aspekt von strategischer Relevanz für die deutsche Wirtschaft.

**Vereinbarkeit mit anderen politischen (Umwelt-)Zielen:**

Die Auswirkungen von optimierten Stahlerzeugungsverfahren auf die Emissionen von Luftschadstoffen wie Stickoxide oder Feinstaub sind derzeit noch nicht ausreichend untersucht, um eine qualifizierte Bewertung vornehmen zu können. Dies liegt vor allem daran, dass die einzelnen Verfahren aktuell noch im Versuchs- oder Pilotanlagenstadium sind. Das Kriterium wird deshalb mit „eingeschränkt“ bewertet.

Die Substitution fossiler Brennstoffe in der Stahlerzeugung durch erneuerbare Rohstoffe, insbesondere biogener Brennstoffe, reduziert die negativen Umwelteffekte der Förderung und Nutzung von Kohle oder Erdgas. Hierzu zählen beispielsweise eine mögliche Kontaminierung von Grundwasser in den Fördergebieten, Versauerung oder Eutrophierung. Gleichzeitig wird insbesondere bei einer Reduktion der Kohlenutzung der Ausstoß von Luftschadstoffen reduziert. Bei der Nutzung biogener Brennstoffe entstehen allerdings auch Luftschadstoffe und bei Berücksichtigung der gesamten Umweltbilanz keine CO<sub>2</sub>-Neutralität vor. Zudem kann es je nach Herkunft der Biomasse unter Umständen ebenfalls zu negativen Umwelteffekten kommen, wie insbesondere einer Reduzierung der Biodiversität und eine Erhöhung des Flächenverbrauchs.

#### 4.2.2 Ökonomie und Strukturentwicklung

**Wirtschaftlichkeit:**

Effizienzsteigerungen in der Stahlerzeugung verringern den Ressourcenbedarf pro Tonne produzierten Stahls und können damit die spezifischen Kosten der Stahlerzeugung reduzieren. Die Nutzung heimischer regenerativer Rohstoffe anstelle importierter Energieträger schafft eine erhöhte Unabhängigkeit von internationalen Rohstoffpreisen und kann ebenso zu einer Erhöhung der Wirtschaftlichkeit beitragen. Eine klimafreundlichere Auslegung der Verfahren reduziert überdies die Kosten für Zertifikate innerhalb des europäischen CO<sub>2</sub>-Emissionshandels.

Den genannten Kostenvorteilen stehen jedoch Mehrkosten der investiven Maßnahmen gegenüber. Dabei ist das frühe Entwicklungsstadiums der verfügbaren CO<sub>2</sub>-



Minderungsoptionen zu berücksichtigen. Die Kosten der einzelnen Technologierouten gegenüber dem Status quo variieren deutlich und sind in Tabelle 5 dargestellt.

Tabelle 5: Kosten verschiedener Maßnahmen zur CO<sub>2</sub>-Minderung in der Eisen- und Stahlindustrie

Kategorie	Minderungsmaßnahme	Angenommener Referenzpreis	Jährliche CO <sub>2</sub> -Minderungskosten
<b>Effizienzsteigerungen</b>			-36-36 (€/t CO <sub>2</sub> )
<b>Brennstoffwechsel</b>	Direktreduktion auf Basis von Erdgas	Gaspreis: 1-11 €/GJ-	0-109 (€/t CO <sub>2</sub> )
	Nutzung von Holzkohle	Preis für Holzkohle: 4-11 €/GJ	18-109 (€/t CO <sub>2</sub> )
	Nutzung CO <sub>2</sub> -freier Elektrizität	Strompreis: 7-15 €/GJ	54-145 (€/t CO <sub>2</sub> )
<b>CCS</b>	CCS (Direktreduktion)		18-36 (€/t CO <sub>2</sub> )
	CCS (Schmelzreduktion)		18-36 (€/t CO <sub>2</sub> )
	CCS (Sauerstoff betriebener Hochofen)		29-44 (€/t CO <sub>2</sub> )

Quelle: IEA 2009

### Struktureffekte (Beschäftigung):

Die Optimierung großtechnischer Stahlerzeugungsanlagen erfordert verstärkte Aktivitäten in den Bereichen Forschung und Entwicklung. Sie generiert Investitionen und führt grundsätzlich zu einem positiven Struktureffekt im Anlagenbau. Die inländische Partizipation an der Wertschöpfung lässt sich jedoch schwer quantifizieren. Da es sich jedoch vorrangig um eine Modernisierung bestehender Anlagen und Industriestrukturen, wird von einem eher geringen Beschäftigungseffekt ausgegangen.

### Potential zur Erhaltung zukunftsfähiger Industriestrukturen:

Bei der Optimierung und Modernisierung von Verfahren zur Stahlerzeugung handelt es sich um Maßnahmen, die bestehende Industriestrukturen kontinuierlich weiterentwickeln und an sich verändernde politische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen anpassen. Angesichts zunehmend anspruchsvoller klimapolitischer Anforderungen auf europäischer und nationaler Ebene ist die Modernisierung von Verfahren zur Stahlerzeugung Voraussetzung für den Erhalt der Stahlindustrie in Deutschland und der Europäischen Union. Die Notwendigkeit dieser Modernisierung wird auch durch die breite Beteiligung der Industrie an der ULCOS-Initiative erkennbar. Überdies zeigt sich, dass die Modernisierung hauptsächlich innerhalb der bestehenden Industriestrukturen erfolgt. Zum ULCOS-Konsortium zählen alle führenden Stahlunternehmen der Europäischen Union, Partner der Energie- und Bauwirtschaft, Forschungseinrichtungen und Universitäten.

### Potential zur Bildung neuer Industriestrukturen:

Das Potential zur Bildung neuer Industriestrukturen durch die Verbesserung der Stahlerzeugung ist eher gering. Jedoch würde insbesondere eine zunehmende Nutzung erneuerbarer Rohstoffe in der Stahlindustrie anstelle von Kohle oder Gas die Bildung neuer Handels- und Zuliefernetzwerke in der Vorkette der Stahlproduktion erfordern. Bislang war

die Stahlindustrie eng mit der Kohleindustrie verknüpft. Laut der IEA (2009) ist insbesondere Holzkohle für die Stahlerzeugung interessant, da Holzkohle ähnliche chemische Eigenschaften wie Koks kohle aufweist und diese substituieren könnte. Gegenwärtig wird Holzkohle vorrangig in Entwicklungsländern genutzt. Brasilien ist weltweit der größte Produzent von Holzkohle, die dort vorrangig für die Stahlproduktion genutzt wird, zusätzlich wird Holzkohle zum Kochen genutzt. Deutsche Produktionskapazitäten für Holzkohle sind hingegen limitiert, so dass der Rohstoff importiert werden müsste. Generell gilt es, bei der Nutzung von Biomasse negative Umweltauswirkungen wie einen Verlust an Biodiversität sowie Konkurrenzen mit anderen Nutzungspfaden, z.B. der Treibstoff-, Wärme- oder Stromproduktion, zu vermeiden.

### **4.2.3 Umsetzung in NRW**

#### **Kompatibilität mit bestehenden Infrastrukturen:**

Effizienzverbesserungen und Optimierungen bei Verfahren zur Stahlerzeugung ziehen keine gravierenden Infrastrukturanforderungen nach sich. Eine fortschreitende Substitution von Koks kohle durch biogene Rohstoffe würde die Infrastrukturanforderungen des Transports von Brennstoffen zur Stahlerzeugung hingegen verändern. Biomasse kann, ähnlich wie Koks kohle, auf dem Straßen-, Schienen- oder Wasserweg transportiert werden. Aufgrund des geringen Heizwertes von Biomasse sind lange Transportwege im Gegensatz zu Koks kohle ökonomisch jedoch kaum darstellbar. Folglich wird die Menge der für die Stahlproduktion in NRW nutzbaren Biomasseressourcen stark eingeschränkt sein.

#### **Gesellschaftliche Akzeptanz:**

Mangelnde gesellschaftliche Akzeptanz für den Neubau von großen CO<sub>2</sub>-Punktquellen ist in Deutschland insbesondere im Stromsektor zu einer Schlüsselfrage für die Realisierung fossil befeuerter Kraftwerksneubauten geworden. Mehrere Kraftwerksprojekte sind bereits aufgrund gesellschaftlicher Widerstände gestoppt oder aufgegeben worden. Zur Stromerzeugung auf Basis fossiler Brennstoffe – insbesondere in Kombination mit CCS – wurde eine Vielzahl an Studien zur gesellschaftlichen Akzeptanz durchgeführt.

Entsprechende Untersuchungen liegen mit Blick auf die Stahlindustrie nicht vor. Es ist jedoch davon auszugehen, dass Fragen gesellschaftlicher Akzeptanz bei der Modernisierung und Optimierung bestehender Stahlwerke von geringerer Relevanz sind, da keine neuen Anlagenblöcke geschaffen werden. Überdies ist die Stahlindustrie in stark industrialisierten Regionen wie dem Ruhrgebiet angesiedelt, in denen innerhalb der Bevölkerung geringere Berührungängste mit großtechnischen Anlagen bestehen. Beim Bau hocheffizienter Anlagen an neuen Standorten dürfte ein Mangel an öffentlicher Akzeptanz eher problematisch sein. Im Falle einer Nutzung der CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung in der Stahlindustrie würden Akzeptanzfragen ebenfalls an Bedeutung gewinnen, was insbesondere die angelagerte Prozesskette angeht (Transport und Speicherung). Dabei bleibt die Diskussion nicht auf Nordrhein-Westfalen begrenzt, da aufgrund fehlender Potentiale die Speicherung außerhalb des Landes erfolgen muss.

**Sonstige Einflussfaktoren:**

Optimierungsmaßnahmen zur Erhöhung der Effizienz von Stahlerzeugungsverfahren weisen ein signifikantes CO<sub>2</sub>-Minderungspotential auf, befinden sich jedoch teilweise noch in der technischen Entwicklung oder in der Demonstrationsphase. Für einen großtechnischen und wirtschaftlichen Einsatz der Technologien und Prozesse sind weitere Forschungs- und Entwicklungsprojekte erforderlich. Überdies gilt es, verschiedene Einzelmaßnahmen zur CO<sub>2</sub>-Minderung in modernen Stahlerzeugungskomplexen miteinander zu integrieren. Dies umfasst sowohl einen Wechsel zu weniger CO<sub>2</sub>-intensiven oder CO<sub>2</sub>-freien Brennstoffen, optimierte Verfahren als auch die Abscheidung und Speicherung des entstehenden CO<sub>2</sub>. Strebt man eine CO<sub>2</sub>-Speicherung an, sollte es da Ziel sein, die Zahl der CO<sub>2</sub>-Ströme zu konzentrieren, um einen möglichst großen Anteil des CO<sub>2</sub> abscheiden zu können. Dies erfordert einen nicht unerheblichen Koordinationsaufwand.

Die Nutzung von biogenen Rohstoffen für die Stahlerzeugung wird neben technisch-ökonomischen Barrieren von der begrenzten Verfügbarkeit der Ressource beeinträchtigt. Das gesamte Biomasse-Potential Nordrhein-Westfalens (unter heutigen Bedingungen) wird auf ca. 70 PJ/a geschätzt (Wuppertal Institut et al. 2006b). Das deutsche Biomassepotential liegt bei ca. 500-700 PJ/a (Aretz und Hirschl 2007). Demnach beträgt der Anteil Nordrhein-Westfalens am deutschen Biomassepotential ca. 10-14 % und könnte lediglich einen begrenzten Beitrag, z.B. durch Co-firing zur Deckung des Energiebedarfs der Stahlindustrie leisten. Auch im Falle einer begrenzten Biomassenutzung für die Stahlerzeugung gilt es allerdings, mögliche Konkurrenzen bei der Nutzung der Biomasse mit anderen Sektoren zu vermeiden.

**Handlungsmöglichkeiten für NRW:**

Derzeit werden rund 44 % des deutschen Stahls in NRW produziert (MWEBWV NRW 2010). Die Stahlbranche ist demnach von hoher industrie- und strukturpolitischer Bedeutung für das Land Nordrhein-Westfalen. Die Stahlindustrie ist eingebunden in das europäische Emissionshandelssystem und damit zumindest mit mittelfristigen Minderungszielen konfrontiert. Allerdings gelten für den Sektor wie für andere energieintensive Bereiche Ausnahmeregelungen für die Ersteigerung der CO<sub>2</sub>-Zertifikate. Direkte Anreize für längerfristige, weit ambitionierte Minderungsziele bestehen bisher nicht. Im Gegensatz zur Energiewirtschaft ist hier die Diskussion über entsprechende Maßnahmen gerade im Anfangsstadium.

Die Handlungsmöglichkeiten der Landesregierung, die Kompatibilität des Industriezweigs mit den klimapolitischen Rahmenbedingungen zu erhöhen, sind jedoch begrenzt. Ein wichtiger Beitrag könnte hier sein, gegenüber der Industrie Akzeptanz für ambitionierte Klimaschutzziele zu schaffen und einen entsprechenden Dialog zu initiieren.

Die aktuelle nordrhein-westfälische Landesregierung sagt in ihrem Koalitionsvertrag zu, die Bedeutung der heimischen Steinkohleförderung für die deutsche Stahlindustrie bei der Entscheidung über ein Auslaufen des Steinkohlebergbaus deutlich zu machen (NRW-SPD und Bündnis 90 / Die Grünen NRW 2010). Das zentrale Instrument für die Wettbewerbsfähigkeit und Modernisierung der Stahlindustrie ist jedoch der europäische Emissionshandel. Auf europäischer Ebene hat sich die Landesregierung in der

Vergangenheit für Ausnahmeregelungen für energieintensive Industriezweige im Emissionshandel stark gemacht. So wurde beispielsweise im Jahr 2008 auf Initiative des nordrhein-westfälischen Wirtschaftsministeriums eine Allianz der wirtschaftsstarken Regionen Europas gebildet, die dieses Ziel gegenüber der EU-Kommission gemeinsam vertraten (MWEBWV NRW 2010). Die formalen Einflussmöglichkeiten des Landes NRW auf den Emissionshandel sind jedoch stark begrenzt, insbesondere da es in der kommenden Handelsperiode keine nationalen Allokationspläne mehr geben wird.

Auf Landesebene beabsichtigt die aktuelle Landesregierung, ein umfassendes Klimaschutzgesetz in Kombination mit einem Klimaschutzplan zu verabschieden, die Minderungsziele definieren und einen integrativen klimapolitischen Ansatz verfolgen sollen. Hier könnten auch sektorbezogene Minderungsziele und -maßnahmen definiert werden. Überdies fördert die Landesregierung die Erforschung und Entwicklung innovativer Werkstoffe, die auf Stahl basieren. Auch bei der Vergabe derartiger Fördergelder ist die Kompatibilität der jeweiligen Vorhaben mit einer ambitionierten Klimapolitik künftig ein Bewertungskriterium.

**Umsetzungstiefe der Handlungsmöglichkeiten:**

Die beschriebenen Maßnahmen sind hinsichtlich ihrer Umsetzungstiefe unterschiedlich zu bewerten. Einige Schritte, wie die Initiierung eines Klima-Dialoges zwischen Landesregierung und Industrie, die Forschungsförderung und Einflussnahme auf politische Prozesse auf übergeordneten Entscheidungsebenen, sind von geringer Umsetzungstiefe. Die Formulierung verbindlicher, sektorspezifischer CO<sub>2</sub>-Minderungsziele in einem künftigen Klimaschutzgesetz wäre hingegen mit einer hohen Umsetzungstiefe verbunden. Die Umsetzung dieser Ziele kann durch den Landesentwicklungsplan erfolgen, der tiefgehende Steuerungsmöglichkeiten auf Landesebene ermöglicht.

### 4.3 CCS in der Industrie

Die Diskussion zum Thema CCS ist in Deutschland wie auch in den meisten anderen Ländern, die aktiv an der Entwicklung und Demonstration der Technik arbeiten, stark auf die Nutzung im Kraftwerkssektor verengt. Neben der Stromerzeugung bieten jedoch auch große industrielle CO<sub>2</sub>-Punktquellen wichtige Einsatzmöglichkeiten für CCS. Derzeit belaufen sich die prozessbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen aus industriellen Quellen in Deutschland auf etwa 37,6 Mio. t pro Jahr. Von besonderer Bedeutung sind in diesem Zusammenhang insbesondere die Zementindustrie, aber auch die Chemie-, Papier- und Glasindustrie sowie Raffinerieanlagen für Mineralöl und Ergas. Hinzu kommen prozessbedingte Emissionen in Höhe von rund 40,3 Mio. t pro Jahr aus der Eisen-/Stahlproduktion und 1,4 Mio. t pro Jahr aus Rauchgasreinigungsanlagen. Erstere entstammen vor allem aus dem Reduktionsmitteleinsatz bei der Roheisenproduktion bzw. dem nachfolgenden Ausbrennen von Kohlenstoff bei der Oxygenstahlproduktion. Der Kalksteineinsatz im Hüttenwerk wird außerhalb der Stahlproduktion bilanziert und damit korrespondierenden Emissionen der industriellen Quellen zugeschlagen. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Produktion von Elektro Stahl (Elektrodenabbrand, Schaumkohleneinsatz etc.) fallen jenseits der mit dem Stromverbrauch verbundenen Emissionen insgesamt nur auf einem geringen Niveau an.

Tabelle 6: Entwicklung der prozessbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Industrie unter Referenzbedingungen

kt CO <sub>2</sub>	Referenzszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050
<b>Prozessemissionen</b>					
Zementproduktion	12.921	12.595	12.345	12.094	11.844
Kalksteinproduktion	5.415	5.279	5.174	5.069	4.964
Glasproduktion	894	865	842	819	797
Keramikproduktion	359	359	359	359	359
Ammoniakproduktion	5.253	5.253	5.253	5.253	5.253
Karbidproduktion	16	16	16	16	16
Katalysatorenabbrand	2.883	2.077	2.005	1.933	1.864
Umwandlungsverluste	3.776	2.720	2.625	2.532	2.441
Methanolherstellung	2.351	2.351	2.351	2.351	2.351
Rußproduktion	589	589	589	589	589
Eisen- und Stahl Produktion (nur Kalksteineinsatz)	2.225	1.828	1.523	1.217	912
Herstellung von Ferrolegierungen	3	3	3	3	3
(Primär-) Aluminium-Produktion	883	871	862	853	844
<b>Summe CO<sub>2</sub></b>	<b>37.569</b>	<b>34.807</b>	<b>33.946</b>	<b>33.089</b>	<b>32.237</b>
Veränderung ggü. 1990	-1,8%	-9,0%	-11,3%	-13,5%	-15,7%
Veränderung ggü. 2005		-7,4%	-9,6%	-11,9%	-14,2%
Nachr.:					
Eisen- und Stahlproduktion (Reduktion)	40.330	33.132	27.594	22.057	16.520
Rauchgasreinigungsanlagen	1.382	1.003	1.069	1.029	1.012

Quelle: Öko-Institut 2009

Quelle: WWF 2009

Die Stahlindustrie ist weltweit der zweitgrößte industrielle Energiekonsument und der größte industrielle CO<sub>2</sub>-Emittent. In Deutschland wurden im Jahr 2006 47,2 Mio. t Stahl produziert. In der Metropolregion Ruhr, als einem der internationalen Stahlerzeugungsschwerpunkte, sind rund 20 % aller CO<sub>2</sub>-Emissionen auf die Stahlerzeugung zurückzuführen. Damit ist

diese der siebtgrößte Stahlproduzent weltweit. Die Zementindustrie ist außerhalb der Metallindustrie der bei weitem energie- und CO<sub>2</sub>-intensivste Industriezweig. Weltweit verursacht die Zementindustrie etwa 85 % des industriellen Energiebedarfs der Nicht-Metallindustrie. Der hohe Energiebedarf und damit auch die hohe CO<sub>2</sub>-Intensität der Zementproduktion wird v.a. durch die Verschmelzung der Grundstoffe zu Klinker verursacht, der anschließend mit Gips und anderen Zusätzen zu Zement weiterverarbeitet wird. Obgleich die deutsche Zementproduktion mit einem jährlichen Produktionsvolumen von 34 Mio. t Zement lediglich einen Anteil von 1,3 % am Weltmarkt aufweist, ist die Zementindustrie ein wichtiger CO<sub>2</sub>-Produzent in Deutschland.

Als Großpunktquellen kommen vor Allem die Stahl- und Zementindustrie aber auch Teile der chemischen Industrie für die Anwendung von CCS in Frage. Ungeachtet der hohen klimapolitischen Relevanz des Industriesektors findet das Thema CCS in der Industrie jedoch bisher weder in den meisten deutschen Energieszenarien nennenswerte Beachtung, noch im Rahmen von zahlreichen Forschungs- und Demonstrationsprojekten.

#### 4.3.1 Klimaschutz und Energiepolitik

##### **CO<sub>2</sub>-Minderungspotential:**

Im Gegensatz zum Stromsektor, wo fossil befeuerte Kraftwerkskapazitäten großmaßstäblich durch einen breiten Mix an erneuerbaren Technologien substituiert werden können, ist CCS bei industriellen Großpunktquellen neben Effizienzgewinnen (hierzu gehören auch indirekte Gewinne durch eine Einsparung von Materialien im Rahmen von Prozessoptimierungen) und der Substitution von Materialien respektive Produkten eine der wenigen Technologieoptionen mit substantiellem CO<sub>2</sub>-Minderungspotential.

Die erreichbaren Minderungsraten liegen bei den reinen Strom- und Wärmebereitstellungsprozessen in der Industrie im vergleichbaren Rahmen wie im Bereich der Kraftwerkswirtschaft. Für die nicht-energiebedingten Emissionen sind prozessspezifische Betrachtungen notwendig. Hierfür liegen bisher nur wenige Abschätzungen vor. Wie Tabelle 6 deutlich macht, sind jenseits der Eisen- und Stahlproduktion vor allem die Zement- und Kalkherstellung von Bedeutung. Diesbezüglich kann davon ausgegangen werden, dass die Emissionen mit mindestens vergleichbaren (tendenziell eher sogar höheren) Abscheideraten als bei Kraftwerken durch CCS vermieden werden können. Dies ist deshalb der Fall, weil die Konzentration von CO<sub>2</sub> im Rauchgas eines Zement- oder Kalkofens viel höher ist als in einem Kohlekraftwerk. Der spezifische Energiebedarf für die Abscheidung und Verdichtung des CO<sub>2</sub> ist entsprechend deutlich niedriger.

Bei der Stahlerzeugung ist schon unter Referenzbedingungen von einem signifikanten Rückgang der Emissionen auszugehen. Dabei wird vor allem von einer deutlichen Zunahme der Recyclingquote ausgegangen<sup>9</sup>, das heißt von einem verstärkten Wechsel von der

---

<sup>9</sup> Elektrostahl wird aus Schrotten hergestellt. Stahl kann sehr lange im Kreislauf geführt werden, wenn die Produkte am Ende ihrer Lebensdauer recycelt werden.

emissionsintensiven Oxygenstahlproduktion zur Elektro Stahlproduktion. Dennoch verbleiben signifikante Emissionen im System. Bei der kohlenstoffbasierten Herstellung von Stahl entstehen heute im Hochofenprozess, d.h. im Reduktionsprozess, im Schnitt 1.750 kg CO<sub>2</sub>/t Rohreisen. Im Rahmen des ULCOS (Ultra-Low Carbon Dioxide Steelmaking)-Prozesses untersucht die Industrie daher seit Jahren Möglichkeiten der signifikanten Zurückführung der CO<sub>2</sub>-Emissionen. Neben der Elektrolyse, die nach Meinung von Experten aus der Branche nicht vor 2050 großtechnisch umsetzbar ist, haben sich drei Verfahren herausgestellt, die jedoch ohne die Abtrennung von CO<sub>2</sub> direkt am Hochofen nicht in der Lage sind, eine deutliche Reduktion herbeizuführen (siehe ausführlich im Kapitel 4.2.1.).

CCS in der Industrie muss ein signifikantes und insbesondere für NRW hoch relevantes CO<sub>2</sub>-Minderungspotential zugeschrieben werden. Da der Anteil der industriellen Prozessemissionen an den deutschen CO<sub>2</sub>-Emissionen jedoch deutlich geringer ist als die energiebedingten Emissionen des Stromsektors, wird die Maßnahme auf der Bewertungsskala etwas niedriger eingestuft als die Nutzung von CO<sub>2</sub> im Kraftwerksbereich.

#### **Vereinbarkeit mit anderen Klimaschutzmaßnahmen:**

Im Gegensatz zur Anwendung von CCS im Kraftwerksbereich bestehen bei verschiedenen industriellen Anwendungen (insbesondere im Bereich der Stahl-, Zement- und Kalkherstellung) zumindest mittelfristig keine anderweitigen Möglichkeiten, die CO<sub>2</sub>-Emissionen sehr deutlich zu senken. Die Vereinbarkeit mit anderen Klimaschutzmaßnahmen ist demnach hier in anderer Hinsicht zu diskutieren. Grundsätzlich ist die Anwendung von CCS in der Industrie kompatibel mit Maßnahmen zur Steigerung der Energieproduktivität im Produktionsprozess (Effizienzsteigerung), auch und gerade wenn diese in der Lage ist, den spezifischen Energiebedarf nur um wenige %-Punkte zu senken.

Dennoch ist die Anwendung von CCS in der Industrie kein Selbstzweck. Die Möglichkeit, am Ende der Prozesskette CO<sub>2</sub> abzutrennen und zu lagern, sollte nicht dazu führen, dass Maßnahmen jenseits des direkten Produktionsprozesses weniger intensiv verfolgt werden. Dies gilt zum Beispiel für die intelligente Nutzung moderner Stähle für den Leichtbau bzw. insgesamt die Entwicklung von alternativen Produkten, die mit geringeren Emissionen entlang der Prozesskette verbunden sind (siehe auch Kapitel 4.2). Zu möglichen CO<sub>2</sub>-Reduktionspfaden neben CCS zählen neben den relevanten Punktquellen weiterhin z.B. optimierte Prozessdesigns, Recycling, Maßnahmen zur Ressourceneffizienz (z.B. Verringerung des Verschnitts von Materialien), Materialsubstitutionen oder die Nutzung alternativer Energieträger als Inputstoffe (im Wesentlichen biogene Primärenergieträger). Beispielsweise wurden im Jahr 2005 in der europäischen Zementindustrie 15 % des Energiebedarfs durch die Nutzung von Abfallprodukten als Brennstoffe gedeckt, wodurch die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Branche gesenkt werden konnten.

Während die Nutzung von CCS in der Industrie weitgehend kompatibel mit anderen CO<sub>2</sub>-Minderungsoptionen ist, kann die Abscheidung von CO<sub>2</sub> an industriellen Punktquellen zu Nutzungskonkurrenzen um die in Deutschland verfügbaren Speicherformationen für CO<sub>2</sub> führen. Die Vereinbarkeit des Handlungsbausteins mit anderen Klimaschutzmaßnahmen wird daher leicht eingeschränkt.

#### **Beiträge zur Versorgungssicherheit:**

CCS in der Industrie hat keine ganz direkten Bezüge zu anderen energiepolitischen Zielen. Indirekt ergeben sich Wechselwirkungen durch die Erhöhung des Energieeigenbedarfs energieintensiver Industriezweige und demzufolge eine Zunahme des Bedarfs an zumeist importierten Brennstoffen.

#### **Vereinbarkeit mit anderen politischen (Umwelt)zielen:**

Wie im Kraftwerksbereich auch sind parallel zur Erhöhung des Energieeigenbedarfs anderweitige Umweltauswirkungen verbunden, dies betrifft im einzelnen Sommersmog, Eutrophierung, Versauerung von Böden und Gewässern, marine Ökotoxizität, den Partikelaustritt sowie den Landschaftsverbrauch.

### **4.3.2 Ökonomie und Strukturentwicklung**

#### **Wirtschaftlichkeit:**

Die Nutzung der CCS-Technologie ist auch im industriellen Kontext mit hohen Kosten verbunden. Die Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen ist wie bei der Nutzung von CCS im Kraftwerksbereich stark abhängig von der Entwicklung des CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreises sowie der Brennstoffkosten. Sollen ambitionierte Minderungsziele erreicht werden, ist der Einsatz von CCS bei Beibehaltung der jetzigen Produktstrukturen alternativlos. Bei Kapazitäten und der CO<sub>2</sub>-Ausstoß von Industrieanlagen sind zumeist geringer als jene von CCS-Kraftwerken, weshalb sich Skaleneffekte bei der Amortisation der CCS-Technologie im Falle von Industrieanlagen geringer niederschlagen. Allerdings bieten industrielle Anlagen teilweise günstigere Bedingungen für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung, wie z.B. höhere CO<sub>2</sub>-Konzentrationen, als konventionelle Kohlekraftwerke, so dass weniger Energie für die Abscheidung aufgewendet werden muss. Aufgrund dieser Ambivalenzen wird die Maßnahme auf dem gleichen Level wie die Wirtschaftlichkeit von CCS bei Kraftwerken eingestuft.

#### **Struktureffekte (Beschäftigung):**

Tendenziell erhöht sich der apparative Aufwand, der mit der Produktion der industriellen Güter verbunden ist. Dies führt für Komponenten- und Anlagenhersteller zu positiven Effekten. Die spezifischen Beschäftigungseffekte dürften bei der Nutzung erneuerbarer Energien oder aber auch der Umsetzung von Energieeinsparmaßnahmen grundsätzlich höher sein. Anders als bei der Nutzung von CCS im Kraftwerkssektor, steht die Anwendung der Technologie in der Industrie jedoch nicht in unmittelbarer Konkurrenz zu alternativen CO<sub>2</sub>-Minderungsoptionen, wie insbesondere erneuerbaren Energien. Stattdessen ergänzt CCS Maßnahmen zur industriellen Prozessoptimierung. Daher ist davon auszugehen, dass bezüglich der Wertschöpfung ein geringerer Verdrängungseffekt auftritt als bei CCS im Kraftwerkssektor. Der Struktureffekt wird daher im direkten Vergleich etwas höher eingestuft.

#### **Potential zur Erhaltung zukunftsfähiger Industriestrukturen:**

Die CCS-Technologie impliziert ein hohes Potential zum Erhalt industrieller Strukturen, da die Technologie die Kompatibilität des aktuellen Produktmixes mit den klimapolitischen Anforderungen erhöhen würde.

#### **Potential zur Bildung neuer Industriestrukturen:**



Spiegelbildlich zum positiven Beitrag bezüglich des Erhaltes bestehender Strukturen, ist der Beitrag zur Bildung neuer Industriestrukturen eher nur indirekter Natur. Nicht zuletzt durch den Kosten erhöhenden Effekt des CCS-Einsatzes erhöht sich der Anreiz, alternative Produkte mit über die Prozesskette hinweg deutlich geringeren CO<sub>2</sub>-Emissionen einzusetzen sowie die Möglichkeit des Einsatzes erneuerbarer Primärrohstoffe in der Industrie (mit den damit verbundenen Herstellerstrukturen) zu prüfen. Weitere Argumente verlaufen parallel zum Handlungsbaustein CCS im Kraftwerkssektor.

### 4.3.3 Umsetzung in NRW

#### Kompatibilität mit bestehenden Infrastrukturen:

Um die CCS-Technologie einsetzen zu können, ist der Aufbau einer Infrastruktur für den Transport großer Mengen CO<sub>2</sub> erforderlich. Nordrhein-Westfalen selbst verfügt über keine hinreichenden Speicherpotentiale, so dass in jedem Fall Bundesländer, ggf. sogar Nationalstaaten übergreifende Infrastrukturen aufgebaut werden müssten. Im Vergleich zum Kraftwerkssektor sind die Größenordnungen an prozessbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen aber deutlich geringer, weshalb auch kleinere, näher an der CO<sub>2</sub>-Quelle liegende Speicherformationen genutzt werden könnten als bei CCS im Kraftwerkssektor. Zudem bietet sich die Möglichkeit, gemeinsam mit den häufig nah zu industriellen Kernen liegenden Kraftwerken CO<sub>2</sub>-Cluster zu bilden und auf eine gemeinsame Infrastrukturentwicklung zu setzen. Die Abscheidung von CO<sub>2</sub> im industriellen Kontext könnte dabei sogar wichtige Impulsgeberfunktion haben und als Kristallisationskeim wirken. Tabelle 7 zeigt für die CCS-Clusterbildung relevante Industriebetriebe sowie deren Potential zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung.

Tabelle 7: Für die CCS-Clusterbildung relevante Industriebetriebe in NRW

Industriebetriebe	CO <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>
	Konzentration	Emissionen <sup>*)</sup>	Abscheidung
	%	Mt/a	Mt/a
Thyssen Stahl Hamborn	15-20	4,66	4,19
Thyssen Stahl Schwelgern	15-20	5,57	5,01
Thyssen Stahl Beeckerwerth	15-20	1,55	1,40
Hüttenwerke Krupp/Mannesmann	15-20	4,83	4,35
Bayer Chemie Krefeld	8-13	1,15	1,04
Innovene Köln	8-13	2,99	2,69
Bayer Leverkusen	8-13	1,35	1,22
Rheinkalk Wülfrath	15-25	2,17	1,95
Infracor Chemie Marl	8-13	2,93	2,64
Raffinerie Ruhr Öl Scholven	3-18	3,26	2,93
Summe		30,46	27,41

<sup>\*)</sup> Werte aus 2004

Quelle: Eigene Darstellung

#### Gesellschaftliche Akzeptanz:

Die gesellschaftliche Akzeptanz von CCS hat sich zu einer Schlüsselfrage für die großtechnische Umsetzung der Technologie entwickelt. In den möglichen Speicherregionen wie Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Brandenburg haben Planungen für die Erkundung von potentiellen Speicherstätten zu starken Widerständen in der lokalen Bevölkerung geführt. Infolge dessen lehnt beispielsweise die Schleswig-Holsteinische Landesregierung jegliche unterirdische CO<sub>2</sub>-Speicherung auf ihrem Landesgebiet ab und tritt für ein Vetorecht der betroffenen Bundesländer in einem deutschen CCS-Gesetz ein.

Dabei wird die Diskussion bisher sehr stark in der Verbindung zwischen CCS und fossilen Großkraftwerken (primär Kohlekraftwerken) geführt. Untersuchungen, ob sich gegenüber der CO<sub>2</sub>-Ablagerung eine andere Haltung einstellt, wenn die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus industriellen Punktquellen stammen, liegen bisher nicht vor. Aufgrund der für verschiedene industrielle Verfahren nicht verfügbare Alternativen, ist allerdings von einer etwas offeneren Haltung auszugehen. Überdies entstehen in industriellen Prozessen geringere Mengen an CO<sub>2</sub>, weshalb auch kleinere, nähere an den Emissionsquellen gelegene Speicherstätten genutzt werden könnten. Daher ist von einer höheren Akzeptanz zu erwarten als bei der Nutzung von CCS im Kraftwerkssektor.

### **Sonstige Einflussfaktoren:**

Ein entscheidender Einflussfaktor auf die Anwendung der CCS-Technologie in Deutschland ist das verfügbare Potential zur CO<sub>2</sub>-Ablagerung. Vorliegende Abschätzungen des CO<sub>2</sub>-Ablagerungspotentials für Deutschland in salinen Aquiferen und ausgeförderten Erdgasfeldern (onshore sowie offshore) offenbaren eine weite Spannweite des effektiv nutzbaren Ablagerungsvolumen zwischen 3 und 44 Mrd. t CO<sub>2</sub>. Die im GeoCapacity-Projekt für Deutschland veröffentlichte konservative Schätzung von 17 Mrd. t CO<sub>2</sub> kann hierbei als Mittelwert angesehen werden. Ausschlaggebend für diese Spannweiten sind insbesondere die unterschiedlichen Annahmen über die Ablagerungseffizienz. Bei konservativen, vorsichtigen Basisannahmen ergibt sich nach einer neueren Abschätzung durch (BMU 2010a) eine Ablagerungskapazität von im Mittel insgesamt 5 Mrd. t CO<sub>2</sub>. Sensitivitätsrechnungen ergeben eine Unsicherheitsschwankung von 4 bis 15 Mrd. t CO<sub>2</sub>.

Im Gegensatz zum Stromsektor ist die Summe der CO<sub>2</sub>-Emissionen industrieller großer Punktquellen deutlich niedriger. Daher ist das Problem begrenzter Speicherkapazitäten hier weniger drängend als im Stromsektor. Betrachtet man lediglich die durch große industrielle Punktquellen verursachten CO<sub>2</sub>-Prozessemissionen in Deutschland (rund 80 Mio. t/a in 2007), so ist mittel- bis langfristig nicht von potentialseitigen Begrenzungen auszugehen. Wird CCS darüber hinaus jedoch auch an anderen CO<sub>2</sub>-Quellen wie insbesondere fossil befeuerten Großkraftwerken oder Biomasseanlagen eingesetzt, können Nutzungskonkurrenzen um die verfügbaren Speicherpotentiale auftreten. Überdies ist zu beachten, dass in NRW selbst keine Ablagerungsmöglichkeiten gegeben sind.

### **Handlungsmöglichkeiten für NRW:**

Neben den allgemeinen Handlungsmöglichkeiten im Zusammenhang mit der CCS-Prozesskette (vgl. dazu die Diskussion um CCS im Kraftwerkskontext), stellt sich bei den prozessbedingten Emissionen vor allem die Herausforderung, die bisher eher zögerlich

verlaufende Diskussion über die Anwendungsmöglichkeiten von CCS und potentiellen Alternativen zu verstärken und für Forschungs- und Demonstrationsvorhaben im Land zu werben.

#### **Umsetzungstiefe der Handlungsmöglichkeiten:**

Als End-of-Pipe-Technologie, deren einziger Zweck die CO<sub>2</sub>-Minderung einer fossil befeuerten Anlage ist, verfügt die CCS-Technologie über keinen natürlichen Markt. Demnach erfolgt eine Markteinführung nur, wenn die politischen Rahmenbedingungen dies erfordern. Da die CCS-Kette, insbesondere die CO<sub>2</sub>-Abscheidung, überdies sehr energie- und kostenintensiv ist, ist ein starker staatlicher Eingriff für die Markteinführung der Technologie notwendig. Wie bereits oben erwähnt, werden die entscheidenden politischen Anreize und Entscheidungen auf europäischer und nationaler Ebene gesetzt bzw. gefällt. Innerhalb der Europäischen Union ist das Emissionshandelssystem das entscheidende politische Instrument für die Nutzung von CCS, welches bereits heute und in Zukunft starke Auswirkungen auf Investitionen in der Energiewirtschaft hat bzw. haben wird. Darüber hinaus wird die Erforschung, Entwicklung und Demonstration der Technologie finanziell durch die Europäische Kommission gefördert. Die Landesregierung verfügt jedoch mit dem Landesentwicklungsplan über ein ordnungsrechtliches Instrument, um die klimapolitischen Anforderungen an Kohlekraftwerke zu erhöhen.

Eine derartige Maßnahme würde eine hohe Umsetzungstiefe aufweisen. Ein starkes Instrument, um den Ausbau von CCS im Bundesland zu bremsen oder zu forcieren, wäre außerdem die Möglichkeit, die Einführung von CCS durch sektorale CO<sub>2</sub>-Minderungsvorgaben im von der Landesregierung geplanten Klimaschutzplan zu forcieren. Die Förderung von FuE- und Demonstrationsprojekten impliziert im Vergleich dazu eine eher niedrige Umsetzungstiefe. Gleiches gilt für Veranstaltungs- und Kommunikationsforen für die Information der Bürger- und Bürgerinnen, sollte es beispielsweise zu infrastrukturellen Maßnahmen kommen. Die Durchsetzung von Infrastrukturmaßnahmen (z.B. CO<sub>2</sub>-Pipelines) auch ggf. gegen den Willen der Bürger und Bürgerinnen durch ein auf nationale Gesetze beruhendes Genehmigungsverfahren und die Einflussnahme auf ein CCS-Gesetz auf der Ebene des Bundesrats sind dagegen mit mittlerer bis hoher Umsetzungstiefe verbunden.

## **4.4 Produktwechsel zu nachwachsenden Rohstoffen**

### **4.4.1 Klimaschutz und Energiepolitik**

#### **CO<sub>2</sub>-Minderungspotential:**

Die stoffliche Nutzung von Biomasse hat ein großes Potential in Deutschland. Beispielsweise wird das Potential der stofflichen Nutzung von Weizenstärke aus deutschem Anbau zur Herstellung von Biopolymeren auf bis zu 1,9 Mio. t in 2020 eingeschätzt, was einen Weizenbedarf von ca. 6. Mio. t und damit 35 % der deutschen Inlandsverwendung 2004 entspricht (Wuppertal Institut und RWI 2008). Diese Anwendung steht allerdings in Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion, zur Biotreibstoffproduktion sowie zur Direktverbrennung.

Auch für Mais gibt es erhebliche Potentiale zur stofflichen Nutzung, insbesondere in der Papier- und Pappeindustrie sowie der chemischen Industrie. Das Potential könnte bis 2020 bei über einer Mio. t liegen, was ca. 22% der deutschen Inlandsverwendung 2004 entspricht (Wuppertal Institut und RWI 2008).

Für die Einschätzung des CO<sub>2</sub>-Minderungspotentials sind verschiedene Ebenen zu betrachten. Einerseits die CO<sub>2</sub>-Minderung gegenüber dem fossilen Produkt, aber auch der Vergleich verschiedener Nutzungspfade der Biomasse. Bei Anbaubiomasse gibt es eine endliche Fläche, die für nachwachsende Rohstoffe genutzt werden kann. Ziel muss sein, die zur Verfügung stehenden Fläche möglichst effizient zu nutzen. Dabei hat die stoffliche Nutzung den Vorteil, dass am Ende des Produktzyklus auch eine energetische Verwertung stehen kann, was die Ökobilanz positiv beeinflusst.

Die Quantifizierung der potentiellen CO<sub>2</sub>-Minderung durch stoffliche Nutzung von Biomasse ist allerdings nur schwer durchzuführen, da es eine Vielzahl von möglichen Nutzungspfaden gibt. Ausgehend von den unterschiedlichsten Ausgangsstoffen (Holz, Stroh, Grünschnitt, Gülle usw.) gibt es eine Vielzahl von Umwandlungstechnologien, die auch zu sehr unterschiedlichen Produkten führen. Insbesondere bei der stofflichen Nutzung gibt es teilweise für den spezifischen Ausgangsstoff nur kleine Märkte, die aber trotzdem sehr profitabel sein können. Die stoffliche Produktpalette reicht von Dämmstoffen über Chemiegrundstoffen, Enzymen bis zu Polymergranulat. Auch wenn einzelne Nutzungspfade darzustellen sind, ist eine Gesamtübersicht über das System, insbesondere in der Langfristperspektive kaum zu erstellen.

ROHSTOFFE	NUTZUNG	IMPORTANTEIL
Pflanzliche Öle	1.100.000 t	ca. 70 %
Tierische Fette	350.000 t	ca. 10 %
Chemie- und Papierstärke	802.000 t	ca. 10 %
Cellulose /Chemiezellstoff	383.000 t	ca. 98 %
Zucker	103.000 t	ca. 5 – 10 %
Naturfasern	160.000 t	ca. 98 %
Holz	36.950.000 t*	ca. 10 %
sonstige	657.000 t	ca. 60 %

Quelle: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., Zahlen für 2007, Stand Mai 2009

\* in t<sub>atro</sub> (Tonne absolut trocken), Umrechnungsfaktor m<sup>3</sup>/t = 0,5.

Abbildung 29: Stoffliche Nutzung von Biomasse, Nutzung und Importanteil in Deutschland 2007

Quelle: BMELV 2009

### Vereinbarkeit mit anderen Klimaschutzzielen:

Die Vereinbarkeit mit anderen Klimaschutzmaßnahmen wird als gut eingeschätzt, da auf diesem Feld nur ein sehr begrenztes Portfolio an Minderungsmaßnahmen existiert. Es können jedoch Konkurrenzen bei der Nutzung des jeweiligen Rohstoffes mit anderen Nutzungsbereichen auftreten, wie z.B. dem Stromsektor und dem Verkehrssektor. Daher wird die Maßnahme leicht abgeschwächt positiv bewertet.

#### **Beiträge zur Versorgungssicherheit:**

Die stoffliche Nutzung von Biomasse liefert einen positiven Beitrag zur Versorgungssicherheit. Der Beitrag resultiert einerseits aus dem Ersatz von fossilstämmigen Produkten. Nachwachsende Rohstoffe können in vielfältigen Einsatzmöglichkeiten Kunststoffe auf petrochemischer Basis ersetzen und damit auf Basis heimischer Quellen gewonnen werden. Zusätzlich sind Stoffe biogenen Ursprungs, wie zum Beispiel biogene Dämmmaterialien, am Ende ihres Lebenszykluses energetisch verwertbar und ersetzen so ein weiteres Mal fossile Brennstoffe. Allerdings ist es heute noch schwer abschätzbar, welchen Umfang der Einsatz von Stoffen biogenen Ursprungs in einem zukünftigen Energiesystem haben wird und wie effektiv entsprechende Sammelsysteme implementiert werden können.

#### **Vereinbarkeit mit anderen politischen (Umwelt-)Zielen:**

Insbesondere im Natur- und Landschaftsschutz kann es zu Trade-Offs kommen. Dies gilt besonders für die Nutzung von Biomasse, die als nachwachsender Rohstoff vom Acker kommt. Bei der Gewinnung der Biomasse gibt es mit Erosion, Verminderung der Biodiversität durch Monokultur und Pestizideinsatz oder Nährstoffauswaschungen usw. die gleichen Effekte wie bei der nahrungsmittelerzeugenden Landwirtschaft. Der Sachverständigenrat für Umweltfragen gibt die Landwirtschaft in Deutschland als einen der wichtigsten Verursacher von Stickstoffüberschüssen und Phosphorbelastungen an (SRU 2007). Im Jahr 2009 hatte der Anbau von nachwachsenden Rohstoffen einen Anteil von 17 % an der gesamten Ackerfläche in Deutschland (FNR 2010).

### **4.4.2 Ökonomie und Strukturentwicklung**

#### **Wirtschaftlichkeit:**

Die Wirtschaftlichkeit der stofflichen Nutzung von nachwachsenden Rohstoffen ist aufgrund der in der biomassetypischen Vielzahl von Nutzungspfaden nicht pauschal zu beantworten. Es gibt Bereiche, in denen schon heute marktfähige Produkte aus Biomasse vorhanden sind. Besonders aus der Stärkeproduktion werden schon heute neben Papier und Pappe auch Tenside, Kunststoffe, Antibiotika und Kosmetik produziert. Da es im Gegensatz zur energetischen Nutzung keine flächendeckenden Förderungen für die Produkte gibt, setzen sich diese Produkte ausschließlich im Wettbewerb durch. Es gibt allerdings auch Beispiele für die erfolgreiche Förderung der Markteinführung biogener Produkte, zum Beispiel das „FNR-Markteinführungsprogramm Dämmstoffe aus nachwachsenden Rohstoffen“. Insgesamt ist die Wirtschaftlichkeitserwartung der in Zukunft zu erwartenden Produkte aus nachwachsenden Rohstoffen als gut zu bezeichnen.

Zu den umsatzstärksten Bereichen der stofflichen Nutzung nachwachsender Rohstoffe gehören die traditionellen Verwendungen von Holz im Holzbau und in der Papierindustrie sowie die Herstellung von Phytopharmaka auf Basis von Arzneipflanzen und die Weiße Biotechnologie. Die Wertschöpfung je Mengeneinheit kann bei den einzelnen Produkten sehr unterschiedlich sein. So wird beispielsweise mit Phytopharmaka in Deutschland trotz der begrenzten Menge ein Umsatz von 1,6 Mrd. Euro (2008) erzielt. Die größten Wachstumsraten liegen bei biobasierten Werkstoffen, im Bereich Phytopharmaka, in der Weißen Biotechnologie und bei Naturfaserdämmstoffen (BMELV 2009).

#### **Struktureffekte (Beschäftigung):**

Die Erzeugung und Verarbeitung nachwachsender Rohstoffe im Bereich der Chemieorientierten Nutzungen (ohne Holz, einschließlich Phytopharmaka und Naturkosmetik) und der Werkstoffe war in 2004 mit 53.000 Arbeitsplätzen verbunden (FNR 2007). Der Bereich Forst und Holz (einschließlich Be- und Verarbeitung sowie Papier) umfasst rund 1,2 Mio. Arbeitsplätze mit einem Jahresumsatz von fast 168 Mrd. Euro. Die energetische Nutzung, die derzeit etwa 40 % der Holzverwendung ausmacht, ist darin enthalten. Die Holz- und Möbelindustrie umfasst rund 152.000 Arbeitsplätze (2008), der Umsatz lag bei 31,2 Mrd. Euro (BMELV 2009). Der weitere Ausbau der stofflichen Nutzung von Biomasse wird zuerst die Produktion und den Einsatz von fossilstämmigen Kunststoffen verdrängen und so verwertungsseitig keine zusätzlichen Bruttobeschäftigungseffekte generieren. Allerdings findet im Gegensatz zu den fossilstämmigen Kunststoffen nicht nur die Raffinierung, sondern auch die Rohstoffproduktion in Deutschland statt, was einen positiven Arbeitsplatzeffekt hat. Zusätzlich ergeben sich aus der industriellen Erzeugung von biobasierten Kunststoffen mit neuen Eigenschaften durch neue Absatzmärkte Potentiale für Arbeitsplätze, die über die reine Verdrängung der fossilen Produkte hinaus gehen können.

#### **Potential zur Erhaltung zukunftsfähiger Industriestrukturen:**

Die vorhandenen Industriestrukturen insbesondere in der Raffinierung von Rohöl und der Produktion von Kunststoffen können zu einem gewissen Grad Biomasse in ihre Prozesse integrieren. Allerdings wird die zukünftige industrielle Nutzung von Biomasse andere Prozesse benötigen sowie ein ausgefeiltes Rohstoffmanagement. Es ist nicht klar, ob die vorhandenen Akteure und Strukturen diesen Strukturwandel tragen können oder ob neue Akteure erforderlich sind.

#### **Potential zur Bildung neuer Industriestrukturen:**

Die stoffliche Verwendung nachwachsender Rohstoffe besitzt ein hohes Innovationspotenzial im Hinblick auf neue Technologien und neue Produkte. Die Europäische Kommission sieht den Markt für biobasierte Produkte als einen von sechs besonders aussichtsreichen Zukunftsmärkten an, zu deren Ausbau sie einen Aktionsplan im Rahmen ihrer Leitmarktinitiative entwickelt hat. Die EU-Kommission rechnet damit, dass die Umsätze in den sechs Zukunftsmärkten bis zum Jahre 2020 von 120 Mrd. Euro auf 300 Mrd. Euro anwachsen und bis dahin über 1 Mio. Arbeitsplätze in der EU entstehen könnten (BMELV 2009). Hier besteht ein großes Potential für neue Akteure, Produkte und Strukturen in der Industrie. Ein Beispiel für dieses Potential ist die Bioraffinerie. Die Bioraffinerie ist ein integratives Gesamtkonzept für die Erzeugung von Nahrungs- und Futtermitteln,

Chemikalien, Werkstoffen und Energieprodukten (z. B. Kraftstoffe, Biogas, Wärme) durch verschiedene Umwandlungsprozesse (z. B. biotechnologische, biochemische, chemokatalytische, thermochemische Prozesse) unter möglichst vollständiger Ausnutzung der Biomasse. Unter dem Begriff der Bioraffinerie können eine Vielzahl unterschiedlichster Konzepte zusammengefasst werden: Grüne Bioraffinerie, LCF-Bioraffinerie, Getreide-Ganzpflanzen-Bioraffinerie und das Zwei-Plattformen-Konzept (BMELV 2009).

#### **4.4.3 Umsetzung in NRW**

##### **Kompatibilität mit bestehenden Infrastrukturen:**

Die Infrastrukturanforderungen liegen bei der stofflichen Nutzung von Biomasse hauptsächlich in dem Bereich der Biomasselogistik. Je nach genutzter Biomasse (Holz, Stroh, Grasschnitt usw.) ist ein anderes Logistik- und Aufbereitungskonzept notwendig. Dafür sind bei größeren Anlagen infrastrukturelle Maßnahmen wie Zulieferwege oder Verarbeitungszentren notwendig. Für die Nutzung von Rohstoffen wie Stroh oder Grünschnitt ist es allerdings unwirtschaftlich, auf sehr große Einzugsbereiche oder Importe zu setzen, da der Transport zu energieaufwändig ist. Dadurch sind auch die Infrastrukturaufwendungen für die einzelnen Anlagen lokal begrenzt. Es handelt sich um einen ähnlichen Infrastrukturaufwand, wie er auch für die energetische Nutzung von Biomasse notwendig ist.

##### **Gesellschaftliche Akzeptanz:**

Die gesellschaftliche Akzeptanz von stofflich genutzter Biomasse ist gut, da der Ersatz rohölbasierter Produkte durch Produkte auf Biomassebasis teilweise (z.B. bei Dämmstoffen) als zusätzliches Verkaufsargument dient. Für die Anlagentechnik gilt selbiges wie für andere große Biomasseanlagen. Das zunehmende öffentliche Wissen über eine nicht nachhaltige Biomassenutzung mindert die gesellschaftliche Akzeptanz jedoch. Bei lokal Betroffenen kann es ebenfalls zu Akzeptanzproblemen kommen, zum Beispiel aufgrund der aus der Anlieferung von Biomasse resultierenden Verkehrszunahme, da die Biomassenutzung mit einem hohen logistischen Aufwand verbunden ist.

##### **Sonstige Einflussfaktoren:**

Die Nutzung von nachwachsenden Rohstoffen in der Industrie wird neben den bisher genannten Faktoren durch Nutzungskonkurrenzen bezüglich der Verwendung der verfügbaren Biomassepotenziale bestimmt. Eine derartige Konkurrenz besteht insbesondere mit dem Strom- und Wärmesektor.

##### **Handlungsmöglichkeiten für NRW:**

Für NRW bietet es sich an, die Etablierung von industriellen Fertigungsprozessen auf Biomassebasis zu unterstützen. Nordrhein-Westfalen ist ein Industrieland, das aufgrund der Herausforderungen des Klimaschutzes und der sich ändernden fossilen Rohstofflage einen drastischen Umbruch in der Industriestruktur zu erwarten hat. Hier können die industriellen Kompetenzen des Landes genutzt werden, eine aussichtsreiche Zukunftstechnologie zu unterstützen, die eine breite Basis der Technologieentwicklung ermöglicht. Zur Etablierung entsprechender Technologien gehört einerseits eine breit aufgestellte Forschungslandschaft,

andererseits auch die Unterstützung innovativer Unternehmen bei der Entwicklung und Markteinführung. Entsprechende Förder- und Forschungsprogramme auf Bundesebene könnten auf Landesebene mit Blick auf innovative Verfahren in NRW ergänzt werden. Zusätzlich ist es sinnvoll, Akteursnetzwerke zu bilden, zum Beispiel für Landwirte, die zu Raffineriebetreibern werden.

**Umsetzungstiefe der Handlungsmöglichkeiten:**

Die zentrale Aufgabe des Landes Nordrhein-Westfalen besteht in diesem Feld in der Forschungsförderung und der Hilfe bei der Markteinführung von Produkten aus der stofflichen Biomassenutzung. Darüber hinaus gibt es die Möglichkeit, in der Beschaffung der Landesinstitutionen die Nutzung entsprechende Produkte zu verankern. Die Umsetzungstiefe dieser Maßnahmen ist niedrig.



## 5 Umsetzung Nullenergie-/Plusenergiehäuser und –siedlungen bei Neubauten

Das Nullenergiehaus ist ein Konzept, in dem durch vor Ort genutzte erneuerbare Energiequellen und Effizienzmaßnahmen, wie effizienten Belüftungssystemen, Wärmedämmung, Wärmerückgewinnung etc., in der Nettojahresbilanz in etwa soviel Energie erzeugt wie verbraucht wird. Wenn die Menge erzeugter Energie den jährlichen Primärenergiebedarf überschreitet, kann von einem Plusenergiehaus gesprochen werden.

Sowohl Null- als auch Plusenergiehäuser stellen eine Weiterentwicklung des Passiv- und des Niedrigenergiehauses dar. Die anfallende Energiebedarf kann grundsätzlich über thermische oder elektrische gebäudeintegrierte bzw. gebäudenahe erneuerbare Energiequellen gedeckt werden. Eine thermische Überschussproduktion - z.B. durch den großmaßstäbigen Einsatz von Solarkollektoren in Verbindung mit saisonalem Speicher und Wärmenetz – wird jedoch nur in Ausnahmefällen technisch möglich und ökonomisch sinnvoll sein. Durchaus verbreitet sind jedoch bereits zahlreiche elektrische Anwendungen mittels Aufdach- oder dachintegrierten Photovoltaikanlagen.

### 5.1 Klimaschutz und Energiepolitik

#### CO<sub>2</sub>-Minderungspotential:

Im deutschen Wärmemarkt wurden im Jahr 2008 rund 55% der Endenergie umgesetzt und 40% der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen Deutschlands erzeugt. Zu 53% wird der Energiebedarf durch die Raumheizung bestimmt. Die Verringerung des Energiebedarfs im Gebäudebereich ist daher ein wichtiger Hebel für die Reduktion der deutschen CO<sub>2</sub>-Emissionen.

Sowohl das Leitszenario des Bundesumweltministeriums (BMU 2009b) als auch die Energieszenarien der Bundesregierung (EWI et al. 2010) rechnen mit einem deutlichen Rückgang des Wärmebedarfs von Gebäuden bis 2050. Die wichtigsten Maßnahmen hierfür sind eine Erhöhung der Sanierungsrate und der Sanierungseffizienz im Gebäudebestand. Daneben trägt jedoch auch der Ersatz von alten Wohngebäuden durch Neubauten signifikant zur Bedarfsverringering bei. In den Energieszenarien der Bundesregierung wird davon ausgegangen, dass zwischen 2008 und 2050 fast ein Viertel des Wohngebäudebestands durch Neubauten ersetzt wird. In der Referenz geht der jährliche Heizenergiebedarf neu gebauter Wohngebäude um 80% zurück und unterschreitet im Jahr 2050 mit 12 kWh pro m<sup>2</sup> Wohnfläche den Passivhausstandard. In den Zielszenarien wird bei Neubauten hingegen schon ab 2020 der Passivhausstandard mit einem jährlichen Heizwärmebedarf von 15 kWh pro m<sup>2</sup> erreicht. Danach sinkt der Jahresheizenergiebedarf bei Neubauten weiter ab Richtung Null-Energiehaus. Im Jahr 2050 wird ein spezifischer Bedarfswert von ca. 4 kWh/m<sup>2</sup> erreicht (EWI et al. 2010). Das Konzept des Plusenergiehauses findet in den Energieszenarien hingegen noch keine Erwähnung.

Die Reduktion des Heizenergiebedarfs in den Zielszenarien der Bundesregierung ist insbesondere auf verbesserte Dämmeigenschaften der Gebäudehülle und einen verstärkten

Einsatz von Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung zurückzuführen. Auf diese Weise wird der Wirkungsgrad der Heizanlage deutlich erhöht. EWI et al. (2010) gehen davon aus, dass private Haushalte und der Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) ihre durch die Wärmeerzeugung für Gebäude bedingten Emissionen bis 2050 gegenüber 2008 um jeweils mehr als 80% reduzieren. Dies schließt sowohl Neubauten als auch Maßnahmen im Gebäudebestand ein. Dies bedeutet für beide Sektoren eine Reduktion von etwas mehr als 150 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalenten in 2008 auf 20 bis 30 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalenten in 2050.

Trotz dieses hohen Minderungsbeitrag wird das CO<sub>2</sub>-Minderungspotential von Null- und Plusenergiehäusern/-siedlungen in der Bewertungsskala aufgrund der langfristigen Investitionszyklen im Gebäudebereich und der langsamen Marktdurchdringung dieser Standards als eingeschränkt bewertet. Der energetischen Sanierung im Gebäudebestand kommt mengenmäßig eine höhere Bedeutung zu.

#### **Vereinbarkeit mit anderen Klimaschutzmaßnahmen:**

Die Erhöhung der Energieeffizienz von Neubauten und die breite Umsetzung von Null- und Plusenergiehäusern steht grundsätzlich nicht im Konflikt mit anderen Klimaschutzmaßnahmen. Im Gegenteil ist sie teilweise förderlich bzw. sogar eine Voraussetzung für den effizienten Einsatz von anderen Klimaschutzoptionen wie beispielsweise Wärmepumpenheizungen. Diese werden umso effizienter, je niedriger ihre Vorlauftemperaturen sind. Niedrige Vorlauftemperaturen sind jedoch in der Praxis nur in Neubauten oder in energetisch anspruchsvoll sanierten Altbauten – idealerweise in Kombination mit Flächenheizungen – realisierbar. Zudem reduzieren sich die Investitionskosten für Wärmepumpen und die Erschließung einer Wärmequelle (z.B. mittels Erdsonden) bei reduziertem Leistungsbedarf ganz erheblich.

Ein gewisser Zielkonflikt kann sich jedoch beim Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung ergeben (siehe auch Kapitel 3). Wie in dem KWK-Kapitel beschrieben, reduziert eine erhöhte Gebäudeperformance prinzipiell das Wärmesenken-Potenzial für KWK-Anwendungen. Diesem Umstand kann und muss über den Zeitverlauf durch geeignete Leistungsanpassung (kleinere Anlagen bis hin zu Mikro-KWK-Systemen) auf der einen Seite und Clusterung von Wärmesenken (z.B. Anschluss von PH-Siedlungen an eine gemeinsame Wärmezentrale) begegnet werden. Innovative Ansätze wie beispielsweise die Verlegung von Infrastrukturkanälen oder „Kalte Nahwärme“-Konzepte sind z.B. in Ifeu und Wuppertal Institut (2009) beschrieben. Auf der anderen Seite bewirkt der relative Rückgang des Heizenergiebedarfs gegenüber einem nahezu unveränderten Warmwasserbedarf eine Vergleichmäßigung des Wärmelastprofils im Jahresverlauf. Dies wirkt sich positiv auf die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen aus.

#### **Beiträge zur Versorgungssicherheit:**

Der Markt für die Bereitstellung von Raumwärme wird gegenwärtig stark von fossilen Energieträgern dominiert. Derzeit stellen erneuerbare Energien lediglich ca. 9% des deutschen Raumwärmebedarfs. Die verbleibenden Anteile werden im wesentlichen durch fossile Energieträger, hauptsächlich Heizöl und Erdgas, sowie zu einem geringeren Prozentsatz von Strom gedeckt. Bei einer breiten Markteinführung von Null- und Plusenergiehäusern, einer damit einhergehenden Senkung des Energiebedarfs und einer

erhöhten Energieproduktion aus erneuerbaren Energiequellen würde die Abhängigkeit von importierten fossilen Brennstoffen verringert. Folglich würden die Kosten für Energieimporte reduziert und die Sicherheit der deutschen Energieversorgung erhöht.

#### **Vereinbarkeit mit anderen politischen (Umwelt-)Zielen:**

Ähnlich wie bei der energetischen Sanierung von bestehenden Gebäuden geht die Errichtung von Null- und Plusenergiehäusern wie auch Passiv- und (eingeschränkt) Niedrigenergiehäusern mit einem erhöhten Bedarf an Dämmstoffen einher, deren Produktion und Verwendung mit negativen Umweltauswirkungen verbunden sein kann. Die Produktion von Dämmstoffen erfordert teilweise einen sehr hohen Energieaufwand. Organisch-synthetische Dämmstoffe sind überdies nur bedingt recyclebar. Alternative, umweltverträglichere Materialien befinden sich großteils noch in der Entwicklung und sind noch nicht marktreif. Eine Besonderheit von Null- und Plusenergiehäusern gegenüber Passiv- und Niedrigenergiehäusern ist, dass über die genannten Umweltaspekte hinaus Mehrbelastungen durch die PV-Zellenproduktion und -Entsorgung entstehen. Nichtsdestotrotz sind die Lebenszyklen von Photovoltaik mit Blick auf Energieinputs und Treibhausgasemissionen positiv zu bewerten.

Die Förderung von Neubauten anstelle der Sanierung des Gebäudebestands kann überdies grundsätzlich die Zersiedelung von Landschaften befördern und im Falle von Einfamilienhäusern in städtischen Randgebieten zu verlängerten Transportwegen führen. Diese Implikationen sind jedoch eher mit der Errichtung von neuen Gebäuden, insbesondere Einfamilienhäusern an sich verbunden, weniger speziell mit den Konzepten für Null- und Plusenergiehäuser.

## **5.2 Ökonomie und Strukturentwicklung**

### **Wirtschaftlichkeit:**

Detaillierte Kostenrechnungen liegen bislang lediglich für Niedrigenergie- und Passivhäuser, nicht jedoch für Null- oder Plusenergiehäuser vor. Laut dem HMUELV (2009) betragen die Mehrkosten eines Einfamilienhauses mit einem gegenüber EnEV 2009 um 30% verbesserten Wärmeschutz (KfW-Effizienzhaus 70) im Vergleich zu einem Standardhaus etwa 20-35 € pro m<sup>2</sup> Wohnfläche oder 1-3% der reinen Baukosten. In einer Beispielrechnung des Ministeriums summieren sich die investiven baulichen Mehrkosten für ein KfW-Effizienzhaus 70 auf ca. 5.000 €. Zusätzlich schlagen die Kosten für eine Lüftungsanlage zu Buche. Eine Abluftanlage kostet etwa 1.500 €, eine Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung etwa 4.000 €. Hochwertige Fenster mit gedämmten Rahmen und Dreifachverglasung führen ebenfalls zu Mehrkosten. Aufgrund stärkerer Marktdurchdringung konnten hier jedoch in den vergangenen Jahren bereits erhebliche Preissenkungen erzielt werden.

Die baulich investiven Mehrkosten eines Passivhauses im Vergleich zu einem nach gesetzlichen Mindeststandard gebauten Haus betragen ca. 15.000 € (HMUELV 2009). Ein Passivhaus darf benötigt etwa 80% weniger Energie als ein konventionelles Gebäude. Das HMUELV (2009) hat in einer Kurzanalyse die Amortisationszeit eines 140 m<sup>2</sup> großen

Passivhauses berechnet. Es wird davon ausgegangen, dass sich der Unterschied in den jährlichen Heizkosten eines Gebäudes nach EnEV 2009 und eines Passivhauses bei einer jährlichen Energiepreissteigerungsrate von 5% von anfänglich 550 € bis 2030 auf mehr als 1.700 € pro Jahr steigert. Darauf basierend wird eine Amortisation des Passivhauses etwa im Jahr 2028 erreicht. Die Amortisationszeit beträgt demnach in diesem Beispiel ab dem Zeitpunkt der Investition in 2007 ca. 21 Jahre.

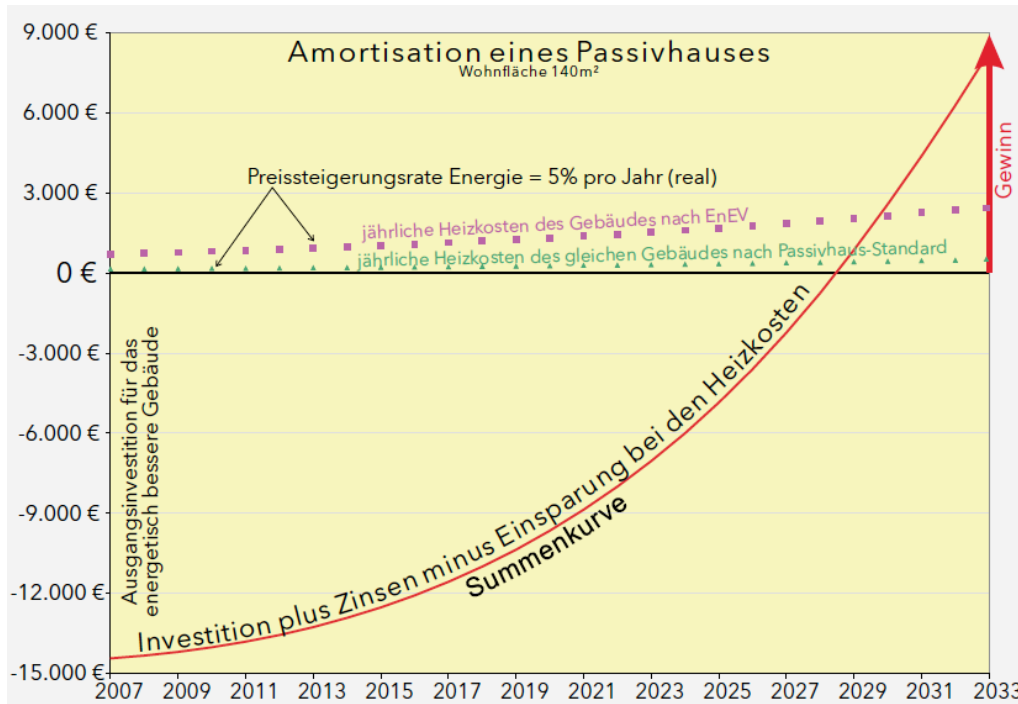


Abbildung 30: Amortisationszeit eines Passivhauses im Vergleich zu einem Gebäude nach EnEV-2009-Standard

Quelle: HMUELV 2009

Null- und Plusenergiehäuser stellen eine Weiterentwicklung des Passivhauskonzepts dar und implizieren verstärkte Investitionen in erneuerbare Energietechnologien. Die jährliche Energie-Überkompensation wird im Plusenergiehaus in erster Linie durch den Einsatz einer Photovoltaikanlage am Dach, erreicht. Auf diese Weise wird die Wärme selbst erzeugt, genutzt und gespeichert. Eine weitere Option sind möglicherweise KWK-Anlagen mit Überschussstromspeisung, die idealerweise mit erneuerbaren Energien betrieben werden. Ein solarthermische Anlage sorgt für die Brauchwasser-Erwärmung und das kontrollierte Lüftungssystem mit Wärmerückgewinnung für laufende Zufuhr von Frischluft nahezu ohne Wärmeverlust. Aufgrund der erhöhten Anforderungen gegenüber einem Passivhaus ist bei Null- und Plusenergiehäusern auch von erhöhten Investitionskosten auszugehen. Im Falle von Plusenergiegebäuden können diese jedoch teilweise durch die Einspeisung von überschüssigem Strom in das Netz und die dadurch anfallende Einspeisevergütung kompensiert werden.

### Struktureffekte (Beschäftigung):

Null- und Plusenergiehäuser weisen sowohl in Planung als auch Realisierung ein hohes Innovationspotenzial auf, da sie eine hocheffiziente Bauweise mit der Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen kombinieren. Dementsprechend könnte die

Marktdurchdringung von Null- und Plusenergiehäusern in verschiedenen Branchen zu positiven Struktureffekten führen. Hierzu zählen einerseits Unternehmen wie Architekturbüros, die mit der Planung der Gebäude beauftragt sind. Andererseits sind Unternehmen beteiligt, die zur Realisierung des Konzepts beitragen. Dies umfasst einerseits die zuständigen Technologie- und Komponentenhersteller wie auch die beauftragten Baufirmen. Da Neubauten in der Regel mit höheren spezifischen Investitionskosten verbunden sind als die Modernisierung von Altbauten, dürfte dieser Handlungsbaustein auch einen stärkeren spezifischen Struktureffekt nach sich ziehen. Aufgrund der im Vergleich zur Altbausanierung geringeren Zahl von Neubauten ist der gesamte Beschäftigungseffekt jedoch niedriger.

#### **Potential zur Erhaltung zukunftsfähiger Industriestrukturen:**

Wie oben erwähnt, würden verschiedene Branchen von einer Marktdurchdringung der Konzepte für Null- und Plusenergiehaus profitieren. Insbesondere die Baubranche sowie Architektur- und Planungsbüros, die auf hocheffiziente Bauweise und integrale Planung spezialisiert sind, würden in diesem Fall gewinnen.

Darüber hinaus würde die Verbreitung des Konzepts eine Stärkung der Hersteller von erneuerbaren Energietechnologien implizieren. Dabei handelt es sich meist um mittelständische Unternehmen, die in klassischen Industriebereichen wie Maschinenbau, Elektrotechnik oder Werkstoffkunde verankert sind, jedoch auch um Unternehmen aus neu entstehenden Industriestrukturen der Erneuerbaren-Branche.

#### **Potential zur Bildung neuer Industriestrukturen:**

Zunehmende Investitionen in Null- und Plusenergiehäuser erfordert trotz der Verankerung erneuerbarer Energietechnologien in bestehenden Industriestrukturen auch die Bildung neuer Strukturen und verstärkt damit die durch eine zunehmende regenerative Stromerzeugung entstehende Dynamik. Letztere ist unter anderem darauf zurückzuführen, dass eine sich beschleunigende Nachfrage und technische Entwicklung eine zunehmende Spezialisierung der Anlagenhersteller sowie eine Erhöhung der Fertigungskapazitäten erfordern.

### **5.3 Umsetzung in NRW**

#### **Kompatibilität mit bestehenden Infrastrukturen:**

Die Errichtung neuer Gebäude bedeutet grundsätzlich einen hohen Infrastrukturaufwand und geht mit hohen Investitionen einher. Aufgrund dessen vollzieht sich der Ersatz bestehender Gebäude durch Null- oder Plusenergiehäuser in langfristigen Investitionszyklen.

Da überschüssiger, aus erneuerbaren Energiequellen produzierter Strom in das Netz eingespeist wird, erfordert eine breite Marktdurchdringung des Plusenergiehauskonzepts überdies eine Anpassung des Stromnetzes an die Anforderungen einer zunehmend dezentralen, fluktuierenden Stromerzeugung. Die Bundesregierung hat diese Herausforderung erkannt und die Modernisierung sowie den Ausbau des deutschen

Stromnetzes in ihrem kürzlich veröffentlichten Energiekonzept als ein Schlüsselprojekt benannt.

#### **Sonstige Einflussfaktoren:**

Null- und Plusenergiehäusern umfassen komplexe Energiekonzepte, Bauausführungen und Qualitätssicherungen und sind daher mit längeren Umsetzungsperioden verbunden. Dies kann unter Umständen zu finanziellen Ausfällen bei Wohnungs- und Immobilienunternehmen führen. Überdies erfordert die Realisierung von Null- und Plusenergiehäusern ein hohes Maß an Know-how der beteiligten Akteure. Ist dies nicht vorhanden, wird der wirtschaftlich-technologische Erfolg des Projekts beeinträchtigt. Aufgrund der erhöhten Komplexität der verwendeten Anlagen, ist außerdem oftmals nach der Inbetriebnahme der Technologie eine weiterführende Regelungs- und Betriebsoptimierung erforderlich. Häufig ist der Auftrag jedoch mit der Übergabe der Technologie abgeschlossen.

#### **Gesellschaftliche Akzeptanz:**

Die hohen Investitionskosten von Null- und Plusenergiegebäuden könnten zu höheren Kaltmieten führen und dementsprechend anfängliche Akzeptanzprobleme verursachen. Überdies sind luftdichte Gebäude aus Unwissenheit teilweise mit einem negativen Image behaftet.

Bei hohen bzw. stetig steigenden Energiepreisen und abnehmenden Amortisationszeiten ist jedoch damit zu rechnen, dass die öffentliche Akzeptanz für Energiesparmaßnahmen generell zunimmt. Überdies könnte ein zunehmendes Bewusstsein für die Vorteile hocheffizienter Gebäude deren Akzeptanz stärken. Hierzu zählen u.a. ihre erhöhte Klimaverträglichkeit, ein hoher Wohnkomfort (z.B. durch Schutz vor sommerlicher Überhitzung und vor Pollenflug, verminderte Zugerscheinungen, warme Wand- und Fensteroberflächen und eine hohe Luftqualität) sowie eine Wertsteigerung der Immobilie angesichts steigender Energiekosten.

#### **Handlungsmöglichkeiten für NRW:**

Wie im Falle der Gebäudesanierung, werden die rechtlichen Vorgaben für Effizienzstandards bei Neubauten auf europäischer und Bundesebene gesetzt. Mit der Energieeinsparverordnung (EnEV) wird die europäische Gebäude-Richtlinie in nationales Recht umgesetzt. Die EnEV begrenzt den zulässigen Energiebedarf von neuen Gebäuden (Niedrigenergiehausstandard) und verfolgt einen durchgängigen Primärenergieansatz. Die EnEV verfolgt keinen reinen Endenergieansatz, sondern berücksichtigt auch die außerhalb der Gebäude entstehenden Verluste bei der Gewinnung, Umwandlung und Verteilung von Energie bei der Ermittlung des zulässigen Energiebedarfs von neuen Gebäuden.

Das zentrale bundesweite Förderinstrument zum Bau von hocheffizienten Gebäuden sind Programme der KfW-Bank. In Nordrhein-Westfalen werden im Rahmen des Programms progres.nrw (vormals REN) ergänzende Förderanreize für Niedrigenergie- und Passivhäuser angeboten. Im Jahr 2008 wurden von der früheren Landesregierung die zur Verfügung stehenden Fördermittel jedoch um ca. 58% von 28,34 Mio. € auf 11,81 Mio. € gekürzt (EUtech 2008). Darüber hinaus werden die bestehenden regionalen Förderprogramme durch Beratungsangebote ergänzt. Hier sind insbesondere die Energieagentur NRW sowie die Energieberatung der Verbraucherzentralen aktiv. Derartige Beratungsangebote könnten

ausgeweitet werden. Über die Verbraucherberatung hinaus könnte auf Landesebene überdies eine Schulungsoffensive für Handwerker, Planer und Architekten initiiert werden, um das Wissen über integrale Gebäudeplanung zu verbreiten.

Eine weitere Eingriffsmöglichkeit wäre die Definition von ambitionierten Effizienzstandards für Neubauten in dem von der neuen Landesregierung geplanten Klimagesetz bzw. dem daran anschließenden Klimaschutzplan (NRW-SPD und Bündnis 90 / Die Grünen NRW 2010). Mit Blick auf landeseigene Liegenschaften könnte der Passivhausstandard verpflichtend eingeführt werden. Dies wird in einigen Kommunen in Deutschland bereits praktiziert. So schreibt beispielsweise die Stadt Frankfurt beim Neubau von städtischen Liegenschaften die Passivhausbauweise als Standard vor. Eine weitere Handlungsoption wäre, den Verkauf von städtischen Grundstücken mit der Verpflichtung zu verknüpfen, dass der Käufer bzw. Investor Neubauten in Passivbauweise errichten muss.

**Umsetzungstiefe der Handlungsmöglichkeiten:**

Aktuell bestehende Maßnahmen wie das Programm progres.nrw oder Beratungsangebote bieten Anreize und Unterstützung für potenzielle Investoren und weisen daher eine geringe Umsetzungstiefe auf. Sollte sich die Landesregierung dafür entscheiden, in dem geplanten Klimaschutzgesetz sowie dem Klimaschutzplan stringenter Effizienzstandards für Neubauten in NRW vorzuschreiben, wäre dieses Vorgehen hingegen mit einer hohen Umsetzungstiefe verbunden.

## 6 Deutliche dauerhafte Erhöhung der Sanierungsrate im Gebäudebestand

### 6.1 Klimaschutz und Energiepolitik

#### CO<sub>2</sub>-Minderungspotential:

Der Wärmemarkt verursachte im Jahr 2008 etwa 40% der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen und setzte ca. 55% der Endenergie um. Der Endenergiebedarf wird zu 53% durch die Raumheizung bestimmt. Die Klimaschutzherausforderung ist in diesem Zusammenhang vor allem, die Energieversorgung und den Energiebedarf im Gebäudebereich zu optimieren. Die energetische Sanierung des Gebäudebestands kann daher einen erheblichen Beitrag zum Ziel einer CO<sub>2</sub>-neutralen Stadtentwicklung leisten.

Mit Blick auf private Haushalte rechnen sowohl das Leitszenario des Bundesumweltministeriums (BMU 2009b) als auch die Energieszenarien der Bundesregierung (EWI et al. 2010) mit einem deutlichen Rückgang des Wärmebedarfs im Wohngebäudebestand bis 2050 gegenüber dem heutigen Stand. In den Zielszenarien der Bundesregierung sinkt der Endenergiebedarf für die Erzeugung von Raumwärme zwischen 2008 und 2050 um 57% (absolute Zahlen einsetzen). Dieser Rückgang ist zu großen Teilen auf die energetische Sanierung des Gebäudebestandes zurückzuführen. Darüber hinaus sind der Ersatz bestehender Gebäude durch Neubauten sowie die Installation hocheffizienter Heizungsanlagen und die Nutzung erneuerbarer Energien von Bedeutung. Bis 2050 wird fast ein Viertel des Gebäudebestandes ersetzt und werden die im Ausgangsjahr installierten Heizungsanlagen zweimal ausgetauscht. Im Vergleich zur energetischen Sanierung des Gebäudebestands sind diese beiden Maßnahmen jedoch von geringerer Bedeutung. In den Zielszenarien reduziert sich der spezifische Heizenergiebedarf des Wohngebäudebestandes um 73 bis 78% auf 40 bis 33 kWh/m<sup>2</sup> pro Jahr. Neben einer höheren energetischen Sanierungsrate ist hier auch eine erhöhte Sanierungseffizienz (definiert als prozentuale Reduktion gegenüber dem ursprünglichen Wärmebedarf eines Gebäudes vor der Sanierung) von Bedeutung. Als Ergebnis der skizzierten Entwicklung gehen die Szenarien davon aus, dass sich die direkten Treibhausgasemissionen der privaten Haushalte bis 2050 gegenüber 2008 um etwa drei Viertel reduzieren (EWI et al. 2010).

Das Leitszenario 2009 (BMU 2009b) geht ebenfalls von einer starken Verringerung des spezifischen Heizenergiebedarfs für Gebäude aus, der jedoch noch deutlich oberhalb der Annahmen der obigen Szenarien liegt. Nach vollständiger Sanierung aller Bestandsgebäude sinkt der mittlere Heizenergiebedarf von Wohngebäuden auf jährlich 72 kWh pro m<sup>2</sup> in 2050, was etwa 40% des heutigen Wertes entspricht. Bei Nichtwohngebäuden sinkt der Wert auf 42 kWh pro m<sup>2</sup> im Jahr, also ebenfalls etwa 40% des heutigen Wertes. Insgesamt wird der Verringerung des Energiebedarfs im Gebäudesektor ein beachtliches CO<sub>2</sub>-Minderungspotenzial beigemessen. In Kombination mit einem Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung und einem relativ stärkeren Rückgang von Heizöl im Vergleich zu Erdgas im Wärmemarkt kann bis 2050 eine jährliche CO<sub>2</sub>-Minderung in Höhe 176 Mio. t CO<sub>2</sub> pro Jahr erzielt werden. Dies entspricht 80% der gesamten CO<sub>2</sub>-Minderungen im Wärmebereich.



Die große Bedeutung der Sanierung des Wohngebäudebestands für eine Effizienzstrategie im Gebäudebestand lässt sich auch daran erkennen, dass derzeit knapp drei Viertel der Wohnungsbauinvestitionen im Bestand getätigt werden. Sie werden auch zukünftig den Schwerpunkt der Bautätigkeit darstellen. Das Einsparpotenzial in diesem Bereich wird auf 50 bis 70 Mio. t CO<sub>2</sub> geschätzt (NABU 2010).

#### **Vereinbarkeit mit anderen Klimaschutzmaßnahmen:**

Effizienzmaßnahmen im Gebäudebestand sind grundsätzlich mit Maßnahmen auf der Angebotsseite gut kombinierbar. Ein gewisser Zielkonflikt kann sich jedoch beim Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung ergeben (siehe auch Kapitel 3). Wie in dem KWK-Kapitel beschrieben, reduziert eine erhöhte Gebäudeperformance prinzipiell das Wärmesenken-Potenzial für KWK-Anwendungen. Diesem Umstand kann und muss über den Zeitverlauf durch geeignete Leistungsanpassung (kleinere Anlagen bis hin zu Mikro-KWK-Systemen) auf der einen Seite und Clusterung von Wärmesenken begegnet werden. Innovative Ansätze wie beispielsweise die Verlegung von Infrastrukturkanälen oder „Kalte Nahwärme“-Konzepte sind z.B. in Ifeu und Wuppertal Institut (2009) beschrieben. Auf der anderen Seite bewirkt der relative Rückgang des Heizenergiebedarfs gegenüber einem nahezu unveränderten Warmwasserbedarf eine Vergleichmäßigung des Wärmelastprofils im Jahresverlauf. Dies wirkt sich positiv auf die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen aus.

#### **Beiträge zur Versorgungssicherheit:**

Die Beheizung bestehender Gebäude ist für einen hohen Anteil des deutschen Wärmebedarfs verantwortlich. In Deutschland entfielen im Jahr 2008 insgesamt rund 55% des Endenergieverbrauchs auf die Wärmebereitstellung. Der Anteil erneuerbarer Energien bei der Wärmebereitstellung liegt bundesweit bei ca. 6% und in NRW bei lediglich 3%. Der Nah- und Fernwärmeanteil in NRW ist mit 8,4% gemessen an den wirtschaftlichen Potenzialen sehr gering. Wärme wird folglich vorrangig aus fossilen Brennstoffen wie Mineralöl und Erdgas produziert, die überwiegend aus dem Ausland importiert werden müssen (EUtech 2008). Sowohl die Verringerung des Wärmebedarfs im Gebäudebestands als auch der verstärkte Einsatz erneuerbarer Energien könnten demnach zu einer deutlichen Verringerung des Bedarfs an importiertem Erdgas und Mineralöl führen und auf diese Weise die Sicherheit der deutschen Energieversorgung erhöhen.

#### **Vereinbarkeit mit anderen politischen (Umwelt-)Zielen:**

Infolge steigender Sanierungsraten im Gebäudebestand ist mit einem steigenden Verbrauch an Dämmstoffen zu rechnen. Die Produktion und Verwendung von Dämmstoffen kann jedoch mit negativen Umweltauswirkungen verbunden sein. Es wird i.d.R. zwischen Dämmstoffen aus mineralischen (anorganischen), fossilen (organisch synthetischen) oder nachwachsenden (organisch natürlichen) Rohstoffen unterschieden, wobei anorganische und organisch-synthetische Materialien den Markt dominieren. Die Herstellung beider Dämmstoffarten ist zum Teil mit einem sehr hohen Energieaufwand verbunden. Organisch-synthetische Dämmstoffe sind überdies nur bedingt recyclebar, weisen teilweise eine schlechte Kompostierbarkeit sowie ein hohes Schadstoffpotential bei der Deponierung auf. Neue Verfahren zur stofflichen oder rohstofflichen Verwertung von Dämmstoffen sind zum

überwiegenden Teil noch in der Entwicklungsphase oder wirtschaftlich nicht rentabel (Umweltministerium Schleswig-Holstein 2003).

Dämmstoffe aus organisch-natürlichen Rohstoffen, wie z.B. Holzfaser, Kork, Hanf oder Zellulose, können hingegen als CO<sub>2</sub>-neutral angesehen werden. Der Primärenergieeinsatz für die Herstellung der Dämmstoffe ist meist gering bis mittel. Überdies sind Dämmstoffe dieser Kategorie meist gut verwertbar. Allerdings sind die genutzten Ressourcen, wie z.B. Kork, teilweise beschränkt (Koç 2009). Insgesamt wird die umweltverträglichkeit der Gebäudesanierung etwas höher bewertet als die des Neubaus von Plus- und Nullenergiehäusern, da negative Effektes des Gebäudeneubaus nicht auftreten.

## 6.2 Ökonomie und Strukturentwicklung

### Wirtschaftlichkeit:

Ifeu und das Wuppertal Institut haben im Rahmen der Studie „Energiebalance – Optimale Systemlösungen für erneuerbare Energien und Energieeffizienz“ (Ifeu und Wuppertal Institut 2009) drei Szenarien für mögliche Beiträge des Gebäudesektors zur Minderung der Treibhausgasemissionen und den damit verbundenen Kosten berechnet. Die Analyse umfasst ein Business-as-usual-Szenario (BAU), ein Effizienzscenario (EF) und ein High-Potential-Szenario (HP).

Das BAU-Szenario dient als Referenz für die beiden anderen Szenarien. Spezifische Zielvorgaben bestehen hier nur insofern, dass eine geringe Verschärfung der seinerzeit (Stand 02.2008) geltenden Energieeinsparverordnung (EnEV 2007 abzüglich 15% auf den geltenden H'<sub>T</sub>-Wert<sup>10</sup>) bis zum Jahr 2020 vorgenommen wurde. Darüber hinaus werden bis zum Jahr 2050 weiterhin lediglich Effizienzmaßnahmen umgesetzt, die im Bereich des Trendsparens liegen.

Im EF-Szenario werden ebenfalls keine konkreten Klimaschutzvorgaben gemacht, es wird jedoch unterstellt, dass sowohl auf der Nachfrage- als auch auf der Angebotsseite in deutlich erhöhtem und differenzierbarem Umfang Effizienztechniken zur Anwendung kommen. Zusätzlich kommen gegenüber dem BAU-Szenario noch verstärkt erneuerbare Energien zum Einsatz.

Im HP-Szenario wird schließlich ein Zukunftspfad entwickelt, der sich an einer Verminderung der Treibhausgasemissionen um 80% bis 2050 gegenüber 1990 ausrichtet. Dies bedeutet mit Blick auf den Gebäudebestand konkret eine Reduzierung des H'<sub>T</sub>-Wertes um 80%. Außerdem werden gegenüber dem EF-Szenario u.a. noch höhere Sanierungsraten, noch höhere anlegbare Energiepreise und noch weiter verschärfte Bauteilanforderungen bei Neu- und Bestandsbauten geprägt.

---

<sup>10</sup> H'<sub>T</sub>: Transmissionswärmekoeffizient (= auf den Baukörper bezogener mittlerer Transmissionswärmekennwert)

Tabelle 8 zeigt die Entwicklung der Sanierungskosten und die daraus resultierenden Jahreskosten in den drei Szenarien, die allein durch wärmetechnische Maßnahmen entstanden sind.

Tabelle 8: Kosten der energetischen Gebäudesanierung im Gebäudebereich privater Haushalte 2005-2050

<b>Einsparung in PJ durch Gebäudesanierungen</b>			
	<b>BAU</b>	<b>Effizienz</b>	<b>High-Potential</b>
Alte Bundesländer	272	605	1.008
Neue Bundesländer	193	149	216
Summe	465	754	1.224
<b>Mehrkosten in 1.000 € für den Zeitraum 2005-2050</b>			
Alte Bundesländer	10.983.183	23.430.791	98.948.361
Neue Bundesländer	1.678.200	3.580.160	13.413.965
Summe	12.661.383	27.010.951	112.362.326
<b>Barwerte in 1.000 €</b>			
Abdiskontiert auf 2005	5.138.014	10.910.917	44.861.545
Annuitätische Jahreskosten für den Zeitraum 2005-2050	30.736	65.270	268.367

Anmerkung: Zins  
(real) = 4%

Quelle: Ifeu und Wuppertal Institut 2009

Es wird deutlich, dass im BAU-Szenario insgesamt 465 PJ an Nutzenergie durch Gebäudesanierungen im Altbaubestand (ohne Abrisse) eingespart werden, die gegenüber dem vorherigen Zustand zu Kosten von insgesamt 12,6 Mrd. € führen. In den Kosten sind nur Maßnahmen berücksichtigt, die bezogen auf die Einzeltechnik (Bauteil) spezifische Kosten von höchstens 4,7 ct/kWh aufweisen. D.h. jede eingesparte Kilowattstunde liegt unterhalb eines virtuellen Energiepreises dieser Wirtschaftlichkeitsgrenze. Werden diese zeitraumbezogenen Gesamtkosten mit einem Zinssatz von 4% annuitätisch auf das Jahr 2005 abdiskontiert, d.h. alle zu den jeweiligen Sanierungskosten entstandenen Investitionen werden auf den Startzeitpunkt 2005 bezogen, entstehen Jahreskosten von rund 30,7 Mio. € bei einer Gesamtinvestition von 5,1 Mrd. €.

Im EF-Szenario lassen sich durch intensiverte Gebäudesanierungen im Altbaubestand (ohne Abrisse) im Vergleich zum BAU-Szenario jährlich zusätzlich 289 PJ an Nutzenergie einsparen. Die zusätzlichen Mehrkosten gegenüber dem BAU-Szenario betragen 14,4 Mrd. €, die annuitätischen Jahreskosten liegen bei rund 65,2 Mio. €.

Im HP-Szenario werden 1.224 PJ Nutzenergie durch Gebäudesanierung (ohne Abrisse) eingespart und damit im Vergleich zum EF-Szenario zusätzlich 470 PJ eingespart. Dies kann zu Mehrkosten von insgesamt 112 Mrd. € und annuitätischen Jahreskosten von mehr als 268 Mio. € realisiert werden. Den Sanierungskosten stehen jedoch signifikante finanzielle Einsparungen durch die Verringerung des Primärenergiebedarfs gegenüber. Für die einzelnen Szenarien liegen die zugrundegelegten Amortisationszeiten abhängig von der

Investitionsintensität der jeweiligen Maßnahmen und den angelegten Energiepreisen zwischen 4 und 20 Jahren (Ifeu und Wuppertal Institut 2009).

#### **Struktureffekte (Beschäftigung):**

Würde die Energieeffizienz im Gebäudebestand wie in den Energieszenarien der Bundesregierung vorgesehen erhöht werden, impliziert dies einen erheblichen Sanierungs- und damit Investitionsbedarf. In den Energieszenarien der Bundesregierung wird davon ausgegangen, dass zwischen 2008 und 2050 bei Altbauten für die private Bewohnung eine Sanierungsrate von 2% erreicht wird. Insgesamt werden von 2008 bis 2050 75% (Szenarien II und III) bzw. 90% (Szenarien I und IV) der Wohnfläche in Altbauten saniert (EWI et al. 2010).

Auch Nordrhein-Westfalen stünde vor einer großen Herausforderung. Etwa 20% der bundesweiten Wohnfläche sowie der Wohnungen entfallen auf NRW. Deutlich mehr als 80% der Wohngebäude sind vor 1985 gebaut worden mit einem Schwerpunkt von ca. 56% auf Baujahren zwischen 1949 bis 1978. Dies ist etwas älter als der Bundesdurchschnitt. Die vorherige Landesregierung, ging davon aus, dass für Gebäude, die vor Inkrafttreten der Energieeinsparverordnung in 2002 errichtet wurden, ein abgestufter energetischer Sanierungsbedarf besteht. Dementsprechend gilt dies für ca. 95% der Wohngebäude in NRW (EUtech 2008). In Nordrhein-Westfalen müssten folglich für nahezu den gesamten Wohngebäudebestand Sanierungsleistungen erbracht werden.

Der mit der Erhöhung der Energieeffizienz einhergehende Investitionsbedarf kann zu hohen positiven Beschäftigungseffekten im Bau- und Handwerksgewerbe sowie den damit verbundenen Zulieferbetrieben führen.

#### **Potential zur Erhaltung zukunftsfähiger Industriestrukturen:**

Die Erhöhung der Energieeffizienz im Gebäudebestand ist, wie oben erwähnt, mit Investitionen und Bautätigkeiten der Hausbesitzer verbunden. Auf diese Weise werden bestehende Industriestrukturen gestärkt und möglicherweise ausgebaut. Darüber hinaus sind Forschungs- und Entwicklungsmaßnahmen erforderlich, um die Sanierungseffizienz zu erhöhen und der Schlüsselrolle des Gebäudesektors im Energiekonzept der Bundesregierung gerecht zu werden. Die Sanierungseffizienz ist definiert als prozentuale Reduktion gegenüber dem ursprünglichen Wärmebedarf eines Gebäudes vor der Sanierung (EWI et al. 2010). Die Sanierungseffizienz kann beispielsweise erhöht werden durch innovative und hochgradig effiziente Heizungsanlagen oder neuartige, leistungsfähigere Dämmmaterialien. Der beschriebene Optimierungsdruck auf die beteiligten Industriebranchen dürfte deren Lern- und Innovationsraten erhöhen und auf diese Weise deren Zukunftsfähigkeit stärken.

#### **Potential zur Bildung neuer Industriestrukturen:**

Maßnahmen zur Sanierung des Gebäudebestandes setzen im wesentlichen an bestehenden Industriestrukturen an. Der Aufbau neuer Branchen sowie Handels- und Zuliefernetzwerke steht nicht im Zentrum des Prozesses. Eine stärkere Nutzung alternativer Materialien, wie z.B. Dämmstoffen aus nachwachsenden Rohstoffen, die derzeit nur einen geringen Anteil am Dämmstoffmarkt aufweisen, würde jedoch zum Aufbau oder Ausbau von Zuliefernetzwerken zwischen Dämmstoffherstellern und den Produzenten der erforderlichen

Rohstoffe führen. Eine solche Entwicklung könnte jedoch teilweise auf bestehende Strukturen in der Branche erneuerbarer Energien zurückgreifen.

### **6.3 Umsetzung in NRW**

#### **Kompatibilität mit bestehenden Infrastrukturen:**

Energetische Sanierungen von Bestandsgebäuden sind mit Maßnahmen wie der Außendämmung, im Einzelfall auch der Innendämmung von Häuserfassaden oder der Modernisierung der Heizungssysteme sowie dem Einsatz von erneuerbaren Energien verbunden. Derartige Maßnahmen führen nicht zu einem hohen strukturellen Aufwand, wie z.B. der Aufbau eines Pipelinesystems, können jedoch für den betroffenen Hausbesitzer mit signifikanten Investitionen verbunden sein. Folglich weisen Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudebestand einen eher hohen spezifischen Infrastrukturaufwand auf.

#### **Gesellschaftliche Akzeptanz:**

Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz im Gebäudebestand sind mit hohen Vorabinvestitionen verbunden, die voraussichtlich auf die Mieten umgewälzt würden. Sanierungsmaßnahmen könnten folglich mit anfänglichen Akzeptanzproblemen verbunden sein. Die Akzeptanz dürfte bei hohen bzw. stetig steigenden Energiepreisen jedoch zunehmen. Aus Sicht der Gebäudebesitzer trüge eine solche Entwicklung zur Verkürzung der Amortisationszeiten von Sanierungsmaßnahmen bei. Bei den Mietern eines sanierten Gebäudes würde die Akzeptanz von Effizienzmaßnahmen steigen, wenn diese zu einem erkennbaren Einfluss auf die anfallenden Strom- und Heizkosten führen würden. Akzeptanzfördernd können sich auch die positiven Begleiterscheinungen einer energetischen Sanierung auswirken: Diese sind z.B. ein höherer Wohnkomfort (warme Wand- und Fensteroberflächen, bei Einsatz einer Lüftungsanlage permanent gute Luftqualität sowie verminderte Zugerscheinungen und Außenlärm, Schutz vor sommerlicher Überhitzung oder Pollenflug etc.) oder auch die Vermeidung von Bauschäden und gesundheitlichen Schäden (durch Schimmel).

#### **Sonstige Einflussfaktoren:**

Bei der Sanierung von Altbauten bestehen verschiedene Hemmnisse, die einerseits die Erhöhung der Sanierungsrate, jedoch auch die der Sanierungseffizienz behindern können. Letztere Problematik kann beispielsweise dadurch entstehen, dass Altbau-Fassaden aufgrund von Denkmalschutz teilweise ungeeignet sind für ausreichend dicke Innen- oder Außendämmung. Daraus ergeben sich Zielkonflikte hinsichtlich des Erhalts kulturell wertvoller Bausubstanz und Klimaschutzzielen. Dies gilt jedoch nur für eine begrenzte Zahl an Gebäuden. Die Sanierungseffizienz bei Altbauten ohne Keller kann ausserdem dadurch beeinträchtigt werden, dass Wärmeverluste durch ungedämmte Bodenplatten nicht auszugleichen sind.

#### **Handlungsmöglichkeiten für NRW:**

Die rechtlichen Vorgaben für die Erschließung von Energieeffizienzpotenzialen im Gebäudebereich werden auf europäischer und Bundesebene gemacht. Die europäische

Gebäude-Richtlinie sowie das deutsche Energieeinsparungsgesetz (EnEG) setzen hier den Rahmen. Letzteres enthält u.a. Anforderungen an bestehende Gebäude. Das Energieeinsparungsgesetz ist zugleich Ermächtigungsgrundlage für spezielle Rechtsverordnungen, etwa die Energieeinsparverordnung (EnEV). Wesentliches Element für Energieeinsparungen im Gebäudebereich ist die Einführung des Energieausweises auch für den Gebäudebestand.

Die gesetzlichen Regelungen werden durch Förderprogramme für Effizienzmaßnahmen flankiert. Ein zentrales Förderinstrument für den Gebäudebestand ist das KfW-CO<sub>2</sub>-Gebäudesanierungsprogramm, das zwischen 2006 und 2009 ein Volumen in Höhe von 1,4 Mrd. € aufwies.

Auf Landesebene können die auf Bundesebene bestehenden Förderprogramme durch ergänzende Anreize oder Beratungsangebote ergänzt werden. Als Beispiel hierfür sind zu nennen energetische Förderprogramme im Rahmen der sozialen Wohraufförderung sowie der Bund/Länder-Pakt zur „energetischen Erneuerung der sozialen Infrastruktur in Kommunen“. Die Energieagentur bietet außerdem umfangreiche Beratungsleistungen für energetische Sanierungen, beispielsweise in Kooperation mit dem Wirtschaftsministerium NRW und der Westdeutschen Handwerkskammer. Für Privatpersonen bietet darüber hinaus die Energieberatung der Verbraucherzentrale NRW kompetente und neutrale Beratungsleistungen an.

Die neue Landesregierung beabsichtigt in ihrem Koalitionsvertrag (NRW-SPD und Bündnis 90 / Die Grünen NRW 2010) die energetische Sanierung des Gebäudebestands zu forcieren. Sie beabsichtigt, sich im Bundesrat dafür einzusetzen, dass wohnungswirtschaftliche Investitionen für Vermieter und Mieter attraktiver werden und sich für eine Stärkung der KfW-Förderprogramme einzusetzen. Außerdem sollen im Rahmen eines Gebäudesanierungsprogrammes bis 2020 ein Großteil der rund 450.000 elektrischen Nachtspeicherheizungen in NRW ersetzt werden. In dem geplanten Klimaschutzgesetz und dem daran gekoppelten Klimaschutzplan könnten überdies Effizienzstandards für den Gebäudebestand definiert werden.

#### **Umsetzungstiefe der Handlungsmöglichkeiten:**

Verbindliche Vorgaben zur Gebäudesanierung werden auf Bundesebene und auf europäischer Ebene beschlossen. Die ergänzenden Maßnahmen auf Landesebene, wie die beschriebenen Beratungs- und Förderangebote, weisen eine niedrige bis hohe (Effizienzstandards im Klimaschutzgesetz/-plan) Umsetzungstiefe auf. Eine mögliche Einflussnahme auf gesetzliche Regelungen der Bundesregierung im Bundesrat ist ebenfalls mit einer höheren Umsetzungstiefe verbunden.

## 7 Deutliche Effizienzsteigerung bei elektrischen Anwendungen im Bereich des Konsums

### 7.1 Klimaschutz und Energiepolitik

#### CO<sub>2</sub>- Minderungspotential:

##### *Stromverbrauch der Haushalte in NRW:*

Im Jahr 2009 betrug der Stromverbrauch der Haushalte in NRW 35,55 TWh. Der direkte Beitrag zum CO<sub>2</sub>-Ausstoß durch elektrische Anwendungen in Haushalten liegt damit bei etwa 22 Mio. t (berechnet nach GEMIS 4.5 / (Öko-Institut 2008).

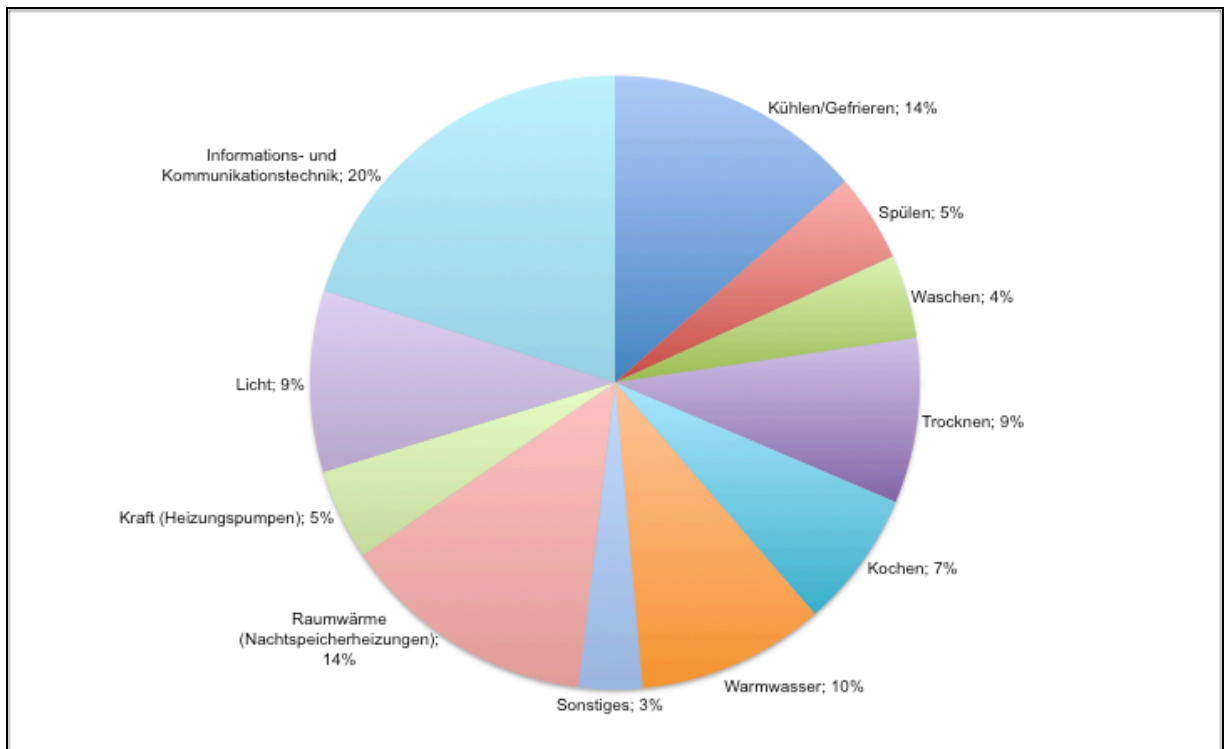


Abbildung 31: Prozentuale Aufteilung des Stromverbrauchs der Haushalte in NRW (Summe 2009 = 30,55 TWh)

Quelle: Eigene Rechnung auf Basis von EnergieAgentur.NRW (2006)

Der Anteil der sogenannten „Weißen Ware“ (Kühl- und Gefriergeräte, Wasch- und Spülmaschinen, Wäschetrockner, Herde, Backöfen und elektrische Warmwasserbereiter) am Stromverbrauch hat in den letzten Jahren etwas abgenommen, dominiert aber immer noch und liegt bei knapp 50 %, wie Abbildung 31 zeigt. Der Rückgang ist auf den Erfolg des für Kühlgeräte, Waschmaschinen, Spülmaschinen und Wäschetrockner Anfang der Neunziger Jahre sukzessive eingeführten EU-Energielabels zurückzuführen. Auch wenn der Ausstattungsgrad dieser Geräte zugenommen hat und gerade auch bei Kühlgeräten das Kühlvolumen, so ist doch insgesamt der Stromverbrauch der „Weißen Ware“ in den Haushalten etwa konstant geblieben. Weitere Effizienzsteigerungen sind allerdings durch die bestehenden Label derzeit nicht zu erwarten, da die überwiegende Mehrzahl der in Deutschland verkauften „Weiße Ware“-Geräte schon das A-Label erfüllt.

Zurückgegangen ist auch der Anteil des Stromverbrauchs für Raumwärme durch Nachtspeicherheizungen, da immer mehr dieser Geräte ihre natürliche Nutzungsdauer erreichen und dann durch andere Heizsysteme ersetzt werden.

Stark zugenommen hat dagegen in den letzten Jahren der Stromverbrauch durch die Informations- und Kommunikationstechnik (IuK). Das rührt daher, dass viele neuartige Geräte und Anwendungen im IuK-Bereich auf den Markt gekommen sind, die zudem meist noch rund um die Uhr in Betrieb sind oder zumindest permanent einen Standby-Verbrauch haben.

Weitere nicht zu vernachlässigende Stromanwendungen sind mit 9 % die Beleuchtung und mit durchschnittlich 5 % die Heizungspumpen.

#### ***Technisch-wirtschaftliches Einsparpotential:***

Für alle wesentlichen elektrischen Anwendungen wurde eine Referenzentwicklung bis 2020 angenommen und diese einem alternativem Pfad gegenübergestellt, in dem nur die jeweils effizientesten Geräte und Anlagen zum Einsatz kommen. Die in früheren Projekten entwickelte Datenbasis (Wuppertal Institut 2006, 2009b) wurde aktualisiert und an die Gegebenheiten in NRW angepasst.

Es ergibt sich ein CO<sub>2</sub>-Reduktionspotential von jährlich ca. 7 Mio. t. im Jahr 2020 gegenüber der Referenzentwicklung. Dies entspricht einer Einsparung gegenüber heute von etwas über 30 %. Die Ergebnisse für die zugrunde gelegten Effizienzmaßnahmen bei den jeweiligen Anwendungen sind in Tabelle 9 dargestellt. Die erzielbaren Stromeinsparungen werden bei den Substitutionsmaßnahmen durch Brennstoffverbrauch anstelle von Strom erreicht. Bei dem Heizungspumpentausch kombiniert mit hydraulischem Abgleich ergeben sich zusätzlich zur Stromeinsparung Brennstoffeinsparungen.

Das größte CO<sub>2</sub>-Vermeidungspotenzial hat der Pumpentausch, gefolgt von dem Einsatz von effizienten Wäschetrocknern. Weiterhin ein sehr hohes Potential hat die Raumwärmesubstitution und, bedingt durch das große und ineffiziente Wachstum, die Informations- und Kommunikationstechnologie. Hier ist insbesondere die Vermeidung oder Minimierung von Stand-By-Verbräuchen sinnvoll. Aber auch bei der „Weißen Ware“ sind trotz des durch die EU-Energielabel bereits erreichten Effizienzfortschrittes noch weitere Potentiale bis 2020 zu heben. Technologisch besteht das größte Entwicklungspotential bei privaten Beleuchtungsanwendungen, weil mit der Weiterentwicklung von LED- und OLED-Technologien hinsichtlich Beleuchtungsstärke und Farbtreue neue Lampenkonzepte auf den Markt drängen werden.

Effizienzsteigerungen weisen folglich ein signifikantes spezifisches Minderungspotential auf, das in der Gesamtsicht gegenüber anderen Klimaschutzbausteinen jedoch eher gering ausfällt. Demnach wird das CO<sub>2</sub>-Minderungspotential in der Bewertungsmatrix als eher niedrig bis eingeschränkt eingestuft.



Tabelle 9: Ergebnisse aller Stromeinsparmaßnahmen bei privaten Haushalten nach Anwendungsbereichen hochgerechnet für das Jahr 2020 (die wirtschaftlichen Zahlen berücksichtigen keine Transaktionskosten)

Anwendung (Effizienzmaßnahmen)	Einsparung Strom [TWh/ Jahr]	Einsparung oder Mehrver- brauch Brennstoff [TWh/ Jahr]	CO <sub>2</sub> -Reduk- tions- potential [Mio. t/a]	Volkswirt- schaftlicher Vorteil [Mio. Euro/ Jahr]	Vorteil der Nutzer- (inn)en [Mio. Euro/ Jahr]
PRIVATE HAUSHALTE					
Kühl- und Gefriergeräte (A+, A++)	1,06		0,732	24,10	194,97
Spülmaschine (Warmwasser- anschluss)	0,15	-0,20	0,042	0,99	13,92
Waschmaschine (A+, Warmwasseranschluss)	0,39	-0,26	0,195	-4,13	41,06
Wäschetrockner (A, Gas-WT)	2,79	-1,87	1,389	1,98	308,35
Kochen (Substitution E-Herde durch Gasherde)	0,47	-0,56	0,132	-39,07	-23,84
Warmwasser (Substitution Elektrowarmwasser)	0,98	-1,18	0,339	-32,50	48,19
Raumwärme (Substitution Nachtspeicherheizungen)	1,90	-2,32	1,094	-10,88	-0,03
Heizungspumpe (A-Pumpe, hydraulischer Abgleich)	0,65	4,14	1,722	26,90	359,15
Beleuchtung (ESL, LED)	0,51		0,335	18,02	102,31
Informations- und Kommunikationstechnologie (Verringerung Stand-By-Verluste Audio/Video/TV)	1,57		1,090	39,42	301,04
<b>SUMME</b>	<b>10,47</b>	<b>-2,25</b>	<b>7,090</b>	<b>24,83</b>	<b>1.345,12</b>

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis Wuppertal Institut (2006, 2009b)

### **Vereinbarkeit mit anderen Klimaschutzmaßnahmen:**

Effizienzverbesserungen bei elektrischen Anwendungen weisen keine Zielkonflikte mit anderen Klimaschutzmaßnahmen auf und sind insbesondere mit Maßnahmen auf der Angebotsseite gut kombinierbar.

### **Beiträge zur Versorgungssicherheit:**

Alle genannten Effizienzmaßnahmen bei Stromanwendungen im Haushalt stehen nicht in Konkurrenz zu anderen Klimaschutzmaßnahmen und sind gut mit anderen Maßnahmen, zum Beispiel auf der Angebotsseite, kombinierbar.

Die energiepolitischen Ziele, den CO<sub>2</sub>-Ausstoß zu reduzieren und den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung zu erhöhen, ist durch Maßnahmen zur Einsparung der Endenergie Strom einfacher zu erreichen. Gleichzeitig wird durch eine

Verringerung des Strombedarfs die Abhängigkeit von importierten Energieträgern reduziert und somit ein Beitrag zur Erhöhung der Energieversorgungssicherheit geleistet.

Auf EU-Ebene sind im Rahmen der Öko-Design-Richtlinie neue Effizienzmaßnahmen zur Begrenzung des Endenergieverbrauchs bereits beschlossen oder auf den Weg gebracht worden. Alle oben genannten Maßnahmen stehen im Einklang mit den bereits beschlossenen und zu erwartenden EU-Direktiven und gehen zum Teil darüber hinaus.

Insgesamt wird der positive Beitrag dieses Handlungsbausteins zur Versorgungssicherheit etwas niedriger eingestuft als beispielsweise die Beiträge von energetischen Sanierungen des Gebäudebestands oder des Neubaus von Null- und Plusenergiehäusern, da der Gesamtanteil elektrischer Anwendungen am Endenergieverbrauch deutlich niedriger ist als der Anteil von Raumwärme.

#### **Vereinbarkeit mit anderen politischen (Umwelt)zielen:**

Mit einigen Maßnahmen zur Stromeinsparung ist auch eine Senkung des Wasserverbrauchs verbunden, hocheffiziente Wasch- und Spülmaschinen erreichen ihre Stromeinsparungen zum Teil durch die Verringerung der zu erwärmenden Wassermenge.

Weiterhin sinkt ganz allgemein durch eine geringere Stromnachfrage die Luftverschmutzung durch Kraftwerke. Es besteht jedoch die Gefahr, dass die positiven Umwelteffekte von Energieeinsparungen effizienter elektrischer Anwendungen durch vermehrte Nutzung und Konsum überkompensiert werden. So kann die effizientere Nutzung von Produkten und Anwendungen zu geringeren Kosten die Konsumspirale unter Umständen beschleunigen. Dieses Phänomen wird auch als Rebound- Effekt bezeichnet.

## **7.2 Ökonomie und Strukturentwicklung**

### **Wirtschaftlichkeit:**

Tabelle 9 zeigt neben dem Energieeinsparpotential sowie dem CO<sub>2</sub>-Minderungspotential verschiedener elektrischer Anwendungen in den Spalten 5 und 6 deren wirtschaftlichen Nutzen. Der dargestellte volkswirtschaftliche Vorteil ergibt sich aus der Differenz der vermiedenen Energiekosten (die gleich den gesamtwirtschaftlich langfristigen Grenzkosten der Energiebereitstellung sind) zu den Investitionskosten für die Effizienztechnik. Analog ergibt sich der finanzielle Vorteil für die Nutzer/innen aus der Differenz ihrer vermiedenen Energiekosten zu ihren Investitionskosten für die Effizienztechnik. Transaktionskosten sind jeweils nicht berücksichtigt.

Es wird deutlich, dass viele Effizienzmaßnahmen volkswirtschaftlich gesehen wirtschaftlich und fast alle Maßnahmen aus Nutzer(innen)sicht wirtschaftlich rentabel sind. Besonders die Substitutionsmaßnahmen, bei denen der Stromeinsatz durch Brennstoffe substituiert wird, sind in der Regel mit kostenspieligen Umbaumaßnahmen verknüpft, die sich volkswirtschaftlich meist nicht rechnen.

An Effizienzmaßnahmen sind in der Regel der Einsatz einer hocheffizienten Heizungspumpe in Kombination mit hydraulischem Abgleich hoch wirtschaftlich sowie die Verringerung oder Vermeidung von Stand-By-Verbräuchen bei der Informations- und

Kommunikationstechnologie und der Einsatz effizienter Wäschetrockner und Kühlgeräte. Aber auch im Beleuchtungsbereich existieren trotz eines Trends hin zu effizienteren Lampen durchaus noch weitere nennenswerte wirtschaftliche Effizienzpotentiale.

**Struktureffekte (Beschäftigung):**

Grundsätzlich bauen die Maßnahmen auf bestehenden Strukturen auf. Insbesondere die Substitutionsmaßnahmen, die mit Umbaumaßnahmen verbunden sind, generieren Beschäftigung im Installations- und Heizungshandwerk. Insgesamt wird aufgrund der vergleichsweise niedrigen Investitionsintensität der Maßnahmen jedoch mit einem eher geringen Beschäftigungseffekt gerechnet.

**Potential zur Erhaltung zukunftsfähiger Industriestrukturen:**

Die in Deutschland und auch in NRW angesiedelten Hausgerätehersteller wie Miele und Blomberg stellen überproportional qualitativ hochwertige und effiziente Geräte her. Daher würden diese Hersteller von einer steigenden Nachfrage nach hocheffizienten Geräten profitieren.

Weiterhin ist mit der Firma Wilo einer der beiden Weltmarktführer von hocheffizienten Heizungspumpen in NRW angesiedelt. Die Herstellung dieser neuartigen Pumpen erfordert neben technologischem Know-how gut ausgebildete Fachkräfte. Beides ist in NRW vorhanden und führt daher zu Standortvorteilen für Wilo.

**Potential zur Bildung neuer Industriestrukturen:**

Der zu erwartende Aufschwung nach effizienten Beleuchtungssystemen bietet das Potential zur Bildung neuer Strukturen oder zumindest zur Ausweitung der bestehenden Strukturen. So existiert in NRW bereits ein LED-Netzwerk im Rahmen der Landesinitiative Zukunftsenergien, in dem sich die bestehenden Akteure in NRW informell austauschen. Auch zur Zusammenarbeit verschiedener Akteure ist es schon gekommen. Wesentliche Akteure in NRW, um die sich ein Cluster bilden könnte, sind u.a. die Firmen Aixtron (Weltmarktführer für Maschinen zur Herstellung von LEDs und OLEDs), Zweibrüder Optoelectronics, Hella KGaA Hück & Co., Vossloh-Schwabe Optoelectronic, BEGA, Zumtobel Lighting sowie die Fachhochschule Südwestfalen.

## **7.3 Umsetzung in NRW**

**Kompatibilität mit bestehenden Infrastrukturen:**

Die Infrastrukturanforderungen zur Umsetzung der Effizienzmaßnahmen sind im Wesentlichen erfüllt. Allerdings wären Gas- oder Fernwärmeanschlüsse für die Umsetzung von einigen Substitutionsmaßnahmen förderlich.

**Gesellschaftliche Akzeptanz:**

Die Akzeptanz von effizienten elektrischen Anwendung kann als sehr hoch eingestuft werden. Zwar weisen derartige Geräte häufig etwas höhere Anschaffungskosten auf, jedoch werden diese Vorabinvestitionen angesichts steigender Energiepreis zunehmend in Kauf genommen.

### Sonstige Einflussfaktoren:

Die Komplexität der Märkte für Energieeffizienz führt dazu, dass für die Realisierung von mehr Energieeffizienz auf der Nachfrageseite oft eine Vielzahl von Individuen die jeweils „richtige“ Entscheidung treffen muss (s. Abbildung 32). Gleichzeitig bringt eine einzelne technische Energiesparmaßnahme oft nur geringe Energie- und Kosteneinsparungen für Einzelpersonen, auch wenn durch die millionenfache „richtige“ Entscheidung große Einsparpotentiale erschlossen werden könnten. Die geringe Einsparung im Einzelfall führt zu einem generellen Hemmnis: einer generell eher niedrigen Priorität für Energieeffizienz bei vielen Marktakteur/innen. Dies erschwert die Marktdurchdringung von effizienten Anwendungen spürbar.

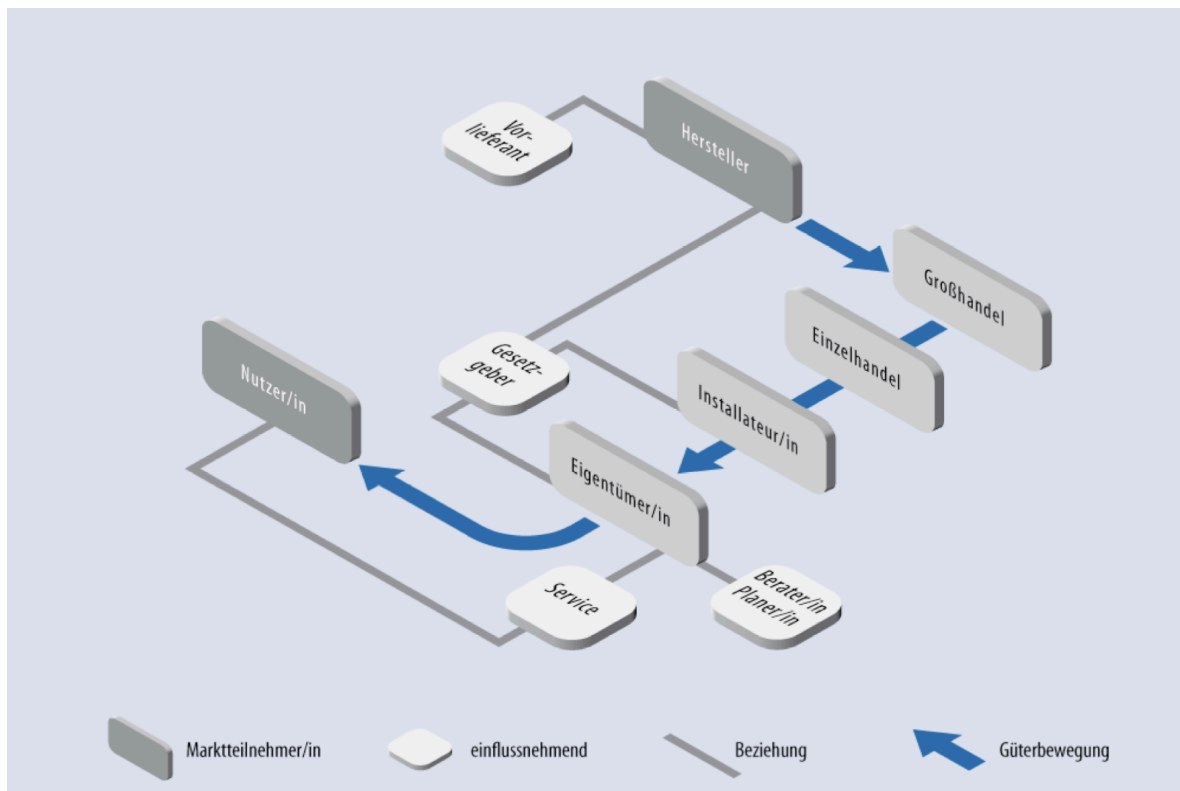


Abbildung 32: Marktteilnehmer in Technikmärkten

Quelle: Thomas 2007

### Handlungsmöglichkeiten für NRW:

Eine wesentliche Handlungsmöglichkeit besteht im Hemmnisabbau. NRW kann hier zum einen Aufklärung von Nutzer(inne)n und Weiterbildung im Handwerk und im Handel fördern. Weiterhin kann das Land den Aufbau von weiteren Forschungs-, Entwicklungs- und Expertennetzwerken ausweiten (analog zum Beispiel des LED-Netzwerks), um das vorhandene Know-how bei Effizienztechnologien zu bündeln.

Auch durch Förderprogramme zur Unterstützung von wirtschaftlich noch nicht rentablen Maßnahmen kann das Land den Markt beleben und Wertschöpfung generieren. Nicht zuletzt kann sich das Land EU- und bundesweit für eine Verschärfung von Effizienzstandards einsetzen.

**Umsetzungstiefe der Handlungsmöglichkeiten:**

Das Land NRW kann Rahmenbedingungen für die Verbreitung hocheffizienter elektrischer Anwendung, z. B. durch Förderprogramme oder durch bessere Ausstattung der Ausbildungsträger, verbessern. Es kann die Energieberatung der Verbraucherzentralen ausbauen, auch die Einrichtung von Datenbanken effizienter Geräte und Dienstleistungen wäre denkbar. Die Umsetzungstiefe dieser Maßnahmen ist eher niedrig.

## 8 Beiträge zur Umsetzung einer nachhaltigen Mobilitätsstrategie

### 8.1 Schaffung und Sicherung verkehrsvermeidender Siedlungsstrukturen

#### Maßnahmenkurzbeschreibung:

Um die verkehrsbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen zu reduzieren, sollen innerstädtische Verkehre reduziert und mit klimaschonenden Verkehrsträgern zurückgelegt werden.

Die Integrierte Stadtentwicklungs- und Verkehrsplanung (ISVP), welche städtebauliche wie auch verkehrliche Aufgaben und Ansprüche gleichermaßen berücksichtigt, verfolgt das Ziel der Schaffung von Siedlungsstrukturen der kurzen Wege. Dabei soll die ISVP durch die Gestaltung stadtstruktureller Rahmenbedingungen Einflussnahme auf das Verkehrsverhalten nehmen und Kfz-Verkehre reduzieren. Die ISVP schafft die Voraussetzung für eine Nutzungsmischung und kurze Wege in Stadt und Region. Kurze Wege sind dabei die grundlegende siedlungsstrukturelle Voraussetzung für die Minderung des Verkehrsaufwandes. Um die Annahme des Angebotes kurzer Alltagswege im Personen- und im Wirtschaftsverkehr zu unterstützen, ist die Durchführung flankierender Maßnahmen aus weiteren Politikbereichen (Verkehrsmanagement, Standortmanagement u.a.) notwendig. Isoliert durchgeführte infrastrukturelle Maßnahmen bleiben weitgehend wirkungslos. Die flankierenden Maßnahmen haben die Aufgabe, die Raumdurchlässigkeit zu mindern beziehungsweise nicht weiter zu erhöhen.

Die ISVP soll die Entstehung monofunktionaler Gebiete vermeiden oder bestehende monofunktionale Gebiete umgestalten. Monofunktional geprägte Gebiete ohne ausgewogene Nutzungsmischung von Arbeiten, Wohnen, Freizeit/Erholung und Versorgung führen zu einem hohen Verkehrsaufwand. Eine fast vollständige Minderung des Gesamtverkehrsaufwandes ist allerdings auch innerhalb eines Mischgebietes nicht zu realisieren, da die Alltagsaktivitäten der Bewohner sich als unterschiedlich darstellen. Es bestehen jedoch beträchtliche Einsparpotentiale, beispielsweise durch Erhalt oder Ansiedlung von Versorgungseinrichtungen. Ein ausgewogener Branchenmix ist eine wesentliche Voraussetzung für kurze Wegekombinationen. Eine kleinräumig gemischte Nutzungsvielfalt vor Ort bietet die Chance, bis zu 80 % der Wegezwecke Schule, Kita, Versorgung und Freizeit zu Fuß, per Rad oder mit dem öffentlichen Personennahverkehr (ÖPNV) zu absolvieren und so allen Bevölkerungsgruppen die Alltagsbewältigung ohne die Notwendigkeit zur Nutzung des Autos zu ermöglichen (BBR 1999). Hierzu wäre ergänzend die Bereitstellung eines attraktiven ÖPNV-Angebotes und der Infrastruktur für den Fuß und Radverkehr erforderlich.

Die Verknüpfung der Verkehrsplanung mit der Bebauungsplanung kann helfen, Verkehrsengpässe zu vermeiden sowie die Induktion von Verkehr zu begrenzen (SRU 2005).

### 8.1.1 Klimaschutz und Energiepolitik

#### **CO<sub>2</sub>-Minderungspotential:**

Neben der Reduzierung des Verkehrsaufwandes besteht die Möglichkeit, den Verbrauch fossiler Energieträger im Verkehrssektor maßgeblich zu senken, wenn die Verkehrsarten des Umweltverbundes, das heißt der ÖPNV, der Rad- und der Fußverkehr gefördert werden. Eine umfassende Quantifizierung eingesparten Treibstoffs durch eine Verkürzung der Wege in der Stadt und eine Verlagerung motorisierter Verkehre auf den Umweltverbund gestaltet sich schwierig, da flächendeckende, nach Kommunen untergliederte Untersuchungen des Mobilitätsverhaltens bisher weitgehend fehlen. Die vom Umweltbundesamt durchgeführte Fachtagung *Kommunal mobil 2008* ergab, dass eine Emissionsminderung von 10 Mio. t CO<sub>2</sub> bis 2020 im Verkehr möglich sei, wenn es gelänge, durch die Minderung und Umkehrung der Zersiedelungsprozesse die durchschnittlich zurückgelegten Wege um 10 % zu verkürzen.

#### *Fußverkehr:*

Etwa jeder zehnte Weg, für den das Auto genutzt wird, ist nicht länger als ein Kilometer (BMVBW 2004). Von der Distanz her sind dies Wege, die auf den Fußverkehr verlagert werden könnten.

#### *Radverkehr:*

Ein hohes Potential zur Verlagerung von Pkw-Fahrten auf das Fahrrad besteht insbesondere dort, wo Wege, die in fahrradtauglicher Distanz liegen, mit dem Pkw zurückgelegt werden. Etwa 281 Mio. Wege werden täglich in Deutschland im Personenverkehr zurückgelegt, davon 162 Mio. mit dem Pkw (BMVBS 2009). Etwa die Hälfte dieser mit dem Auto zurückgelegten Wege sind nicht länger als 5 km (BMVBW 2004), ließen sich daher von der Distanz mit vergleichbarem Reisezeitaufwand auch mit dem Fahrrad zurücklegen. Nach einer Schätzung des Sachverständigenrates für Umweltfragen (SRU) könnten bundesweit jährlich 6,6 Mio. t CO<sub>2</sub> beziehungsweise die entsprechende Menge Treibstoff eingespart werden, wenn das niederländische Niveau von 1.000 Fahrradkilometern pro Person und Jahr (statt bisher in Deutschland 3.000) erreicht würde. Würde ein Drittel der Wege bis zu einer Distanz von sechs Kilometern, für die bisher das Auto genutzt wird, auf das Fahrrad verlagert, dann wären nach Berechnung des Umweltbundesamtes CO<sub>2</sub>-Einsparungen im Verkehr von 7,5 Mio. t. jährlich erreichbar (Deutscher Bundestag 2009).

#### *ÖPNV:*

Erhebliche Veränderungen im Modal Split, die mit entsprechender Kraftstoffeinsparung verbunden sind, lassen sich auch durch eine Verlagerung motorisierter Individualverkehre auf den ÖPNV erreichen. Pro Personenkilometer emittieren Busse und Bahnen bei durchschnittlicher Auslastung nur etwa die halbe Menge CO<sub>2</sub> eines Pkws (UBA 2008b). In städtischen Räumen ist der Klimavorteil von Bussen und Bahnen in der Regel noch ausgeprägter, da ihre Auslastung meist über dem Durchschnitt liegt, während der Besetzungsgrad von Pkw im Stadtverkehr eher unter dem bundesweiten Durchschnitt liegt. Wenn es gelänge, 10 % der Wege, die innerorts derzeit noch mit dem Pkw zurückgelegt werden, auf den ÖPNV zu verschieben, ließen sich gegenüber dem Jahr 2005 bis 2030 die innerorts vom Pkw verursachten CO<sub>2</sub>-Emissionen um 17,6 Mio. t auf dann 24,4 Mio. t senken

(UBA 2010). Als stadt- und verkehrsplanerische Instrumente kommen die Erhaltung und Schaffung dichter, gemischt genutzter Quartiere, eine ÖPNV-affine Stadtentwicklung nach dem Achsenkonzept sowie ein attraktives, zielgruppenspezifisches ÖPNV-Angebot infrage (SRU 2005). In vielen Großstädten konnte durch kombinierte Maßnahmen der Pkw-Anteil an den Verkehrswegen auf unter 50 % gesenkt werden.

**Vereinbarkeit mit anderen Klimaschutzmaßnahmen:**

Die Förderung der Verkehrsträger des Umweltverbundes und insbesondere die Schaffung von verkehrsvermeidenden Stadt- und Siedlungsstrukturen lassen sich mit Klimaschutzmaßnahmen in den Bereichen Wärme- und Stromversorgung kombinieren beziehungsweise sind mit diesen vereinbar. Kompakte Siedlungsstrukturen bedeuten nicht nur kürzere Wege für die Bevölkerung, sie bedeuten auch einen geringeren baulichen Aufwand zur Ver- und Entsorgung, kürzere Leitungswege und dadurch einen geringeren energetischen Aufwand beispielsweise zum Transport leitungsgebundener Energieträger.

**Beiträge zur Versorgungssicherheit:**

Im Jahr 2009 deckte der Transportsektor mehr als 40% des deutschen Bedarfs nach Rohölprodukten ab (MWV 2010). Werden motorisierte Verkehre vermieden oder verlagert, dann sinkt die Abhängigkeit des Verkehrssektors von der Einfuhr fossiler rohölbasierter Kraftstoffe. Die deutsche Energieversorgungssicherheit würde somit durch die Etablierung verkehrsvermeidender Siedlungsstrukturen erhöht.

**Vereinbarkeit mit anderen politischen (Umwelt-)zielen:**

Mit einer Vermeidung von Pkw-Verkehren oder deren Verlagerung auf den Umweltverbund sind keine oder keine schwerwiegenden negativen Umweltauswirkungen verbunden. Vielmehr sinken neben den CO<sub>2</sub>-Emissionen auch die Emissionen von Luftschadstoffen. Zudem beugen eine verstärkte Fahrradnutzung oder häufigeres Zufußgehen Bewegungsmangel und somit der Gefahr von Herz-Kreislauf-Erkrankungen vor. Der Ausbau des Schienennetzes in der Stadt (Straßen-, Stadt- und U-Bahn) mit dem Ziel einer Verlagerung von innerstädtischen Verkehrsströmen vom Auto auf die Schiene kann jedoch zur weiteren Zerschneidung von städtischen Räumen führen und für Anwohner nahe der Schienentrasse eine erhöhte Schienenlärmbelastung nach sich ziehen. Dieser würde jedoch voraussichtlich eine Reduzierung des vom motorisierten Individualverkehr verursachten Lärms gegenüberstehen.

## **8.1.2 Ökonomie und Strukturentwicklung**

**Wirtschaftlichkeit:**

Im gesamtgesellschaftlichen Kontext erhöht sich die Wirtschaftlichkeit des Verkehrssystems, wenn sich durch eine Vermeidung oder Verlagerung von Pkw-Verkehren auf ÖPNV, Rad- und Fußverkehr die vom Pkw-Verkehr verursachten externen Kosten reduzieren lassen.

Auf der anderen Seite bedeutet die Änderung von bestehenden Siedlungsstrukturen einen infrastrukturellen Aufwand, der z.B. Straßen, Kanalisationen und Energieleitungen betreffen



kann. Daher ist es für die Wirtschaftlichkeit wichtig, ob es sich um ein Gebiet, dessen Infrastruktur schon erneuerungsbedürftig ist (z.B. Industriebrache oder bestehende Wohnquartiere), oder um gerade erschlossene Neubaugebiete handelt. Man kann aber davon ausgehen, dass in NRW das Potential der Flächen mit erneuerungsbedürftigen Infrastrukturen groß genug ist, so dass nur Ersteres in Frage kommt.

#### **Struktureffekte (Beschäftigung):**

Der Umbau städtischer Infrastruktur ist mit einem hohen Investitions- und Infrastrukturaufwand verbunden. Ein qualitativer und quantitativer Ausbau des ÖPNV-Angebotes kann einen Anstieg der Zahl der im ÖPNV-Segment beschäftigten Personen bewirken. Andererseits würde ein breiter Rückgang der Pkw-Nachfrage die Automobilindustrie, ihre Zulieferunternehmen und damit auch deutsche Unternehmen beeinträchtigen. Der resultierende Bruttobeschäftigungseffekt wird demnach eher als eingeschränkt bewertet.

#### **Potential zur Erhaltung zukunftsfähiger Industriestrukturen:**

Die Etablierung verkehrsvermeidender Siedlungsstrukturen impliziert stadtplanerische und bauliche Herausforderungen. Die bestehende Verkehrsinfrastruktur muss auf eine stärkere Nutzung des Umweltverbundes ausgerichtet und entsprechend umgestaltet werden. Diese Anforderungen erfordern den Ausbau von Know-how auf dem Gebiet progressiver Verkehrs- und Standortmanagementsysteme. Überdies ist eine Umstrukturierung der Verkehrsinfrastruktur und eine Verlagerung von Verkehrsströmen mit einer Stärkung der Bauindustrie, den Verkehrsunternehmen, die den ÖPNV erbringen sowie den Herstellern der entsprechenden Fahrzeuge verbunden.

#### **Potential zur Bildung neuer Industriestrukturen:**

Die mit diesem Handlungsbaustein verbundenen Anforderungen setzen auf bestehenden Industriestrukturen auf. Das Potential für die Bildung neuer Industriestrukturen ist gering.

### **8.1.3 Umsetzung in NRW**

#### **Kompatibilität mit bestehenden Infrastrukturen:**

Um in der Stadt kurzer Wege die Nutzung von ÖPNV, Fahrrad und Fußverkehr zu erhöhen, ist ein Ausbau der Infrastruktur erforderlich. Für den schienengebundenen ÖPNV bedeutet dies den Ausbau des Trassensystems, für den straßengebundenen ÖPNV kann dies beispielsweise die Einrichtung von Busspuren sein. Für den Rad- und Fußverkehr muss die erforderliche Wegeinfrastruktur ausgebaut werden.

Da es sich um eine langfristige Umgestaltung des Siedlungsraumes handelt, ergeben sich aus dieser Vorgabe auch deutliche Veränderungsnotwendigkeiten in den Infrastrukturen. Die Veränderung von Siedlungsstrukturen ist allerdings ein Prozess, der über einen Zeitraum von Dekaden erfolgt. Es besteht die Möglichkeit, die Veränderungsprozesse mit den üblichen Umwandlungsprozessen der Infrastrukturen zu verknüpfen und damit den Aufwand zu verringern. Zum Beispiel ist die Umwandlung einer Industriebrache in einen modernen

Stadtteil mit Nutzungsmischung einem Umbau einer gerade erschlossenen Neubausiedlung vorzuziehen.

**Gesellschaftliche Akzeptanz:**

Es kann davon ausgegangen werden, dass die Schaffung von verkehrsvermeidenden Siedlungsstrukturen und der Förderung der Nutzung des Umweltverbundes grundsätzlich davon einem großen Teil der Bevölkerung mitgetragen wird. Allerdings können gravierende Eingriffe in die Siedlungsstruktur durchaus mit Akzeptanzproblemen verbunden sein, die je nach Eingriffstiefe unterschiedlich ausfallen können. Aktuelle Beispiele sind die Erneuerungen von Bahnhöfen wie in Stuttgart oder in Wuppertal, die teilweise zu heftigen gesellschaftlichen Widerständen geführt haben.

**Sonstige Einflussfaktoren:**

Ein Hemmnis zur besseren Integration von Raum-, Stadtentwicklungs- und Verkehrsplanung sieht der SRU im zersplitterten Instrumentarium des geltenden Rechts (SRU 2005). Die verschiedenen sektoralen Planungsgrundlagen ermöglichen zwar punktuelle Eingriffe, jedoch keine Gesamtplanung. Eine Entflechtung der Zuständigkeiten von Bund, Ländern und Kommunen sowie formale Abstimmungspflichten zwischen den verschiedenen sektoralen Planungen könnte eine integrierte Stadtplanung erleichtern. Dies stellt eine nicht unerhebliche politische Herausforderung dar.

**Handlungsmöglichkeiten für NRW:**

Dem Land NRW bieten sich eine ganze Reihe von Handlungsoptionen. Einfluss auf die Siedlungsentwicklung kann durch den Landesentwicklungsplan genommen werden, ebenso durch spezifische städtebauliche Förderprogramme. Auf die Nutzungsintensität des Schienenpersonennahverkehrs (SPNV) kann das Land durch die Vergabe der Regionalisierungsmittel, die den Ländern vom Bund zur Erbringung des SPNV zur Verfügung gestellt werden, Einfluss nehmen. Die Umstrukturierung der Siedlungsstrukturen und des Verkehrssystems könnte überdies durch Aufklärungskampagnen in der Bevölkerung flankiert werden, um entsprechende Veränderungen sowie den Umstieg auf umweltschonende Verkehrsmittel zu forcieren.

**Umsetzungstiefe der Handlungsmöglichkeiten:**

Die oben genannten Handlungsmöglichkeiten beinhalten einerseits weiche Instrumente, wie Informationskampagnen und die Schaffung städtebaulicher Förderprogramme. Spezifische Vorgaben innerhalb des Landesentwicklungsplans stellen hingegen ordnungsrechtliche Maßnahmen mit einem hohen Maß an Verbindlichkeit dar und sind folglich durch eine große Umsetzungstiefe gekennzeichnet.

## **8.2 Einsatz Erneuerbarer Energien im Verkehr**

### **Maßnahmenkurzbeschreibung**

Während die CO<sub>2</sub>-Emissionen von 1990 bis 2009 in Deutschland insgesamt um über 20 % gesenkt werden konnten, gingen die Emissionen im Verkehrssektor in diesem Zeitraum nur um 6 % zurück. Grund hierfür ist das Wachstum der Gesamtverkehrsleistung durch welches die Einsparungen durch Verlagerung auf klimaschonendere Verkehrsträger oder den Einsatz effizienterer Motoren und kohlenstoffärmerer Kraftstoffe weitestgehend kompensiert wurden. Daher ist der Verkehr zunehmend als Handlungsfeld identifiziert worden, in dem ein höherer Beitrag zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen geleistet werden muss. Ein Handlungsfeld zur Reduzierung der verkehrsbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen ist der Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien im Verkehr. Dabei sollen fossile Kraftstoffe wie Benzin, Diesel oder Erdgas mittelfristig durch Biokraftstoffe der zweiten Generation, regenerativ erzeugten Wasserstoff und regenerativ erzeugten Strom substituiert werden.

### **8.2.1 Klimaschutz und Energiepolitik**

#### **CO<sub>2</sub>-Minderungspotential:**

Das hier beschriebene CO<sub>2</sub>-Minderungsszenario ist ein Baustein des Leitszenarios 2009 (BMU 2009b), das im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit erstellt wurde und Szenarien zur Entwicklung des Einsatzes regenerativer Energien in den Handlungsfeldern Stromerzeugung, Wärmeerzeugung und Verkehr umfasst.

Demnach ist über alle Handlungsfelder hinweg bis 2050 durch Effizienzsteigerung und den verstärkten Einsatz regenerativer Energien eine Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 80 % gegenüber 1990 möglich. Für den Verkehrssektor prognostiziert die Studie, dass durch eine Effizienzsteigerung, mit der im motorisierten Individualverkehr ein Rückgang des spezifischen Kraftstoffverbrauchs um 42 %, im Güterverkehr um 35 % und im Flugverkehr um 32 % erreicht werden kann und dem verstärkten Einsatz erneuerbarer Energien im Jahr 2050 verkehrsbedingte 48 Mio. t CO<sub>2</sub> eingespart werden können. Dennoch verursacht der Verkehr im Jahr 2050 noch etwa 93 Mio. t CO<sub>2</sub>. Dies entspricht noch immer rund 46 % der verkehrsbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen von 1990.

#### **Vereinbarkeit mit anderen Klimaschutzmaßnahmen:**

Der hier beschriebene verstärkte Einsatz erneuerbarer Energieträger im Verkehr kombiniert mit einer Effizienzsteigerung in der Motorentechnik hat eine technische Optimierung des Verkehrssystems zum Ziel. Dieser Strategiepfad der Optimierung ist jedoch nur einer von drei Strategiefaden im Verkehr, mit denen die negativen Klima-, Umwelt- und sozialen Auswirkungen von Verkehr reduziert werden sollen. Neben der Optimierung motorisierter Verkehre sollten parallel die Strategien Verkehrsvermeidung und Verlagerung von motorisierten Verkehren auf CO<sub>2</sub>-günstigere Verkehrsträger verfolgt werden. Das gleichzeitige Verfolgen dieser drei Pfade ist ohne Konflikte zwischen den einzelnen Pfaden möglich und auch zielführend.

**Beiträge zur Energieversorgungssicherheit:**

Im Gegensatz zu den Handlungsfeldern Strom- und Wärmeerzeugung wird der Verkehrssektor trotz Effizienzsteigerung und Einsatz erneuerbarer Energien auch 2050 noch in erheblichem Maß von der Einfuhr fossiler Energieträger abhängig bleiben. In 2050 werden noch etwa 51 % der Kraftstoffe (im Vergleich des Verbrauchs aus dem Jahr 2008) fossilen Ursprungs sein. Die Abhängigkeit von fossilen Rohstoffimporten bleibt demnach – wenngleich in geringerem Maße – auch in den kommenden Jahrzehnten bestehen. Auch beim angestrebten verstärkten Einsatz von Biokraftstoffen und der Substitution fossiler Kraftstoffe ist nicht zwingend mit einer Verringerung der Importabhängigkeit des Transportsektors zu rechnen, da bei einem steigendem Bedarf von Biokraftstoffen auch der Import von Biokraftstoffen oder von Biomasse als Rohstoff für eine inländische Biokraftstoffherstellung erforderlich sein wird.

**Vereinbarkeit mit anderen politischen (Umwelt-)zielen:**

Anderweitige Umweltauswirkungen des verstärkten Einsatzes regenerativer Energien im Verkehrssektor können in erster Linie aus dessen Erzeugung und Verteilung resultieren. Die Erzeugung der Biomasse für Biokraftstoffe birgt eine Gefährdung der Biodiversität in sich, sofern die Erzeugung nicht nach Aspekten der Nachhaltigkeit erfolgt. Auch die Gefahr einer Verdrängung des Anbaus von Pflanzen zur Erzeugung von Lebensmitteln durch Pflanzen zur energetischen Nutzung besteht. Beim Ausbau der Erzeugung regenerativen Stroms vor allem durch Windkraft aber auch durch Photovoltaikanlagen können Konflikte mit dem Naturschutz oder dem Erhalt wertvoller Kulturlandschaften und Landschaftsbilder nicht ausgeschlossen werden. Dies kann sowohl den Bau von Erzeugungsanlagen als auch den Ausbau des Netzes betreffen.

**8.2.2 Ökonomie und Strukturentwicklung****Wirtschaftlichkeit:**

Die Entwicklung und der Ausbau erneuerbarer Energien sind mit hohen Kosten verbunden. Hohen Entwicklungs- und Ausbaukosten stehend jedoch geminderte externe Kosten aus der Externalisierung von Umweltschäden gegenüber, die aus der fossilen Energieerzeugung resultieren. Im Verkehrsbereich kann von einer Reduzierung externer Kosten ausgegangen werden, wenn durch den Einsatz regenerativen Stroms neben dem CO<sub>2</sub>-Ausstoß beispielsweise die Emissionen von Lärm und Luftschadstoffen gemindert werden.

**Struktureffekte (Beschäftigung):**

Bislang wurde – wie in Abbildung 5 dargestellt - durch den Ausbau und die Nutzung erneuerbarer Energien ein Bruttobeschäftigungseffekt von 300.500 erreicht (BMU 2010c). Das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) rechnet bis zum Jahr 2020 mit 100.000 weiteren Arbeitsplätzen in der Branche der erneuerbaren Energien. Laut DIW sind bis zum

Jahr 2030 insgesamt 600.000 Arbeitsplätze im Bereich der erneuerbaren Energien möglich<sup>11</sup>. Hinzu kommen die Beschäftigungseffekte, die unmittelbar im Mobilitätsbereich, d.h. in der Entwicklung von Elektrofahrzeugen oder Fahrzeugen mit anderen alternativen Antrieben, zu erwarten sind.

#### **Potential zur Erhaltung zukunftsfähiger Industriestrukturen:**

Insbesondere bei Fahrzeugherstellern ist mit positiven Beschäftigungseffekten in den Arbeitsbereichen Forschung und Entwicklung zu rechnen. Ob auch im Bereich der Produktion mit einem Anstieg der Beschäftigtenzahlen zu rechnen ist, kann an dieser Stelle nicht abgeschätzt werden. Dies ist davon abhängig, ob es sich bei den Erdgas- oder Elektrofahrzeugen, die verstärkt hergestellt werden, um zusätzliche Fahrzeuge handelt oder ob im Verhältnis zum Bau dieser Fahrzeuge die Herstellung von Fahrzeugen mit konventionellem Antrieb reduziert wird.

#### **Potential zur Bildung neuer Industriestrukturen:**

In der jüngeren Vergangenheit haben der Ausbau und die Nutzung erneuerbarer Energien in der Fahrzeugtechnik neben der Stärkung bestehender auch zum Aufbau neuer Industriesparten geführt. Da der Anteil der erneuerbaren Energien im Verkehrsbereich noch erheblich steigen soll, ist mit einem weiteren Fortschreiten dieser Entwicklung zu rechnen. Dies hängt jedoch auch von dem Fortbestand politischer Fördermechanismen zur Markteinführung der Treibstoffe vergleichbar der Befreiung von Erdgas und Flüssiggas von der Mineralölsteuer ab.

### **8.2.3 Umsetzung in NRW**

#### **Kompatibilität mit bestehenden Infrastrukturen:**

Ein Schwerpunkt der zukünftigen Nutzung erneuerbarer Energien im Verkehrsbereich soll der Einsatz regenerativen Stroms und regenerativ erzeugten Wasserstoffs sein. Hierzu müsste eine flächendeckende Versorgungsinfrastruktur bereitgestellt werden. Wenn die ebenfalls angestrebte verstärkte Nutzung der Biokraftstoffe der zweiten Generation ab 2020 in Form der Beimischung zu fossilen Kraftstoffen erfolgen soll (vergleichbar der Beimischung von Biodiesel zu fossilem Diesel), so kann das bestehende Versorgungsnetz genutzt werden. Ist dies nicht der Fall, wäre auch hier die Bereitstellung einer neuen flächendeckenden Versorgungsinfrastruktur notwendig.

#### **Gesellschaftliche Akzeptanz:**

In Deutschland existiert eine deutliche Mehrheit in der Bevölkerung für einen starken Ausbau der erneuerbaren Energien. Eine Umfrage des Meinungsforschungsinstituts TNS Emnid in 2009 ergab, dass 85 % der befragten Personen in den erneuerbaren Energien den

---

<sup>11</sup> Interview des Weser-Kuriers mit Claudia Kemfert, Energieexpertin des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW) Online verfügbar unter <http://www.weser-kurier.de/>

Energieträger der Zukunft sehen. Auch wären über drei Viertel der Bevölkerung bereit, vorübergehend höhere Kosten für den Ausbau der erneuerbaren Energien zu tragen<sup>12</sup>. Da erneuerbare Energien im Verkehrssektor neben den Klimawirkungen weitere negative Auswirkungen des Verkehrs auf Mensch und Umwelt reduzieren können, ist auch in diesem Bereich mit einem hohen Maße an gesellschaftlicher Akzeptanz zu rechnen. In der jüngeren Vergangenheit wurde durch eine breite Medienberichterstattung jedoch zunehmend auf die negativen Umwelt- und Klimaauswirkungen sowie Nutzungskonkurrenzen (insbesondere mit der Lebensmittelproduktion) einiger Formen von Biokraftstoffen aufmerksam gemacht. Dies könnte die gesellschaftliche Akzeptanz der Nutzung von Biotreibstoffen negativ beeinflussen, wenn keine Mechanismus zur Sicherstellung der nachhaltigen Produktion von Biomasse beziehungsweise Biokraftstoffen eingeführt werden.

### **Sonstige Einflussfaktoren:**

Entscheidend für die Marktdurchdringung von Fahrzeugen, die von erneuerbaren Energien angetrieben werden, ist insbesondere die technische Entwicklung der Fahrzeuge und die Bereitstellung von unter technischen und wirtschaftlichen Aspekten marktreifen Fahrzeugen durch die Industrie. Für den Einsatz von Biokraftstoffen ist von entscheidender Bedeutung, ob die erforderliche Biomasse in ausreichendem Umfang und unter Nachhaltigkeitsaspekten erzeugt werden kann.

### **Handlungsmöglichkeiten für NRW:**

Das Land Nordrhein-Westfalen hat die Möglichkeit, den Einsatz regenerativer Kraftstoffe zu unterstützen, indem die Forschung im Bereich regenerative Energien und Mobilität (Bereitstellung, Distribution, Fahrzeugtechnologie) unterstützt wird, beispielsweise durch eine Forschungsförderung an Universitäten und sonstigen Forschungseinrichtungen. Sobald entsprechende Fahrzeuge am Markt verfügbar sind, kann deren Anteil an der Flotte durch Förderprogramme für Unternehmen und/oder Privatpersonen erhöht werden und damit Anreize der Bundesebene ergänzen. Die Kriterien für die Produktion von Biotreibstoffen und Ziele für deren Markteinführung werden auf der europäischen Ebene festgelegt und müssen von den EU-Mitgliedsstaaten umgesetzt werden.

### **Umsetzungstiefe der Handlungsmöglichkeiten:**

Die genannten Handlungsmöglichkeiten weisen eine niedrige bis mittlere Umsetzungstiefe auf, da sie die lediglich Förder- bzw. Anreizprogramme für die Marktdurchdringung der Technologie, jedoch keine ordnungsrechtlichen Maßnahmen darstellen.

---

<sup>12</sup> Ergebnis einer 2007 von DISCOVERY CHANNEL in Auftrag gegebene, repräsentative Umfrage der forsa Gesellschaft für Sozialforschung und statistische Analyse: 77 % der Deutschen möchten persönlich erneuerbare Energien nutzen, selbst wenn dies mit höheren Kosten oder Investitionen verbunden wäre Online verfügbar unter [www.presseportal.de](http://www.presseportal.de)

## 8.3 Förderung Elektromobilität

### Maßnahmenkurzbeschreibung:

Zur Senkung der von Pkw und leichten Nutzfahrzeugen mit konventionellen Benzin- und Dieselantrieben verursachten CO<sub>2</sub>-Emissionen sollen diese konventionellen Antriebe verstärkt durch Elektroantriebe substituiert werden. In der aktuellen politischen und öffentlichen Diskussion nehmen elektrisch angetriebene Pkw einen hohen Rang ein. Die Klimarelevanz von Elektrofahrzeugen bis zum Jahr 2020 sollte jedoch deutlich differenzierter betrachtet werden.

Die letzte Bundesregierung hat im *Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität* vom August 2009 (Bundesregierung 2009) die Zahl von einer Millionen Elektro-Pkw als Zielmarke für das Jahr 2020 formuliert. Damit sind sowohl rein elektrisch betriebene als auch sogenannte Plug-In Hybrid-Pkw gemeint. Bezieht man diese Fahrzeuge auf die zu erwartende Gesamtzahl von 49,7 Millionen Pkw im Jahr 2020 in Deutschland, wie sie beispielsweise in der aktuellen 25. Shell Pkw-Prognose von 2009 (Shell Deutschland Oil GmbH 2009) genannt wird, dann entspricht dies einem Anteil von Elektrofahrzeugen an der gesamten Pkw-Flotte von etwa 2 %.

### 8.3.1 Klimaschutz und Energiepolitik

#### CO<sub>2</sub>-Minderungspotential:

Dem hier abgeschätzten CO<sub>2</sub>-Einsparpotential liegt die Annahme zu Grunde, dass die Zielmarke von einer Millionen Fahrzeugen bis 2020 erreicht wird. Das Erreichen kann zum jetzigen Zeitpunkt jedoch nicht als gesichert angesehen werden und ist in hohem Maße von der technischen Weiterentwicklung der Fahrzeuge insbesondere der Weiterentwicklung der Batterietechnik abhängig. Diese ist unabdingbar für die Alltagstauglichkeit und Marktdurchdringung von Elektrofahrzeugen.

Derzeit kann noch nicht mit Sicherheit ausgeschlossen werden, dass aufgrund der noch nicht gelösten technischen Probleme insbesondere bei der Batterie- und Speichertechnik die Reichweite für elektrisches Fahren mit einer Batterieladung aufgrund der vergleichsweise geringen Energiedichte der Batterien beschränkt ist. Sowohl für reine Elektro-Pkw als auch für Plug-In Hybrid-Pkw ist davon auszugehen, dass die stromnetzgestützte Jahresfahrleistung hinter der durchschnittlichen Jahresfahrleistung der gesamten Pkw-Flotte zurückbleibt. Die Potentialabschätzung basiert dennoch auf einer gegenüber den mit konventionellen Antrieben durchschnittlich zurückgelegten Distanzen bei einer vergleichbaren, halbierten netzbasierten Jahresfahrleistung.

Wird der Emissionsfaktor für den aktuellen deutschen Strommix zu Grunde gelegt, dann liegt das CO<sub>2</sub>-Einsparpotential derzeit bei etwa 15 % pro Fahrzeugkilometer (s. Tabelle 10), wenn Fahrzeuge mit konventionellen Benzin- und Dieselmotoren durch Elektrofahrzeuge ersetzt werden.

Tabelle 10: CO<sub>2</sub>-Emissionen von Benzin und Flüssiggas im Vergleich

	CO <sub>2</sub> -Ausstoß pro Fahrzeugkilometer <sup>13</sup>	CO <sub>2</sub> -Ausstoß bei 10.000 Kilometern
<b>Flottenmix</b>	207 Gramm	2.070 Kilogramm
<b>Strom</b>	175 Gramm <sup>14</sup>	1.750 Kilogramm

Quelle: Eigene Berechnung

Das CO<sub>2</sub>-Minderungspotential von Elektrofahrzeugen überwiegt im Vergleich zum Minderungspotential der konventionellen Pkw-Flotte bis zum Jahr 2020 leicht, wenn dem Effizienzgewinn konventioneller Antriebe und einem steigenden Anteil von Biokraftstoffen die Entwicklung des Emissionsfaktors für den Deutschen Strommix entgegengestellt wird. Der Emissionsfaktor des für 2020 prognostizierten Strommixes beträgt 523 Gramm CO<sub>2</sub> pro kWh<sup>15</sup>, was CO<sub>2</sub>-Emissionen von 156 Gramm pro Fahrzeugkilometer ergibt. Während der prognostizierte Effizienzgewinn der konventionellen Antriebe bis 2020 gegenüber 2009 insgesamt zu einer CO<sub>2</sub>-Minderung von 15 % führt, führt die Entwicklung des Strommixes nur zu einer Emissionsminderung von 11 % (s. Abbildung 33), jedoch ausgehend von niedrigeren Ausgangsemissionen je Fahrzeugkilometer (siehe Tabelle 10). 2009 emittierte der Pkw-Verkehr in Deutschland etwa 121,6 Mio. t CO<sub>2</sub>. Bei einer gleich bleibenden jährlichen Fahrleistung von 12.500 Kilometern je Fahrzeug und einer konstant bleibenden Zahl von Fahrzeugen wäre beim Erreichen der im „Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität“ verankerten Zielmarke von einer Millionen Elektrofahrzeuge unter Berücksichtigung der Effizienzsteigerung konventioneller Antriebe eine Einsparung von etwa 19 Mio. t CO<sub>2</sub> möglich. Würde die Zielvorgabe nicht erreicht und die Zusammensetzung der Flotte bliebe unverändert, dann würden durch Minderungsmaßnahmen bei konventionellen Antriebssystemen voraussichtlich 18,8 t CO<sub>2</sub> eingespart, also 200.000 t weniger als bei Erreichen eines Flottenanteils von einer Millionen Elektrofahrzeuge.

<sup>13</sup> Verbrauch beim Benzinbetrieb von acht Litern auf 100 Kilometern, Mehrverbrauch beim Flüssiggasbetrieb von 15 % gegenüber Benzinfahrzeug

<sup>14</sup> Basis ist der deutsche Strommix 2008: 571 Gramm CO<sub>2</sub>/kWh, dies entspricht 175 Gramm CO<sub>2</sub> pro Fahrzeugkilometer

<sup>15</sup> eigene Berechnung nach EWI / Prognos 2007



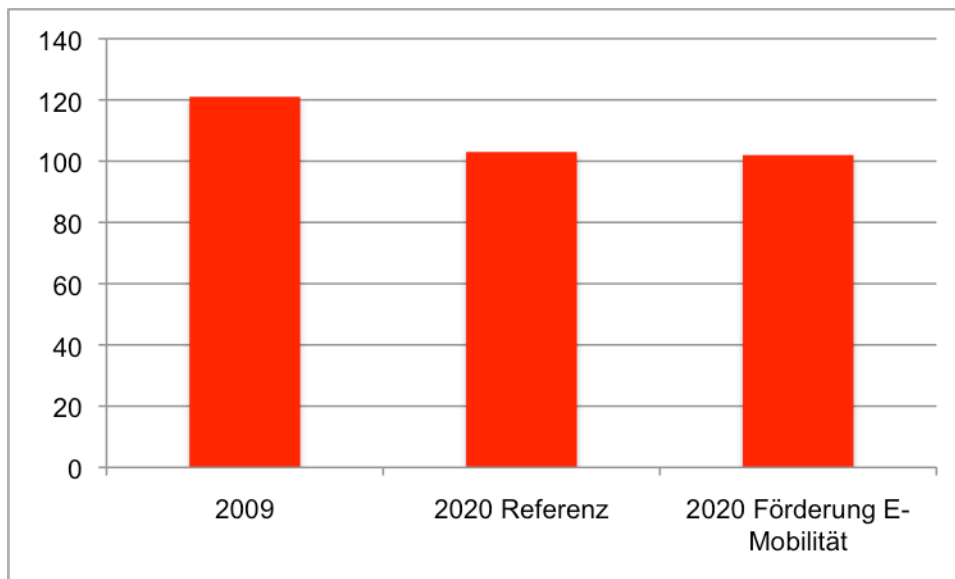


Abbildung 33: Mögliche CO<sub>2</sub>-Einsparungen bis 2020 durch den Ausbau der Elektromobilität in Deutschland (in Mio. t)

Quelle: Eigene Berechnung

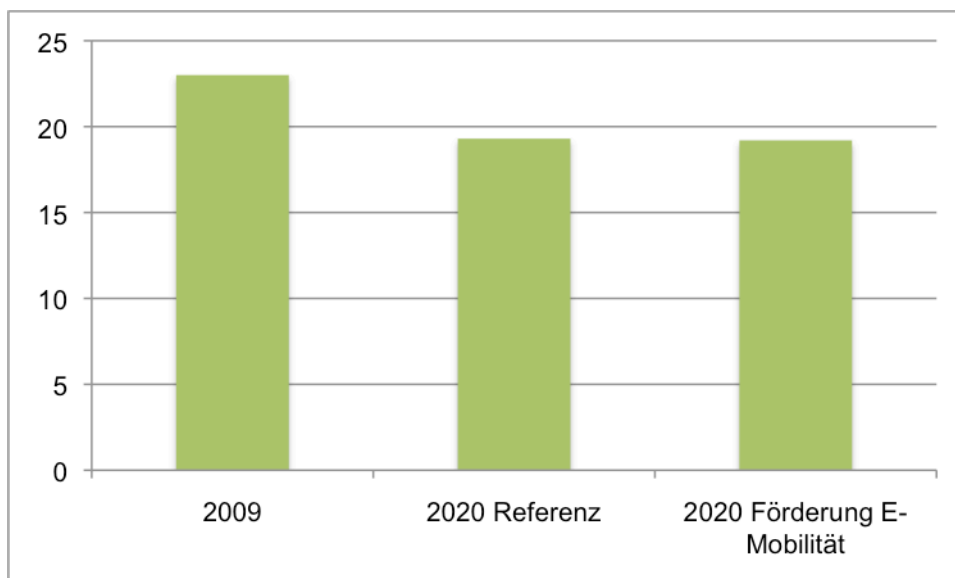


Abbildung 34: Mögliche CO<sub>2</sub>-Einsparungen bis 2020 durch den Ausbau der Elektromobilität in Nordrhein-Westfalen (in Mio. t)

Quelle: Eigene Berechnung

Würde die Zielvorgabe auch in Nordrhein-Westfalen erreicht, könnten durch den Betrieb von Elektrofahrzeugen und die Erhöhung ihres Anteils an der in NRW gemeldeten Flotte die von Pkws verursachten CO<sub>2</sub>-Emissionen von 22,8 Mio. t CO<sub>2</sub> in 2009 bis 2020 um etwa 3,56 Mio. t CO<sub>2</sub> auf dann 19,2 Mio. t CO<sub>2</sub> gesenkt werden. Bleibt die Zusammensetzung der Pkw-Flotte dagegen unverändert und würden nur durch Effizienzgewinne CO<sub>2</sub>-Einsparungen erzielt, dann betrüge die Minderung etwa 3,52 Mio. t CO<sub>2</sub>. Etwa 40.000 Tonnen CO<sub>2</sub> könnten

jährlich in NRW durch die Förderung von Erdgasfahrzeugen zusätzlich eingespart werden (s. Abbildung 34).

In der weiteren Entwicklung bis 2050 wird sich der skizzierte Trend fortsetzen. Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien wie zum Beispiel im Leitszenario des BMU (2009a) ergibt sich eine Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen des deutschen Strommixes. Die Energieszenarien der Bundesregierung 2010 gehen davon aus, dass im Jahr 2050 Strom einen Anteil von 24 % an der eingesetzten Energie im motorisierten Individualverkehr hat.

Es besteht auch die Möglichkeit, die Elektrofahrzeuge ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energien zu betreiben. Dabei muss allerdings beachtet werden, dass dies nicht automatisch eine Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Elektrofahrzeuge bedeutet. Entscheidend dafür ist, welche CO<sub>2</sub>-Emission durch den eingesetzten Strom ersetzt wird. Derzeit ist die CO<sub>2</sub>-Einsparung im Stromsektor noch deutlich größer, da der Ersatz einer kWh Kohlestrom deutlich mehr CO<sub>2</sub> vermeidet als der Ersatz einer kWh Benzin oder Diesel.

Berechnungen des EWI zeigen Szenarien, in denen Elektrofahrzeuge im Jahr 2030 6,4 Mio. t CO<sub>2</sub> und im Jahr 2050 15,5 Mio. t CO<sub>2</sub> einsparen. Dies gilt für 5,1 Mio. Elektrofahrzeuge im Jahr 2030 und 13,2 Mio. Elektrofahrzeuge im Jahr 2050 (EWI et al. 2010).

#### **Vereinbarkeit mit anderen Klimaschutzmaßnahmen:**

Für die Elektromobilität, insbesondere die Elektromobilität unter Verwendung regenerativ erzeugten Stroms, stellt sich die Frage, ob eine Verwendung des Stroms in anderen Bereichen gegenüber der Nutzung im Verkehrsbereich unter Aspekten der CO<sub>2</sub>-Einsparung gegebenenfalls eine wirkungsvollere Alternative darstellen kann. Dies ist derzeit der Fall, in der längerfristigen Perspektive hängt dies von dem weiteren Zubau der erneuerbaren Energien und der Effizienzsteigerung im Gesamtsystem ab.

#### **Beiträge zur Versorgungssicherheit:**

Der Betrieb von Elektrofahrzeugen durch regenerativ erzeugten Strom kann die extreme Abhängigkeit des Verkehrssektors vom Import fossiler Energieträger, d.h. dem Import von Erdöl und Erdgas reduzieren. Dies gilt allerdings auch für die Substitution von Strom aus Erdgas und Steinkohle durch erneuerbare Energien, so dass der Verzicht von Strom aus erneuerbaren Energien in Elektrofahrzeugen nicht automatisch einen Verzicht auf den Beitrag zur Versorgungssicherheit bedeutet.

#### **Vereinbarkeit mit anderen politischen (Umwelt-)zielen:**

Die Nutzung von Elektrofahrzeugen verursacht grundsätzlich keine lokal wirksamen luftgetragenen Emissionen. Darüber hinaus ergeben sich gegenüber den herkömmlichen Fahrzeugen verringerte Lärmemissionen. Die Gesamtbilanz der luftgetragenen Schadstoffe ist allerdings von der ökologischen Qualität des genutzten Kraftwerksparks abhängig und in detaillierten Ökobilanzen zu untersuchen. Bilanzierungen der Stromerzeugung mit Blick auf andere Umweltwirkungen gelten auch für Elektrofahrzeuge. Darüber hinaus verursachen Elektrofahrzeuge die gleichen Auswirkungen wie Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren. Für andere Umweltwirkungen gilt auch für Elektrofahrzeuge. Dass sie die gleichen Auswirkungen wie Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren verursachen. Dazu gehören zum Beispiel die Zerschneidung unzerschnittener, verkehrsarmer Räume durch den Ausbau von

Verkehrsadern, Verkehrsflussaspekte (Stau) oder Lärmemissionen der außerstädtischen Fahrten (Ifeu und Wuppertal Institut 2007).

Trade-offs sind beim Ausbau der Elektromobilität und insbesondere bei der Verwendung regenerativ erzeugten Stroms dann zu erwarten, wenn der steigende Bedarf regenerativ erzeugten Stroms und dementsprechend der Ausbau der Windkraft oder Photovoltaik zu Konflikten mit den Belangen des Naturschutzes oder dem Schutz wertvoller Kulturlandschaften und Landschaftsbilder führt.

### **8.3.2 Ökonomie und Strukturentwicklung**

#### **Wirtschaftlichkeit:**

In absehbarer Zeit stellen Elektrofahrzeuge aus Betreibersicht noch keine wirtschaftliche Alternative zu vergleichbaren Modellen mit konventionellem Antrieb dar, da die Anschaffungskosten deutlich über denen konventioneller Modelle liegen. Eine quantitative Abschätzung zum Vergleich der Betriebskosten von Elektrofahrzeugen und Fahrzeugen mit konventionellem Antrieb ist zum derzeitigen Zeitpunkt noch nicht möglich, da bisher nur wenige Modelle mit Elektroantrieb am Markt verfügbar sind. Langfristig ist eine Angleichung der Herstellungskosten durch Massenproduktion denkbar. Die zu erwartende Steigerung der globalen Rohölpreise verschafft den Elektrofahrzeugen weitere Vorteile bei den Betriebskosten.

#### **Struktureffekte (Beschäftigung):**

Ein Beschäftigungseffekt, sei es der Erhalt bestehender oder die Schaffung neuer Arbeitsplätze, ist zu erwarten, wenn die technische Entwicklung zur Markteinführung und zur Nachfrage alltagstauglicher und auch unter Kostenaspekten (Anschaffung, Betrieb und Unterhalt) im Vergleich zu konventionellen Antrieben konkurrenzfähiger Modelle führt. Überdies kann der Ausbau der notwendigen Infrastruktur einen gewissen Beschäftigungseffekt erzielen. Die beschriebenen Effekte sind aber davon abhängig, ob es gelingt, entsprechende Industriestrukturen in NRW und in Deutschland zu etablieren.

#### **Potential zur Erhaltung zukunftsfähiger Industriestrukturen:**

Mit der Entwicklung alltagstauglicher und konkurrenzfähiger Elektrofahrzeuge besteht die Möglichkeit, durch Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit Produktionsstandorte zur Fahrzeugherstellung zu erhalten.

#### **Potential zur Bildung neuer Industriestrukturen:**

Insbesondere der hohe noch bestehende Forschungsbedarf im Bereich der Fahrzeug-, insbesondere der Batterie- und Speichertechnologie beinhaltet ein Potential zur Bildung neuer, auf technologischem Vorsprung gegenüber anderen Fahrzeugherstellern basierender Industriestrukturen und -standorte.

### **8.3.3 Umsetzung in NRW**

#### **Kompatibilität mit bestehenden Infrastrukturen:**

Wie auch für die alternativen Kraftstoffe Erdgas und Flüssiggas ist die Hauptanforderung an die Infrastruktur ein flächendeckendes Netz von Tankstellen, im Falle der Elektromobilität Stromtankstellen. Die Betankungsstruktur kann aber auf ein umfassendes Stromnetz zurückgreifen, so dass wichtige infrastrukturelle Voraussetzungen für eine Betankungsstruktur vorhanden sind.

#### **Gesellschaftliche Akzeptanz:**

Die Möglichkeit, bei der Förderung von Elektromobilität Aspekte des Klimaschutzes mit der Entwicklung eines modernen zukunftsfähigen Industriezweigs zu kombinieren, wird voraussichtlich zu einem hohen Maß gesellschaftlicher Akzeptanz führen. Einer höheren Akzeptanz stehen derzeit laut einer vom TÜV Süd zusammen mit dem Marktforschungsinstitut Technomar erstellten Studie noch die Kosten, lange Ladezeiten und vergleichsweise geringe Reichweiten entgegen (TÜV Süd 2009).

#### **Sonstige Einflussfaktoren:**

Ausschlaggebend für die Markteinführung und Marktdurchdringung von Elektrofahrzeugen wird die Lösung noch existierender technischer Fragen insbesondere zur Entwicklung langlebiger und eine hohe Reichweite gewährender Batterie- und Speichermedien sein. Zusätzlich wirken die hohen Herstellungskosten als starkes Markthemmnis. Die ersten Generationen von massentauglichen Elektrofahrzeugen sind daher auf Fördermittel angewiesen und für Nischenmärkte vorgesehen.

#### **Handlungsmöglichkeiten für NRW:**

Da sich die Entwicklung marktfähiger Elektrofahrzeuge noch im Anfangsstadium befindet, sind die Handlungsmöglichkeiten der Landesregierung noch eingeschränkt. Im Stadium der Forschung und Entwicklung kann NRW diese Aktivitäten durch eine Forschungsförderung beispielsweise an Universitäten unterstützen. Sind Elektrofahrzeuge am Markt verfügbar, dann kann durch ein landesweites Förderprogramm für die Anschaffung von Elektrofahrzeugen der Anteil der Elektrofahrzeuge an der Gesamtflotte erhöht werden. Durch die Anschaffung eigener elektrisch betriebener Dienstfahrzeuge bestünde darüber hinaus für die Landesregierung noch flankierend die Möglichkeit, Elektromobilität als klimaschonendere Mobilitätsform gegenüber der Bevölkerung, kommunalen und privatwirtschaftlichen Fuhrparkbetreibern zu kommunizieren.

#### **Umsetzungstiefe der Handlungsmöglichkeiten:**

Die Umsetzungstiefe für die Einführung von Elektrofahrzeugen ist gering. Lediglich über Maßnahmen zur lokalen Schadstoffreduzierung ist eine Steuerung zu einem höheren Anteil an Elektromobilität denkbar.

Die Möglichkeiten des Landes NRW liegen viel mehr in einer Unterstützung der Forschung, der Einbindung und Vernetzung der Stakeholder im Land und der politischen Unterstützung von vorteilhaften Rahmenbedingungen auf Bundesebene.

## 8.4 Einsatz von Erdgasfahrzeugen

### Maßnahmenkurzbeschreibung:

Erdgas ist ein brennbares Naturgas. Hauptbestandteil von Erdgas ist Methan (CH<sub>4</sub>). Je nach Qualität des Erdgases beträgt der Methananteil 85 bis 99 %. Erdgas kann als Kraftstoff in Pkw und leichten Nutzfahrzeugen verwendet werden. Im Rahmen der Verwendung von Erdgas als Kraftstoff für Fahrzeuge wird Erdgas wegen seiner komprimierten und verflüssigten Form als CNG (Compressed Natural Gas, komprimiertes Erdgas) bezeichnet. Während der Schwerpunkt der Flüssiggasnutzung (vgl. Beschreibung der Maßnahme „Nutzung von Flüssiggas als Kraftstoff“) derzeit noch auf der Umrüstung von benzinbetriebenen Gebrauchtfahrzeugen liegt, ist der Erdgasbetrieb weniger auf die Umrüstung (im Vergleich zum Flüssiggas hohe Umrüstkosten von 3.000 bis 5.000 €), als vielmehr auf den Neuwagenmarkt ausgerichtet.

Werden Benzin oder Diesel als Kraftstoffe durch Erdgas substituiert, so lassen sich neben den Schadstoffemissionen auch die CO<sub>2</sub>-Emissionen in beträchtlichem Maße senken.

### 8.4.1 Klimaschutz und Energiepolitik

#### CO<sub>2</sub>-Minderungspotential:

Die Verbrennung von einem Liter Benzin erzeugt 2,32 Kilogramm CO<sub>2</sub>. Während ein benzinbetriebenes Fahrzeug bei einer jährlichen Fahrleistung von 10.000 Kilometern und einem durchschnittlichen Verbrauch von acht Litern Benzin 1.856 Kilogramm CO<sub>2</sub> emittiert, sind es beim vergleichbaren Erdgasfahrzeug bei vergleichbarer Fahrleistung nur 1.485 Kilogramm CO<sub>2</sub>. Pro Fahrzeugkilometer werden so etwa 37 Gramm CO<sub>2</sub> weniger emittiert (eigene Berechnung). Als Grund für den geringeren Verbrauch beziehungsweise die geringeren Emissionen sind der im Vergleich zum Benzin 1,5-mal so hohe Energieanteil des Erdgases zu nennen. Von allen fossilen Energieträgern besitzt Erdgas zudem den höchsten Wasserstoff- und den geringsten Kohlenstoffanteil.

Tabelle 11: CO<sub>2</sub>-Emission von Benzin und Erdgas bei gleicher Verkehrsleistung im Vergleich

	CO <sub>2</sub> -Ausstoß	CO <sub>2</sub> -Ausstoß pro Fahrzeugkilometer <sup>16</sup>	CO <sub>2</sub> -Ausstoß bei 10.000 Kilometern
<b>Benzin</b>	2,32 Kilogramm pro Liter	186 Gramm	1.856 Kilogramm
<b>Erdgas</b>	2,23 Kilogramm pro Kilogramm	149 Gramm	1.485 Kilogramm

Quelle: Eigene Berechnung

Da erst ab dem Jahr 2020 mit einem merklichen Anstieg der Nutzung von Biokraftstoffen der zweiten Generation (Biomethan, Biomass-to-Liquids/BTL-Kraftstoffe) zu rechnen ist und bis

<sup>16</sup> Verbrauch beim Benzinbetrieb von acht Litern auf 100 Kilometern bzw. 6,7 Kilogramm Erdgas / 100 km

2020 hauptsächlich Biokraftstoffe der ersten Generation (in erster Linie Biodiesel) zum Einsatz kommen, ist ein Szenario zur Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Pkw-Verkehr bis zum Jahr 2020 erstellt worden. Dieses Szenario basiert auf der Annahme, dass 5 % der aktuellen Pkw-Flotte durch erdgasbetriebene Fahrzeuge substituiert werden. Der angenommenen jährliche Effizienzgewinn bis 2020 beträgt 1,5 %, wobei die Nutzung von Biodiesel als Beimischung zum fossilen Diesel berücksichtigt ist.

2009 emittierten die etwa 47 Mio. in Deutschland gemeldeten Pkw etwa 121,6 Mio. t CO<sub>2</sub>. Bei einer gleich bleibenden jährlichen Fahrleistung von 12.500 Kilometern je Fahrzeug und einer konstant bleibenden Zahl von Fahrzeugen wäre bei einem Anteil von 5 % Erdgasfahrzeugen an der Gesamtflotte im Jahr 2020 unter Berücksichtigung einer jährlichen Effizienzsteigerung eine Einsparung von etwa 20,2 Mio. t CO<sub>2</sub> möglich. Würde der Anteil der Erdgasfahrzeuge nicht erhöht und die CO<sub>2</sub>-Einsparungen in 2020 wären ausschließlich Resultat des verstärkten Einsatzes von Biokraftstoffen und der Effizienzverbesserung der konventionellen Antriebe, dann könnte eine Emissionsminderung von 19 Mio. t CO<sub>2</sub> erreicht werden. Mit der Förderung des Einsatzes von Erdgasfahrzeugen wären also über 1 Mio. t zusätzlich eingespartes CO<sub>2</sub> möglich (siehe Abbildung 35).

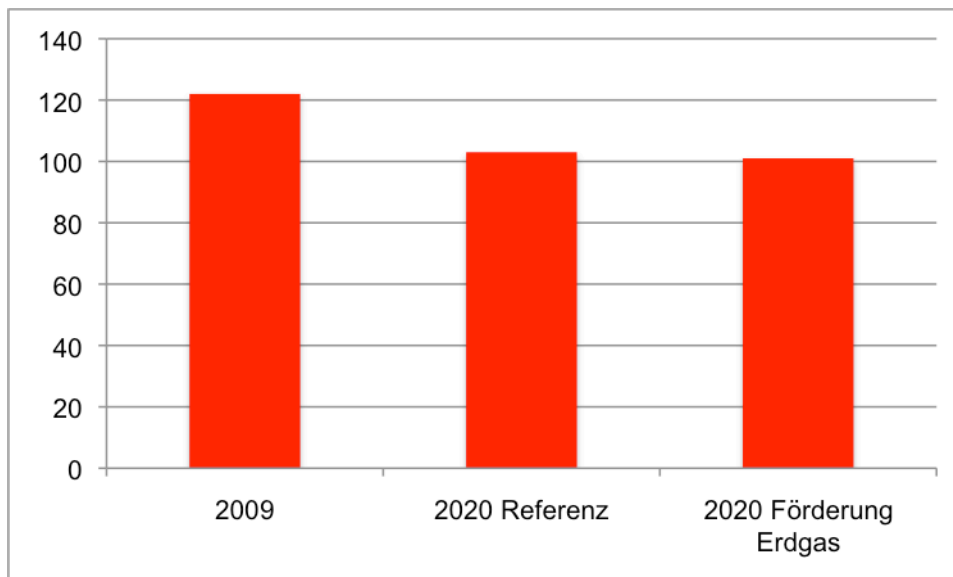


Abbildung 35: Mögliche CO<sub>2</sub>-Einsparungen bis 2020 durch Förderung von Erdgas als Kraftstoff in Deutschland (in Mio. Tonnen)

Quelle: Eigene Berechnung

Übertragen auf die Situation Nordrhein-Westfalens bedeutet dies, dass durch die Förderung von Erdgasfahrzeugen und der Erhöhung ihres Anteils an der in NRW gemeldeten Flotte die vom Pkw verursachten CO<sub>2</sub>-Emissionen von 22,8 Mio. t<sup>17</sup> in 2009 bis 2020 um etwa 3,8 Mio. t auf dann 19 Mio. t gesenkt werden könnten. Bleibt die Zusammensetzung der Pkw-Flotte dagegen unverändert und es würden nur durch Effizienzgewinne CO<sub>2</sub>-Einsparungen erzielt, dann betrüge die Minderung etwa 3,5 Mio. t CO<sub>2</sub>. Etwa 300.000 Tonnen CO<sub>2</sub> könnten jährlich

<sup>17</sup> eigene Berechnung

in NRW durch die Förderung von Erdgasfahrzeugen zusätzlich eingespart werden (s. Abbildung 36).

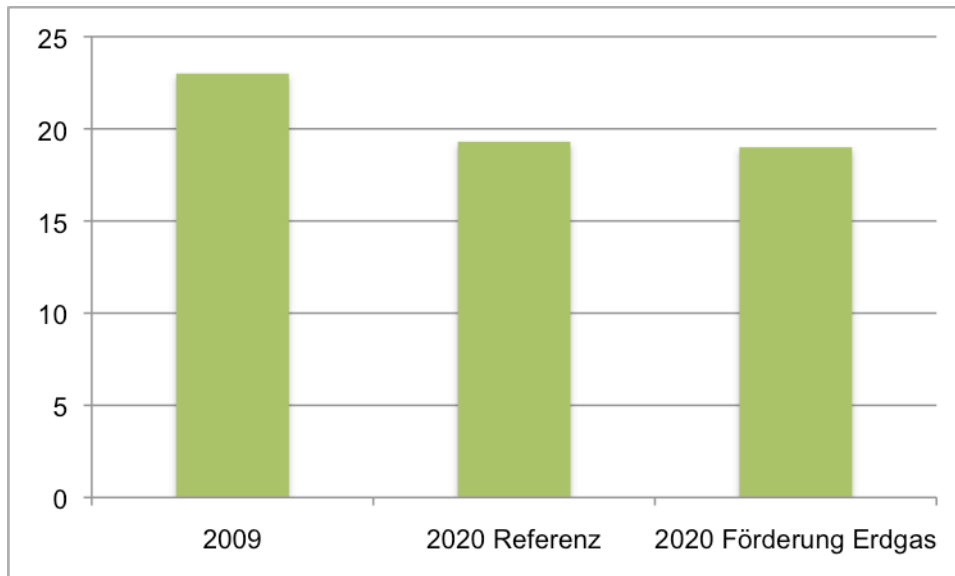


Abbildung 36: Mögliche CO<sub>2</sub>-Einsparungen bis 2020 durch Förderung von Erdgas als Kraftstoff in Nordrhein-Westfalen (in Mio. Tonnen)

Quelle: Eigene Berechnung

#### **Vereinbarkeit mit anderen Klimaschutzmaßnahmen:**

Wie der Einsatz von Flüssiggas stellt auch Erdgas als Kraftstoff einen Strategiepfad dar, bei dessen Verfolgen keine Konflikte mit den weiteren bedeutenden Handlungspfaden Vermeidung von Verkehren und Verlagerung von Verkehren zu erwarten sind. Vielmehr sollten die Pfade Optimierung, Vermeidung und Verlagerung parallel verfolgt werden.

#### **Beiträge zur Versorgungssicherheit:**

Durch die Förderung von Erdgas als Kraftstoff ergibt sich keine grundsätzliche Verbesserung der Versorgungssicherheit, es wird lediglich der Import von Rohöl durch den Import von Erdgas ersetzt. Es besteht allerdings die Möglichkeit, wie auch bei Rohöl, durch Ersatz der Treibstoffe aus erneuerbaren Energien die Importabhängigkeit zu verringern.

#### **Vereinbarkeit mit anderen politischen (Umwelt-)zielen:**

Eine Schwäche von Erdgas als Kraftstoff stellt die Gefahr dar, dass durch Leitungsverluste und Leckagen beim Transport des Erdgases über lange Distanzen vom Förderort zum Verbraucher Erdgas in die Atmosphäre gelangt und seine klimaschädliche Wirkung entfaltet. Darüber hinaus besteht die Gefahr, dass bei der mittelfristigen Substitution von fossilem Erdgas durch Biogas durch den verstärkten Anbau von Pflanzen zur Gewinnung von Biomasse Konflikte mit dem Ziel der Biodiversität entstehen. Der Gefahr einer nicht nachhaltigen Erzeugung der Biomasse oder dem konkurrierenden Anbau von Pflanzen zur Energiegewinnung oder Nahrungsmittelproduktion kann durch ein allgemein von Erzeugern und Verbrauchern anerkanntes Zertifizierungssystem begegnet werden.

Ähnlich der Nutzung von Flüssiggas ist ein weiterer positiver umweltpolitischer Aspekt von Erdgasfahrzeugen, der in erster Linie in städtischen Räumen zur Geltung kommt, die deutlich geringere Emission von Schadstoffen gegenüber Benzinern und Dieselfahrzeugen. Im Vergleich mit einem benzinbetriebenen Fahrzeug emittiert ein Erdgasfahrzeug bei gleicher Verkehrsleistung rund 75 % weniger Kohlenmonoxid (CO), 60 % weniger Kohlenwasserstoffe (HC) und über 50 % weniger Stickoxide (NO<sub>x</sub>). Gegenüber Dieselfahrzeugen ohne Rußfilter werden 50 % weniger CO, 80 % weniger HC, etwa 70 % weniger NO<sub>x</sub> und bis zu 99 % weniger Feinstaub emittiert (Wuppertal Institut 2006). Darüber hinaus sind Erdgasfahrzeuge im Betrieb deutlich leiser als benzin- oder dieselpetriebene Fahrzeuge.

#### **8.4.2 Ökonomie und Strukturentwicklung**

##### **Wirtschaftlichkeit:**

Der Einsatz erdgasbetriebener Fahrzeuge stellt aus Gründen des Klimaschutzes und in Abhängigkeit der Fahrleistung auch aus wirtschaftlichen Gründen eine Alternative zum Einsatz benzin- oder dieselpetriebener Fahrzeuge dar. Zwar liegen die Anschaffungskosten eines erdgasbetriebenen Fahrzeuges 2.500 bis 4.000 € über dem vergleichbarer Benzinfahrzeuge, dem stehen jedoch etwa 30 bis 40 % geringere Kraftstoffkosten gegenüber. Bei einem angenommenen Verbrauch von 8 Litern Benzin auf 100 Kilometern und angenommenen Mehrkosten für ein Gasfahrzeug von 3.000 Euro gegenüber einem Benziner hat sich ein Erdgasfahrzeug nach einer Fahrleistung von etwa 49.000 Kilometern amortisiert<sup>18</sup>. Gerade aufgrund der geringen Schadstoff- und Lärmemissionen eignen sich Erdgasfahrzeuge zudem besonders für den Einsatz auf innerstädtischen Strecken und sind nicht von Zufahrtsbeschränkungen in Umweltzonen wie beispielsweise ältere Dieselfahrzeuge betroffen.

Die Wirtschaftlichkeit von Erdgasfahrzeugen wird aus Betreibersicht dadurch erhöht, dass Erdgas, das in Fahrzeugen eingesetzt wird, bis 2018 ermäßigt besteuert wird. Zusätzlich gilt eine ermäßigte Kraftfahrzeugsteuer.

##### **Struktureffekte (Beschäftigung):**

Die Förderung von Erdgas als Kraftstoff kann zu positiven Beschäftigungseffekten bei Fahrzeugherstellern führen, insbesondere in den Arbeitsbereichen Forschung und Entwicklung.

##### **Potential zur Erhaltung zukunftsfähiger Industriestrukturen:**

Die Entwicklung von Erdgasantrieben bietet der Fahrzeugindustrie die Möglichkeit, sich durch die Bedienung einer sich ändernden Nachfrage am Markt zu behaupten.

##### **Potential zur Bildung neuer Industriestrukturen:**

---

<sup>18</sup> vgl. [www.erdgasfahrzeuge.de](http://www.erdgasfahrzeuge.de) > Wirtschaftlichkeit > Kraftstoffrechner, ergänzt durch eigene Berechnung



Vergleichbar der Nutzung von Flüssiggas als Kraftstoff baut auch die Nutzung von Erdgas als Kraftstoff auf existierenden (Fahrzeug-)Technologien auf. Es ist jedoch eine Weiterentwicklung der bestehenden Strukturen zu erwarten, wenn eine steigende Nachfrage nach Erdgasfahrzeugen, beispielsweise im Zuge eines beschleunigten Ausbaus des Tankstellennetzes oder einer Forcierung der Förderung der Nutzung von Erdgas als Kraftstoff in verschiedenen Handlungsfeldern zu einer Ausweitung des Angebotes erdgasbetriebener Fahrzeuge durch die Hersteller führt. Eine derartige Entwicklung erfordert aber voraussichtlich keine neuen Industriestrukturen, da die bereits vorhandenen Strukturen in modifizierter Form diese Aufgaben erfüllen können.

### **8.4.3 Umsetzung in NRW**

#### **Kompatibilität mit bestehenden Infrastrukturen:**

Ausschlaggebend für die Alltagstauglichkeit von Erdgas als Kraftstoff ist die Verfügbarkeit eines flächendeckenden Tankstellennetzes. Derzeit existieren in Deutschland etwa 850 Erdgastankstellen. Dieses Netz wächst zwar, dies aber deutlich langsamer als beispielsweise das Netz von Flüssiggastankstellen. Ein flächendeckendes Netz von Erdgastankstellen, wie es von der Gaswirtschaft schon für das Jahr 2007 zugesagt war, existiert derzeit noch nicht.

#### **Gesellschaftliche Akzeptanz:**

Aufgrund der gegenüber benzinbetriebenen Fahrzeugen geringeren CO<sub>2</sub>-, Lärm- und Schadstoffemissionen kann besonders in urbanen Räumen, die besonders von den negativen Auswirkungen des motorisierten Verkehrs betroffen sind, von einem hohen Maß gesellschaftlicher Akzeptanz ausgegangen werden. Allerdings zeigt die nur langsame Steigerung der Fahrzeugzahlen, dass trotz deutlicher wirtschaftlicher Vorteile die Marktdurchdringung der Technologie nur langsam vorankommt.

#### **Sonstige Einflussfaktoren:**

Ein Haupthemmnis, dass der Verbreitung von Erdgasfahrzeugen derzeit noch entgegenwirkt, ist das teilweise immer noch sehr lückenhafte Tankstellennetz sowie in geringerem Maße das Angebot von Erdgasfahrzeugen am Markt. Der Schwerpunkt des Angebotes von Erdgasfahrzeugen liegt bei Pkw und leichten Nutzfahrzeugen, für schwere Nutzfahrzeuge ist Erdgas derzeit keine Alternative.

#### **Handlungsmöglichkeiten für NRW:**

Die Handlungsspielräume der nordrhein-westfälischen Landesregierung sind durch die Steuerbegünstigung von Erdgas bis zum Jahr 2018 vorgegeben. Der Landesregierung böte sich die Möglichkeit, durch ein landesweites Förderprogramm für die Anschaffung von Erdgasfahrzeugen, deren Anteil an der privaten und gewerblichen Flotte von Pkw und leichten Nutzfahrzeugen zu erhöhen. Durch die Anschaffung eigener Dienstfahrzeuge mit Erdgasantrieb kann die Landesregierung zudem die Nutzung von Erdgas als klimaschonendere Mobilitätsform gegenüber der Bevölkerung, kommunalen und privatwirtschaftlichen Fuhrparkbetreibern kommunizieren.

**Umsetzungstiefe der Handlungsmöglichkeiten:**

Die Handlungsmöglichkeiten sind für NRW gering. Die Energiebesteuerung wird von der Europäischen Union und auf Bundesebene entschieden, lediglich eine Ausweitung der Erdgasnutzung im öffentlichen Fuhrpark könnte Vorbildfunktion haben.

**8.5 Einsatz von Flüssiggas als Kraftstoff****Maßnahmenkurzbeschreibung:**

Flüssiggas ist ein Nebenprodukt der Erdölraffination und besteht aus einem Propan-Butan-Gemisch. Beim Einsatz als Kraftstoff für Fahrzeuge werden neben Flüssiggas auch die Bezeichnungen LPG (Liquified Petroleum Gas) oder Autogas verwendet. Das CO<sub>2</sub>-Einsparpotenzial ergibt sich aus der Nutzung von Flüssiggas als Energieträger statt der häufig praktizierten Verbrennung als Restgas bei der Raffination und durch die Substitution des Kraftstoffs Benzin durch Flüssiggas. Die Stärken der Flüssiggasnutzung gegenüber der Nutzung von Erdgas als Kraftstoff liegen bei der finanziell und technisch günstigeren Möglichkeit zur Umrüstung von benzinbetriebenen Gebrauchtfahrzeugen.

**8.5.1 Klimaschutz und Energiepolitik****CO<sub>2</sub>-Minderungspotential:**

Aufgrund des im Vergleich zu Benzin geringeren Energiegehalts von Flüssiggas resultiert aus seinem Einsatz gegenüber dem Einsatz von Benzin in der Regel ein volumetrischer Mehrverbrauch von 10 bis 15 %<sup>19</sup>. Da der Kohlenstoffgehalt von Flüssiggas jedoch deutlich geringer ist als der von Benzin, werden trotz des Mehrverbrauchs die CO<sub>2</sub>-Emissionen gemindert. Durch den variierenden Mehrverbrauch ist entsprechend eine Spannweite der erreichbaren CO<sub>2</sub>-Emissionsminderung anzusetzen. Diese beträgt etwa 12 bis 16 %. Das bedeutet, dass durch die Nutzung von Flüssiggas als Kraftstoff anstelle von Benzin pro Fahrzeugkilometer etwa 22 Gramm CO<sub>2</sub> eingespart werden (vgl. Tabelle 12)

Tabelle 12: CO<sub>2</sub>-Emission von Benzin und Flüssiggas im Vergleich

	CO <sub>2</sub> -Ausstoß pro Liter	CO <sub>2</sub> -Ausstoß pro Fahrzeugkilometer <sup>20</sup>	CO <sub>2</sub> -Ausstoß bei 10.000 Kilometern
<b>Benzin</b>	2,32 Kilogramm	186 Gramm	1.856 Kilogramm
<b>Flüssiggas</b>	1,78 Kilogramm	164 Gramm	1.637 Kilogramm

Quelle: Eigene Berechnung

Laut der im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit erstellten Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in

<sup>19</sup> Die Höhe des Mehrverbrauchs wird durch das Mischungsverhältnis von Propan und Butan vorgegeben

<sup>20</sup> Verbrauch beim Benzinbetrieb von acht Litern auf 100 Kilometern, Mehrverbrauch beim Flüssiggasbetrieb von 15 % gegenüber Benzinfahrzeug

Deutschland (BMU 2009b) wird es erst ab dem Jahr 2020 zu einem merklichen Anstieg der Nutzung von Biokraftstoffen der zweiten Generation wie Biomethan oder BTL-Kraftstoffen kommen. Bis 2020 werden neben erdölbasierten Kraftstoffen in erster Linie Biokraftstoffe der ersten Generation, in erster Linie Biodiesel, genutzt. Daher ist ein Szenario zur Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Pkw-Verkehr bis zum Jahr 2020 erstellt worden. In diesem Szenario wird angenommen, dass 5 % der aktuellen Pkw-Flotte durch flüssiggasbetriebene Fahrzeuge ersetzt werden. Der angenommene jährliche Effizienzgewinn bis 2020 beträgt 1,5 %. Hierbei berücksichtigt ist die Nutzung von Biodiesel als Beimischung zum fossilen Diesel.

2009 emittierten die etwa 47 Millionen in Deutschland gemeldeten Pkw etwa 121,6 Mio. t CO<sub>2</sub>. Bei einer gleich bleibenden jährlichen Fahrleistung von durchschnittlich 12.500 Kilometern je Fahrzeug und einer konstant bleibenden Zahl von Fahrzeugen wäre bei einem Anteil von 5 % Flüssiggasfahrzeugen an der Gesamtflotte im Jahr 2020 unter Berücksichtigung einer jährlichen Effizienzsteigerung eine Einsparung von etwa 19,9 Mio. t CO<sub>2</sub> möglich. Würde der Anteil der Flüssiggasfahrzeuge nicht erhöht und wären die CO<sub>2</sub>-Einsparungen ausschließlich Resultat des verstärkten Einsatzes von Biokraftstoffen und der Effizienzverbesserung der konventionellen Antriebe, dann könnte eine Emissionsminderung von 19 Mio. t erreicht werden. Würde die Nutzung von Flüssiggasfahrzeugen gefördert und könnte so der Anteil der Flüssiggasfahrzeuge auf 5 % der Gesamtflotte erhöht werden, könnten im Jahr 2020 etwa 900.000 t CO<sub>2</sub> zusätzlich eingespart werden (s. Abbildung 37).

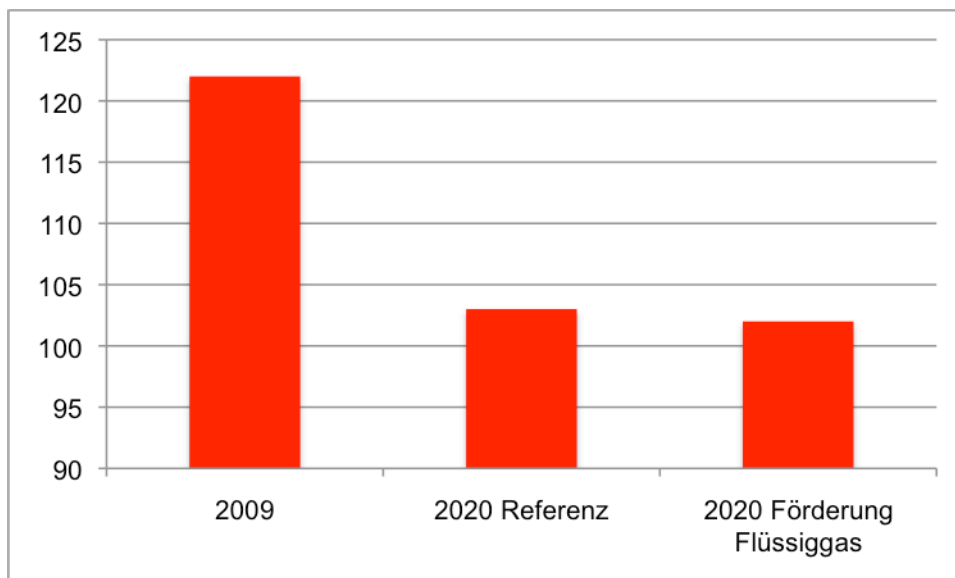


Abbildung 37: Mögliche CO<sub>2</sub>-Einsparungen bis 2020 durch Förderung von Flüssiggas als Kraftstoff in Deutschland (in Mio. Tonnen)

Quelle: Eigene Berechnung

Überträgt man diese Entwicklung auf Nordrhein-Westfalen, dann könnte durch die Förderung von Flüssiggasfahrzeugen und der Erhöhung ihres Anteils an der in NRW gemeldeten Flotte die vom Pkw verursachten CO<sub>2</sub>-Emissionen von 22,8 Mio. t CO<sub>2</sub> in 2009 bis 2020 um etwa 3,7 Mio. t auf dann 19,1 Mio. t CO<sub>2</sub> gesenkt werden. Bleibt die Zusammensetzung der Pkw-Flotte dagegen unverändert und würden nur durch Effizienzgewinne CO<sub>2</sub>-Einsparungen erzielt, dann betrüge die Minderung etwa 3,5 Mio. t. Etwa 200.000 Tonnen CO<sub>2</sub> könnten

jährlich in NRW durch die Förderung von Erdgasfahrzeugen zusätzlich eingespart werden (s. Abbildung 38).

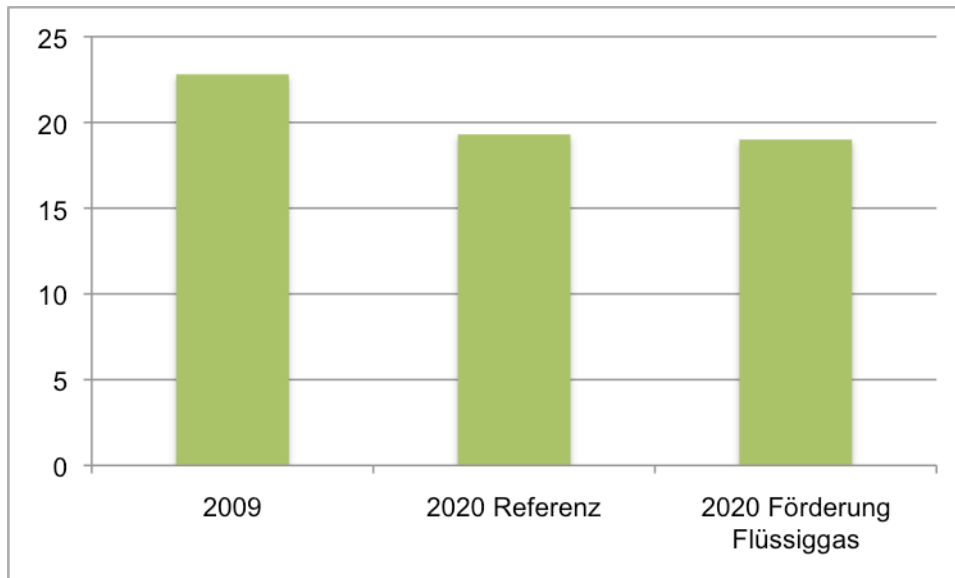


Abbildung 38: Mögliche CO<sub>2</sub>-Einsparungen bis 2020 durch Förderung von Flüssiggas als Kraftstoff in Nordrhein-Westfalen (in Mio. t)

Quelle: Eigene Berechnung

#### **Vereinbarkeit mit anderen Klimaschutzmaßnahmen:**

Durch den Einsatz von Flüssiggas im Transportsektor sind keine Konflikte mit weiteren bedeutenden Strategie- und Handlungspfaden für den Klimaschutz im Verkehr, nämlich der Vermeidung von Verkehren und der Verlagerung motorisierter Personen- und Güterverkehre auf kohlenstoffärmere und kohlenstofffreie Energieträger, zu erwarten. Vielmehr sollten alle Strategiepfade parallel verfolgt werden.

#### **Beiträge zur Versorgungssicherheit:**

Auf das den Klimaschutz ergänzende energiepolitische Ziel der Versorgungssicherheit ist durch die Nutzung von Flüssiggas kein direkter Einfluss gegeben. Da Flüssiggas bei der Raffination von Erdöl gewonnen wird, ist die Abhängigkeit vom Rohöl weiter gegeben.

#### **Vereinbarkeit mit anderen politischen (Umwelt)zielen:**

Negative Umweltauswirkungen sind mit der Verwendung von Flüssiggas, wenn es als Kraftstoff alternativ zu Benzin oder Dieselmotorkraftstoff genutzt wird, nicht verbunden. Vielmehr ist neben einer Reduzierung verkehrsbedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen mit weiteren positiven Effekten zu rechnen. Flüssiggasfahrzeuge emittieren deutlich weniger Luftschadstoffe als benzin- oder dieselmotorkraftstoffbetriebene Fahrzeuge. Der Ausstoß von Kohlenmonoxid (CO) wird um bis zu 80 % vermindert, der von Stickoxiden (NO<sub>x</sub>) ebenfalls um bis zu 80 % und der von Kohlenwasserstoffen (HC) um bis zu 60 %<sup>21</sup>. Feinstaub wird praktisch nicht emittiert. Auch die Belastung durch Verkehrslärm sinkt.

<sup>21</sup> vgl. [www.autogastanken.de](http://www.autogastanken.de) und weitere

## 8.5.2 Ökonomie und Strukturentwicklung

### **Wirtschaftlichkeit:**

Allgemein entstehen bei der Nutzung alternativer Kraftstoffe vergleichsweise hohe CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten. Jedoch bietet der Bereich alternativer Kraftstoffe allen automobilen Personen generell die Möglichkeit, einen Klimaschutzbeitrag zu leisten, während in anderen Handlungsfeldern die Möglichkeiten des Einzelnen häufig sehr begrenzt sind. Die Wirtschaftlichkeit der Nutzung von Flüssiggas als Kraftstoff aus Perspektive eines Fahrzeughalters beziehungsweise eines Fuhrparkbetreibers ist abhängig von der Fahrleistung der Fahrzeuge. Flüssiggas ist noch bis 2018 steuerbegünstigt. Der Preis für einen Liter Flüssiggas liegt derzeit bei etwa 0,70 Euro<sup>22</sup>. Der Verbrauch von Flüssiggas liegt aufgrund des gegenüber Benzin geringeren Energiegehaltes von Flüssiggas etwa 10 bis 15 % höher<sup>23</sup>. Die Höhe des Mehrverbrauches ist dabei auch abhängig vom Mischungsverhältnis von Propan und Butan. Die durchschnittlichen Umrüstkosten für ein Fahrzeug liegen zwischen 1.800 und 2.700 Euro<sup>24</sup>. Bei einem Mehrverbrauch von 15 % werden Kraftstoffkosten in Höhe von rund 0,05 Euro pro gefahrenem Kilometer gegenüber einem konventionellen Benzinantrieb eingespart. Entsprechend hat sich eine Umrüstung je nach Höhe der Umrüstkosten bei einer Fahrleistung von etwa 36.000 bis 54.000 Kilometern amortisiert.

### **Struktureffekte (Beschäftigung):**

Insbesondere für das Kfz-Handwerk, das in der Regel die Umrüstung der Fahrzeuge durchführt und die Hersteller von Umrüstanlagen, ist durch die Förderung von Flüssiggas als Kraftstoff eine Beschäftigungssicherung oder eine Erhöhung der Beschäftigtenzahl möglich.

### **Potential zur Erhaltung zukunftsfähiger Industriestrukturen:**

Ein bedeutender Einfluss auf bestehende Industriestrukturen ist mit der verstärkten Nutzung von Flüssiggas als Kraftstoff nicht zu erwarten.

### **Potential zur Bildung neuer Industriestrukturen:**

Die Nutzung von Flüssiggas als Kraftstoff baut zwar auf existierenden (Fahrzeug-)Technologien auf, es ist aber dann eine Weiterentwicklung der bestehenden Strukturen zu erwarten, wenn Fahrzeughersteller auch zukünftig Fahrzeuge entwickeln und serienmäßig anbieten wollen, bei denen weiterhin eine Umrüstung auf den Betrieb mit Flüssiggas möglich sein soll. Die Entstehung neuer Strukturen ist nicht zu erwarten.

---

<sup>22</sup> Stand Sommer 2010

<sup>23</sup> vgl. eigene Berechnung und [www.autogastanken.de](http://www.autogastanken.de) > Service > Autogas von A-Z, bestätigt durch Erfahrungen mit dem Einsatz von Flüssiggas in der Praxis

<sup>24</sup> vgl. [www.autogastanken.de](http://www.autogastanken.de), Bestätigung durch Händleranfrage

### **8.5.3 Umsetzung in NRW**

#### **Kompatibilität mit bestehenden Infrastrukturen:**

Ausschlaggebend für die Alltagstauglichkeit der Flüssiggasnutzung ist die Versorgungsinfrastruktur, sprich das Tankstellennetz. Derzeit existieren in Deutschland etwa 5.800 Tankstellen, wobei das Netz weiter wächst und eine weitere Erhöhung der Alltagstauglichkeit erwartet werden kann. Regional weist das Netz jedoch noch Lücken auf, so dass eine flächendeckende Versorgung noch nicht überall gewährleistet ist.

#### **Gesellschaftliche Akzeptanz:**

Gesellschaftliche Widerstände gegen die Flüssiggasnutzung sind nicht bekannt und nicht zu erwarten. Vielmehr ist durch die Möglichkeit zur Reduzierung der Betriebskosten die Nutzung von Flüssiggas gerade in Teilen der automobilen Bevölkerung, die nach Wegen zur Reduzierung der Kraftstoffkosten sucht, ein durchaus positiver Aspekt. Zudem können die im Vergleich zu konventionellen Antrieben geringeren Lärm- und Schadstoffemissionen besonders in urbanen Räumen, die besonders von den negativen Auswirkungen des motorisierten Verkehrs betroffen sind das Maß gesellschaftlicher Akzeptanz erhöhen.

#### **Sonstige Einflussfaktoren:**

Zwei entscheidende Einflussfaktoren, die den zukünftigen Umfang der Nutzung von Flüssiggas als Kraftstoff beeinflussen werden, müssen berücksichtigt werden. Zum einen ist dies die weitere Entwicklung des Tankstellennetzes, da noch nicht in allen Regionen Deutschlands ein flächendeckendes Netz von Tankstellen vorhanden ist. Auch die weitere Entwicklung der Fahrzeugtechnologie ist bedeutend, da die Nutzung von Flüssiggas wie beschreiben auf der Umrüstbarkeit von benzinbetriebenen Serienfahrzeugen basiert.

#### **Handlungsmöglichkeiten für NRW:**

Die Handlungsspielräume der nordrhein-westfälischen Landesregierung sind durch die Steuerbegünstigung von Flüssiggas bis zum Jahr 2018 vorgegeben. Der Landesregierung böte sich die Möglichkeit, durch ein landesweites Förderprogramm für die Anschaffung beziehungsweise die Umrüstung von Fahrzeugen den Anteil der Flüssiggasfahrzeuge an der Gesamtflotte zu erhöhen. Durch die Anschaffung eigener flüssiggasbetriebener Dienstfahrzeuge bestünde darüber hinaus für die Landesregierung flankierend die Möglichkeit, Flüssiggas als klimaschonendere Mobilitätsform gegenüber der Bevölkerung, kommunalen und privatwirtschaftlichen Fuhrparkbetreibern zu kommunizieren.

#### **Umsetzungstiefe der Handlungsmöglichkeiten:**

Die Handlungsmöglichkeiten sind für NRW gering. Die Energiebesteuerung wird auf europäischer Ebene und auf Bundesebene entschieden, lediglich eine Ausweitung der Flüssiggasnutzung im öffentlichen Fuhrpark könnte Vorbildfunktion haben.

## 8.6 Güterverkehr: Verlagerung von der Straße auf die Schiene und das Binnenschiff unter Berücksichtigung einer technischen und organisatorischen Steigerung der Effizienz

### Maßnahmenkurzbeschreibung:

Von 1990 bis 2008 stieg der CO<sub>2</sub>-Ausstoß des Güterverkehrs als Folge eines enormen Anstiegs seiner Verkehrsleistung um etwa 50 % auf 43,9 Mio. t CO<sub>2</sub> (UBA 2009). Einsparungen als Folge der Senkung des spezifischen Kraftstoffverbrauchs und eine verbesserte Auslastung wurden dabei durch den Gesamtanstieg des Verkehrsaufkommen wieder kompensiert. Um die vom Güterverkehr verursachten CO<sub>2</sub>-Emissionen zu senken, bieten sich drei (miteinander kombinierbare) Strategien an: Die Verlagerung von Straßengüterverkehren auf die Schiene oder das Binnenschiff, die Vermeidung von Güterverkehren und die technische und organisatorische Optimierung der Verkehre.

### 8.6.1 Klimaschutz und Energiepolitik

#### CO<sub>2</sub>-Minderungspotential:

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen betreffend weist der Lkw die mit Abstand ungünstigste Bilanz auf. Pro Tonnenkilometer emittieren Lkw durchschnittlich 99 Gramm CO<sub>2</sub>, während beim Gütertransport auf der Schiene nur 29 Gramm emittiert werden, durch das Binnenschiff 34 Gramm.

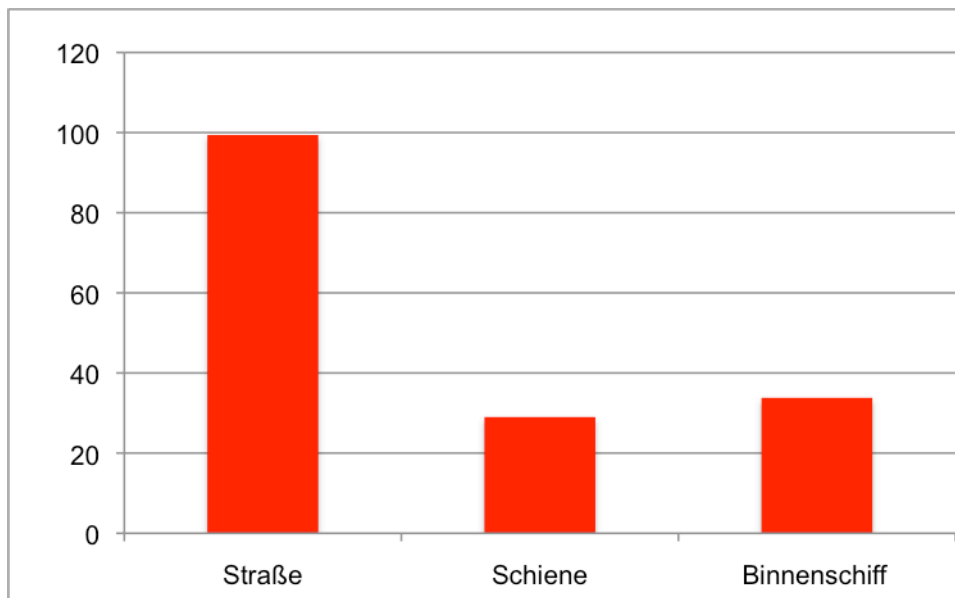
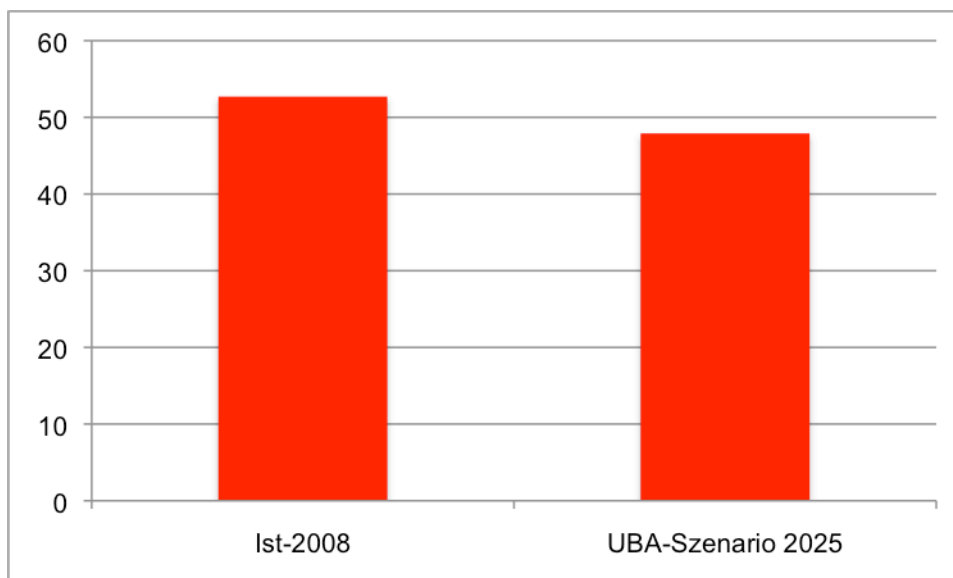


Abbildung 39: Vergleich der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen im Güterverkehr in Gramm pro Tonnenkilometer

Quelle: UBA 2009

Das Umweltbundesamt hat ein Szenario zur Abwicklung des Güterverkehrsaufkommens bis zum Jahr 2025 entwickelt (UBA 2009). Basis des Szenarios ist eine vom Bundesministerium Verkehr, Bau und Stadtentwicklung erstellte Prognose zur Entwicklung des Verkehrsaufkommens im Güterverkehr, demnach bis 2025 der Straßengüterverkehrsaufwand gegenüber 2008 um 230 Mrd. Tonnenkilometer (Zuwachs um 49 %) steigen wird. Im Szenario des Umweltbundesamtes können hiervon 186 Mrd. Tonnenkilometer auf die Schiene und das Binnenschiff verlagert oder ganz vermieden werden. Hierzu wäre neben einer Effizienzförderung durch die Entwicklung sparsamerer Antriebe, den verstärkten Einsatz erneuerbarer Energieträger und durch eine Erhöhung und Ausweitung der Lkw-Maut in erster Linie ein deutlicher Ausbau der Kapazitäten des Schienennetzes erforderlich. Dies sollte im UBA-Szenario durch Neubau und Reaktivierung geschehen. Zusätzlich zu Ausbau und Reaktivierung sollten langfristig Personen- und Güterverkehr im Netz voneinander getrennt und dem Güterverkehr ein eigenes Netz zur Verfügung gestellt werden<sup>25</sup>. Auch die Verkehrsleistung der Binnenschifffahrt würde in diesem Szenario ansteigen, während die Abwicklung des Güterverkehrs auf der Straße deutlich an Bedeutung verlieren würde. Ein weiterer Ausbau der Straßeninfrastruktur wäre nicht erforderlich, um die Anteile des prognostizierten Zuwachses, die noch auf der Straße abgewickelt werden, zu bewältigen, so das UBA-Szenario. Gegenüber 2008 würden die vom Güterverkehr verursachten CO<sub>2</sub>-Emissionen trotz der Zunahme des Gesamtverkehrsaufkommens von 52,7 Mio. t CO<sub>2</sub> in 2008 auf 47,9 Mio. t in 2025 fallen (s. Abbildung 40).



<sup>25</sup> Eigene Berechnung auf Basis des Leitszenarios 2009 (BMU 2009b)



Abbildung 40: Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Güterverkehr in Mio. t. bis 2025

Quelle: UBA 2009

Das im Auftrag des BMU erstellte Leitszenario 2009 prognostiziert einen spezifischen Rückgang des Energieverbrauchs im Güterverkehr bis 2050 gegenüber 2005 von -35 %. 2050 werden, so das Leitszenario, voraussichtlich 20 % der im Straßengüterverkehr durch Lkw verwendeten Kraftstoffe erneuerbaren Ursprungs sein, der Anteil erneuerbaren Stroms im Schienengüterverkehr soll im Jahr 2050 bei 85 % liegen. Dennoch werden 51 % der im gesamten Güterverkehr eingesetzten Energie auch 2050 noch fossilen Ursprungs sein. In 2050 wird der Güterverkehr daher noch etwa 50 Mio. t CO<sub>2</sub> emittieren (BMU 2009b). Grund hierfür ist die weiterhin hohe Abhängigkeit des straßengebundenen Güterverkehrs von fossilem Diesel.

#### **Vereinbarkeit mit anderen Klimaschutzmaßnahmen:**

Da die klimaschonendere Abwicklung von Güterverkehren sowohl Maßnahmen zur Verkehrsvermeidung, der Verlagerung als auch der Optimierung von Verkehren beinhaltet und somit sämtliche verkehrlichen Strategiepfade abdeckt, ist (zumindest) eine Vereinbarkeit mit weiteren verkehrlichen Klimaschutzmaßnahmen gegeben.

#### **Beiträge zur Versorgungssicherheit:**

Eine Verlagerung vom stark von fossilem Dieselmotorkraftstoff abhängigen straßengebundenen Güterverkehr auf die Schiene würde grundsätzlich einen positiven Effekt für die Energieversorgungssicherheit erzielen. Der Strommix der deutschen Bahn ist mit einem Anteil von mehr als 50% jedoch ebenfalls von fossilen Energien bestimmt, die zu großen Teilen importiert werden müssen. Ca. 21% des Bahnstroms stammen aus erneuerbaren Energiequellen (DB Energie GmbH 2009). Es ist daher von einem eingeschränkt positiven Effekt auf die Versorgungssicherheit auszugehen.

#### **Vereinbarkeit mit anderen politischen (Umwelt-)zielen:**

Durch die Vermeidung von Straßengüterverkehren oder deren Verlagerung auf die Schiene oder das Binnenschiff sind negative Auswirkungen auf andere Umweltziele dann gegeben beziehungsweise zu erwarten, wenn der erforderliche Ausbau des Schienenetzes mit Belangen des Naturschutzes oder dem Erhalt wertvoller Landschaftsbilder und Kulturlandschaften in Konflikt gerät. Eine deutliche Minderung der negativen Auswirkungen des Güterverkehrs auf Mensch und Umwelt ist bei der Emission von Stickoxiden und Partikeln zu erwarten, wie die beiden folgenden Abbildungen verdeutlichen. Bei beiden Luftschadstoffen stellt der Lkw im Vergleich zur Schienen und zum Binnenschiff das tonnenkilometerbezogen ungünstigste Transportmittel dar. Zwar sinken die Emissionen von Stickoxiden und Partikeln durch Lkw als Folge einer inzwischen fortgeschriebenen Abgasreinigung, jedoch stammt etwa ein Drittel der Partikelemissionen nicht aus dem Antriebssystem, sondern aus dem Abrieb von Reifen und Bremsbelägen. Diese Emissionen lassen sich daher nicht mit einer modernen Abgasnachbehandlung reduzieren, sondern korreliert mit der Entwicklung der Gesamtverkehrsleistung des Straßengüterverkehrs.

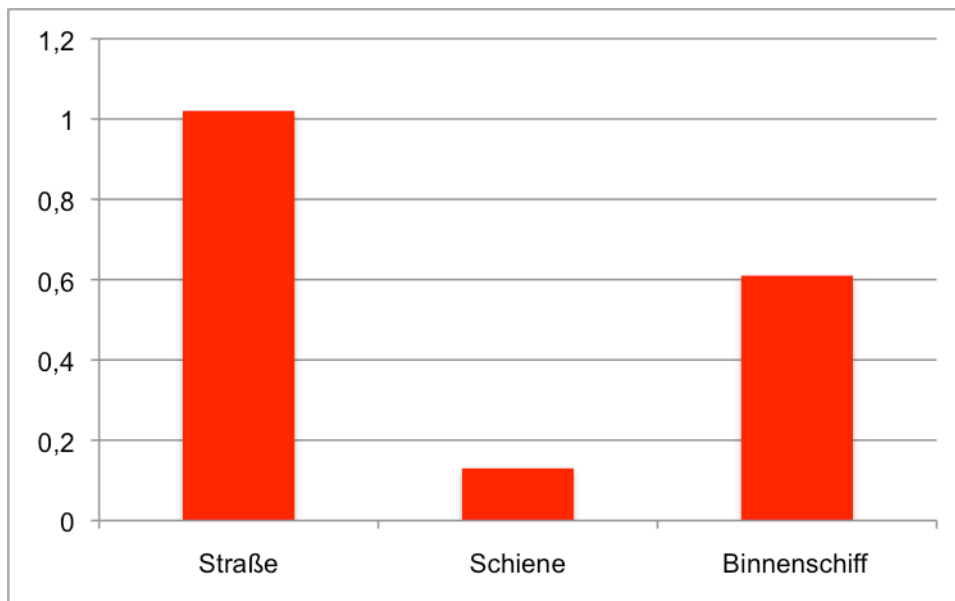


Abbildung 41: Vergleich der spezifischen NO<sub>x</sub>-Emissionen im Güterverkehr (Gramm pro Tonnenkilometer)

Quelle: UBA 2009

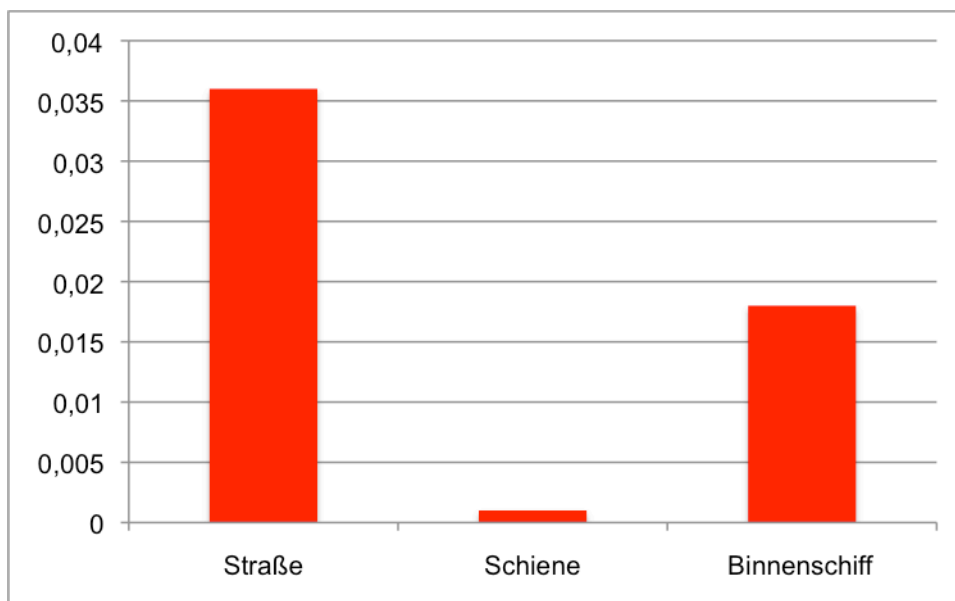


Abbildung 42: Vergleich der spezifischen Partikelemissionen im Güterverkehr (Gramm pro Tonnenkilometer)

Quelle: UBA 2009

Es ist jedoch mit einem Anstieg der Belastungen durch Schienenlärm zu rechnen, wenn durch einen zunehmenden Anteil des Gütertransportes auf der Schiene auch die Verkehrsleistung des Schienengüterverkehrs steigt. Der erforderliche Ausbau des Schienenetzes und die Reaktivierung stillgelegter Strecken, wie beispielsweise dem Eisernen Rhein oder der Betuwe-Linie, würde zudem die Anzahl der vom Schienenlärm betroffenen Menschen erhöhen. Dem steht jedoch ein gleichzeitiger Rückgang der Belastungen durch vom Straßengüterverkehr verursachten Lärm gegenüber.

## 8.6.2 Ökonomie und Strukturentwicklung

### Wirtschaftlichkeit:

Die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems Güterverkehr würde durch eine stärkere Verlagerung straßengebundener Güterverkehre auf die Schiene und das Binnenschiff im gesamtgesellschaftlichen Kontext erhöht, da mit dieser Verlagerung eine erhebliche Reduzierung der vom Straßengüterverkehr verursachten externen Kosten verbunden wäre. So betragen die gesamten externen Kosten des Güterverkehrs 2005 geschätzt 17 Mrd. Euro, davon entfielen allein auf den Straßengüterverkehr etwa 92 %. Wie in Abbildung 42 verdeutlicht liegen die externen Kosten pro Tonnenkilometer im Straßengüterverkehr etwa vier mal höher als beim Gütertransport auf der Schiene, im Vergleich zum Gütertransport mit dem Binnenschiff über fünf mal so hoch.

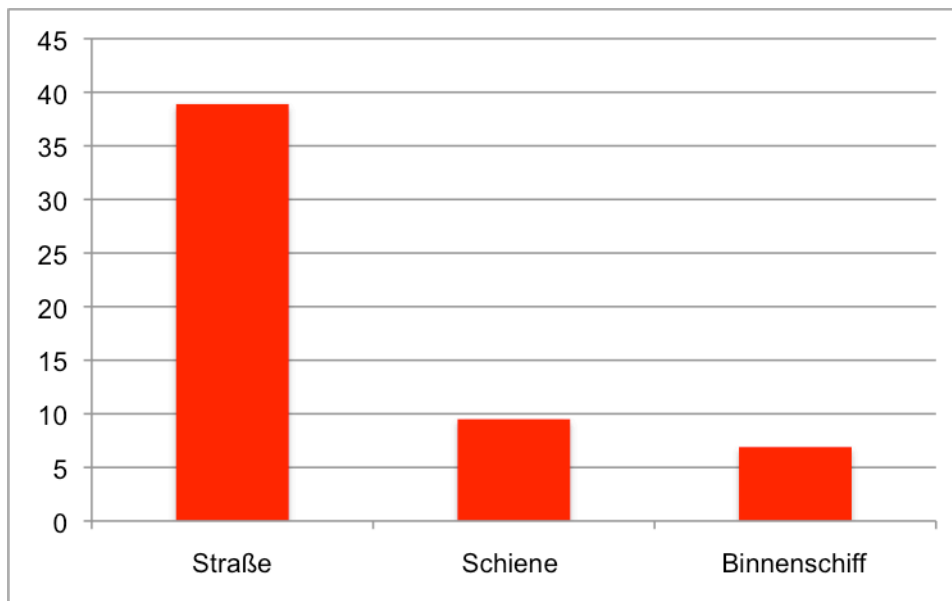


Abbildung 42: Durchschnittliche externe Kosten des Güterverkehrs (Euro pro 1.000 Tonnenkilometer)

Quelle: UBA 2009

Aus Sicht der Flottenbetreiber ist eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit dann gegeben, wenn zusätzliche Investitionskosten, die mit der Anschaffung moderner Fahrzeuge oder der Nachrüstung der bestehenden Flotte die Betriebskosten sinken lässt, so dass sich die Investitionskosten durch Einsparungen beispielsweise bei den Energie- und Kraftstoffkosten amortisieren.

Neben der Flottenumrüstung ist eine Verlagerung des Güterverkehrs insbesondere bei einer Umschichtung in Richtung Schiene mit hohen Infrastrukturaufwendungen verbunden. Daher wird die Wirtschaftlichkeit der Maßnahme eher niedrig bewertet.

### Struktureffekte (Beschäftigung):

Bei einer massiven Verschiebung des Gütertransportes hin zum Transport auf der Schienen und mit dem Binnenschiff ist mit der Schaffung neuer Arbeitsplätze in diesen Bereichen zu rechnen. Dem gegenüber wäre jedoch auch mit einem gleichzeitigen Abbau von

Arbeitsplätzen beziehungsweise einem verlangsamten Anstieg der Beschäftigtenzahlen bei den Branchen des Straßengüterverkehrs zu rechnen.

**Potential zur Erhaltung zukunftsfähiger Industriestrukturen:**

Der massive Ausbau insbesondere des Schienengüterverkehrs besitzt das Potential, bestehende Industriestrukturen, insbesondere im Lokomotiv- und Waggonbau, zu erhalten.

**Potential zur Bildung neuer Industriestrukturen:**

Mit der Bildung neuer Industriestrukturen ist nicht zu rechnen, da die erforderlichen Maßnahmen in bestehenden Strukturen verwurzelt sind.

### **8.6.3 Umsetzung in NRW**

**Kompatibilität mit bestehenden Infrastrukturen:**

Soll, wie im UBA-Szenario angestrebt, eine weitere verkehrsmengenmäßig relevante Verlagerung von straßengebundenen Güterverkehren auf die Schiene erreicht werden, ist ein Ausbau der bestehenden Schieneninfrastruktur unabdingbar. Im bestehenden Schienennetz ist unter den derzeitigen Rahmenbedingungen kaum noch eine Steigerung des Anteils der auf der Schienen transportierten Güter möglich.

**Gesellschaftliche Akzeptanz:**

Generell kann bei dem Ziel, Güterverkehre klima- und umweltverträglicher abzuwickeln, von einem hohen Maß an gesellschaftlicher Akzeptanz ausgegangen werden. Widerstände sind jedoch dann zu erwarten, wenn Menschen vom Ausbau der Schieneninfrastruktur oder von der Reaktivierung stillgelegter Strecken direkt betroffen sind, beispielsweise durch eine Zunahme von Schienenlärm. Auch bei einer durch den Netzausbau oder die Reaktivierung bestehender Strecken ausgehenden Gefährdung von Natur- oder Kulturräumen ist mit Widerständen insbesondere der betroffenen Menschen zu rechnen wie das Beispiel Stuttgart 21 zeigt.

**Sonstige Einflussfaktoren:**

Eine verstärkte Verlagerung des Güterverkehrs auf die Schiene wird insbesondere durch eine mangelnde grenzüberschreitende Abstimmung sowie logistische und infrastrukturelle Probleme behindert. Bei grenzüberschreitenden erschweren die Beteiligung unterschiedlicher Eisenbahnunternehmen, schwer kalkulierbare Trassenpreise und bürokratische Hemmnisse den Transport auf der Schiene. Mit Blick auf logistische Probleme verhindern insbesondere fehlende Gleisanschlüsse, dass Güterlieferungen komplett per Schiene durchgeführt werden. Darüberhinaus wäre eine Ausweitung des Netzwerks von Container-Terminals erforderlich, um auf diese Weise die Nachlaufkosten für LKWs zu reduzieren (Allianz Pro Schiene 2007).

**Handlungsmöglichkeiten für NRW:**

Der Landesregierung bietet sich die Möglichkeit, auf die Bundesverkehrswegeplanung in Sinne eines stärkeren Ausbaus der Schieneninfrastruktur Einfluss zu nehmen.

### **Umsetzungstiefe der Handlungsmöglichkeiten:**

In der Verkehrsplanung gibt es eine Aufteilung der Zuständigkeiten zwischen den Bundesländern und dem Bund. Wichtige Teile der Verkehrsinfrastruktur gehören in die Zuständigkeit des Bundes, wodurch der Einfluss von Landesebene gering ist. Dazu gehören die Autobahnen und Bundesstraßen, die Wasserstraßen sowie die Fernverkehrsstrecken der Bahn. Gerade bei der Bahn ist die Aufteilung in Fern- und Nahverkehrsstrecken schwierig, da fast alle Fernverkehrsstrecken auch für den Nah- und Regionalverkehr genutzt werden.

Für das Land Nordrhein-Westfalen ist die Integrierte Gesamtverkehrsplanung mit dem 2. Modernisierungsgesetz vom 9. Mai 2000 im Artikel 9 (Gesetz zur Integrierten Gesamtverkehrsplanung) gesetzlich geregelt worden. Auf der Grundlage des Gesetzes erarbeitet das für das Verkehrswesen zuständige Ministerium unter Beachtung insbesondere der Grundsätze und Ziele der Raumordnung und Landesplanung, der Belange der Wirtschaft, der Verkehrsentwicklung, des Umweltschutzes und des Städtebaus und im Benehmen mit den zuständigen Fachressorts eine Integrierte Gesamtverkehrsplanung und stellt das Einvernehmen mit dem für das Verkehrswesen zuständigen Ausschuss her.

Daher kann das Land Nordrhein-Westfalen im Rahmen der Landesplanung Einfluss auf die Strukturen für Güterverkehr nehmen.

## 9 Stoffliche Verwertung von CO<sub>2</sub> mit langfristiger Bindung

### 9.1 Klimaschutz und Energiepolitik

#### CO<sub>2</sub>-Minderungspotential:

Eine CO<sub>2</sub>-Nutzung hat nur dann einen positiven Minderungseffekt, wenn zwei grundlegende Faktoren zutreffen. Erstens muss die Bindung von CO<sub>2</sub> langfristig erfolgen, um das CO<sub>2</sub> über geologische Zeiträume aus dem Kohlenstoffkreislauf der Erde zu entfernen. Die Bindung von fossilem CO<sub>2</sub> in kurzlebigen Maßnahmen wie z.B. bei der Wiederaufforstung hat keinen echten Minderungseffekt, da das CO<sub>2</sub> dem globalen Kreislauf nicht langfristig entzogen wird. Teilweise wird das CO<sub>2</sub> auch durch die Nutzung des generierten Produkts wieder freigesetzt. Dies gilt beispielsweise für die Verwendung von Methanol als Treibstoff im Verkehrssektor.

Der zweite Faktor ist die Energieintensität der CO<sub>2</sub>-Nutzung. CO<sub>2</sub> ist das Endprodukt der energetischen Verwertung von fossilen Brennstoffen. Die in diesen Brennstoffen gespeicherte Energie wird in einer exothermen Reaktion frei und hinterlässt das wenig reaktionsfreudige CO<sub>2</sub>. Es gibt nur wenige Kohlenstoffverbindungen, die weniger Energie enthalten als CO<sub>2</sub> (Abbildung 43), dabei handelt es sich um Calciumoxid und Calciumcarbonat. Für die Bildung aller anderen Kohlenstoffverbindungen aus CO<sub>2</sub> muss dem System Energie zugeführt werden. Je nachdem, aus welcher Energiequelle diese Energie gewonnen wird, hat das Auswirkungen auf die Treibhausgasbilanz. Die Nutzung fossiler Energiequellen zur CO<sub>2</sub>-Nutzung schließt sich aus Klimaschutzgründen daher aus.

Die Bildung von Calciumoxid und Calciumcarbonat erfolgt in geologischen Zeiträumen und kann als natürliche CO<sub>2</sub>-Senke nicht mit den anthropogenen Treibhausgasemissionen mithalten.

Langfristig können Entwicklungen im Katalysatorenbereich erfolgen, die die Umsetzung von CO<sub>2</sub> in energiereichere Verbindungen erleichtern. Allerdings ist aus thermodynamischer Sicht diese Umsetzung sehr schwierig, so dass auch langfristig eher Verbesserungen als ein grundsätzlicher Durchbruch zu erwarten ist. .

Ein Potential für die CO<sub>2</sub>-Nutzung als Chemierohstoff ist aber gegeben, schon heute wird CO<sub>2</sub> in großen Mengen als chemischer Rohstoff eingesetzt (Tabelle 13). Die Harnstoffsynthese stellt derzeit das bei weitem größte Nutzungsfeld von CO<sub>2</sub> dar. Sie umfasst etwa 8 % der jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen Deutschlands. Allerdings wird bei der Harnstoffsynthese das CO<sub>2</sub> nicht direkt genutzt, sondern im Prozess erzeugt und dann verwendet. Harnstoff kommt daher als CO<sub>2</sub>-Senke nur dann in Betracht, wenn der verwendete Ammoniak mit Wasserstoff aus regenerativen Quellen hergestellt wurde (Dechema 2008; UBA 2001; Wuppertal Institut und Ruhr-Universität Bochum 2008). Der aktuelle weltweite Bedarf zur CO<sub>2</sub>-Nutzung entspricht weniger als 1% der globalen CO<sub>2</sub>-Emissionen. Erste Schätzungen gehen davon aus, dass maximal 5% der weltweiten CO<sub>2</sub>-Emissionen in Prozesskreisläufen gebunden werden könnten.

Tabelle 13: Synthesewege und Stoffmengeneinsatz zur CO<sub>2</sub>-Nutzung in Deutschland

Syntheseweg zur CO <sub>2</sub> -Nutzung	Mt/a
Synthese von Harnstoff durch Umsetzung von Ammoniak	80
Synthese von Methanol aus wasserstoffreichem Syngas	20
Synthese von cyclischen Carbonaten	0,04
Synthese von Salicylsäure	0,025

Quelle: Wuppertal Institut und Ruhr-Universität Bochum 2008

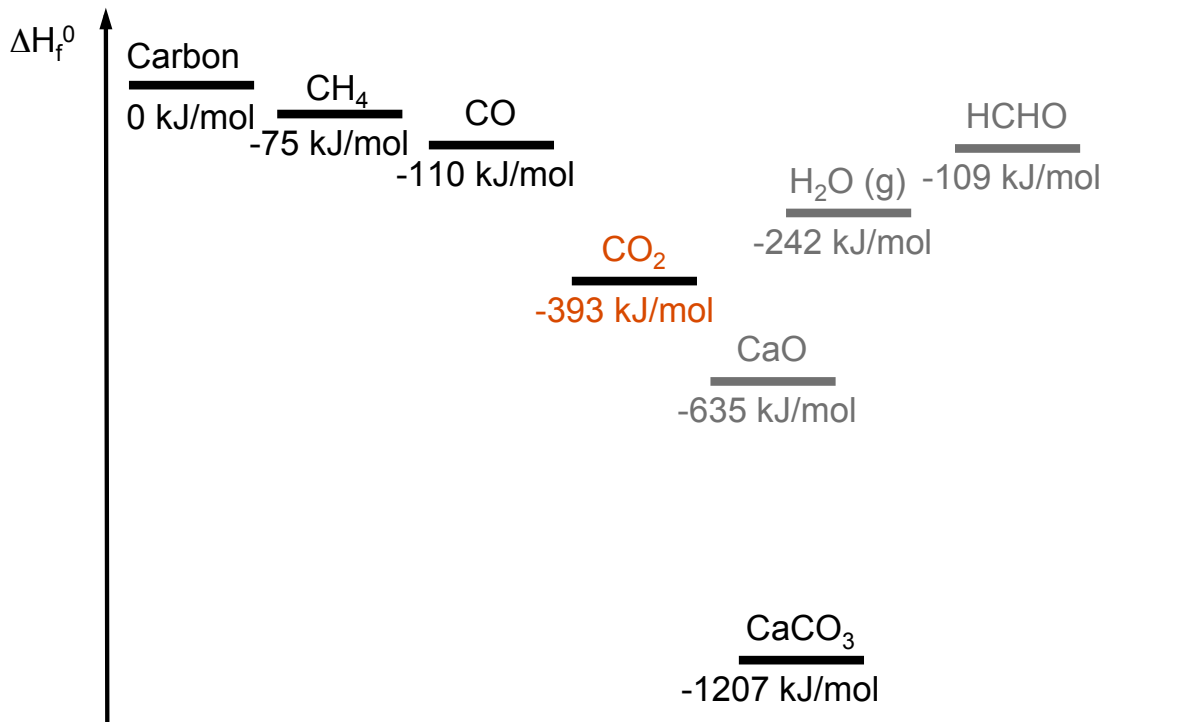


Abbildung 43: Thermodynamische Einschränkungen in der Nutzung von CO<sub>2</sub>

Quelle: Bazzanella und Ausfelder 2009

### Vereinbarkeit mit anderen Klimaschutzmaßnahmen:

Die alternative CO<sub>2</sub>-Nutzung überschneidet sich im System mit der Abscheidung und Sequestrierung von CO<sub>2</sub>. Sie trägt ebenfalls dazu bei, fossil befeuerte Stromerzeugungs- oder Industrieanlagen klimapolitischen Rahmenbedingungen anzupassen. Es gelten daher für die CO<sub>2</sub>-Nutzung ähnliche Konflikte und Konkurrenzen wie bei der CO<sub>2</sub>-Abscheidung im Kraftwerkssektor und der Industrie. Da die CO<sub>2</sub>-Nutzung aus heutiger Sicht nur geringe Stoffmengen umsetzen wird, sind die Auswirkungen auf die Klimaschutzmaßnahmen CCS gering. Es ist vorstellbar, dass der Aufbau einer CCS-Infrastruktur einen einfachen Einstieg in die CO<sub>2</sub>-Nutzung ermöglicht, da dann aus fossilen Energiewandlungsprozessen abgeschiedenes CO<sub>2</sub> in großen Mengen vorliegt und transportiert werden kann.

### Beiträge zur Versorgungssicherheit:

Die Nutzung von CO<sub>2</sub> hat lediglich indirekte Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit. Die Abscheidung von CO<sub>2</sub> aus industriellen Prozessen oder Stromerzeugungsverfahren ist,

je nach vorliegender CO<sub>2</sub>-Konzentration, mit einem hohen Energieaufwand verbunden und erhöht den spezifischen Brennstoffbedarf. Demnach kann die Nutzung von CO<sub>2</sub> indirekt zu einer Erhöhung der Importquote von Rohstoffen und sinkender Versorgungssicherheit beitragen, sofern zur Umwandlung von CO<sub>2</sub> in höherwertige Verbindungen Brennstoffe wie Gas, Kohle oder Uran aus dem Ausland importiert werden müssen. Andererseits hilft die Nutzung von CO<sub>2</sub> aus fossil gefeuerten Prozessen, die Nutzung heimischer fossiler Rohstoffe klimaverträglicher zu gestalten und im Spiel zu halten.

#### **Vereinbarkeit mit anderen politischen (Umwelt-)Zielen:**

Eine Ausweitung der CO<sub>2</sub>-Nutzung in der Grundstoffchemie wird zu Umwelteffekten führen, wie sie heute von der chemischen Industrie bekannt sind, da sich die vorstellbaren Reaktionswege und die daraus resultierenden Emissionen nicht von den heutigen Verfahrenswegen unterscheiden. Eventuelle Neuentwicklungen von Katalysatoren zur besseren Umsetzung von CO<sub>2</sub> in höherwertige Verbindungen können zu zusätzlichen Emissionen führen. Da aus heutiger Sicht aber nicht absehbar ist, um welche Stoffe mit welchen Herstellungs- und Entsorgungsprozessen es sich handeln könnte, ist hier eine Aussage nicht möglich.

## **9.2 Ökonomie und Strukturentwicklung**

#### **Wirtschaftlichkeit:**

Die Nutzung von CO<sub>2</sub> als Grundstoff für chemische Synthesen macht wirtschaftlich nur dann Sinn, wenn es sich um Produkte mit hoher Wertschöpfung, z.B. Polymere handelt (Dechema 2008). Auch dann ist nur eine begrenzte Menge an CO<sub>2</sub> notwendig. Da in verschiedenen chemischen Prozessen CO<sub>2</sub> in der notwendigen Reinheit als Nebenprodukt entsteht, ist keine oder nur eine sehr begrenzte zukünftige Nachfrage für CO<sub>2</sub> aus Kraftwerken zu erwarten.

Neue Synthesestrategien mit CO<sub>2</sub> als C1-Baustein beinhalten aber auch langfristige Forschungsziele, sogenannte „Dream-Reactions“, wie die Hydrierung zu langkettigen Alkoholen, die Hydrocarboxylierung von Ketonen und Iminen, die Umsetzung zu Isocyanaten und Carbaminen und die Copolymerisation mit Olefinen. Diese Produkte sind noch nicht oder nur mit geringen Ausbeuten erzielbar. Die Entwicklung neuer, verbesserter Katalysatoren könnte in diesen Reaktionen zu Fortschritten führen (VCI und Dechema 2009). Die Wirtschaftlichkeit des Handlungsbausteins CO<sub>2</sub>-Nutzung ist aufgrund des frühen Stadiums der Forschungs- und Entwicklungstätigkeiten auf diesem Gebiet gegenwärtig nicht abschätzbar. Daher wird diese Maßnahmen auf einem mittleren Level der Bewertungsskala eingestuft.

#### **Struktureffekte (Beschäftigung):**

Aus heutiger Sicht ist nicht abzusehen, ob die Entwicklung neuer Katalysatoren zu einem Ausbau des CO<sub>2</sub>-Einsatzes in der chemischen Industrie führen wird. Die chemische Industrie ist eine der wichtigsten Industriebranchen Deutschlands mit 416.250 Beschäftigten allein im chemisch-pharmazeutischen Bereich, davon über 100.000 in Nordrhein-Westfalen (VCI 2009). Allerdings ist die Nutzung von CO<sub>2</sub> nur ein kleiner Ausschnitt aus den vielfältigen



genutzten Reaktionen und Prozessen, so dass von einem spürbaren Beschäftigungseffekt aus heutiger Sicht nicht auszugehen ist.

**Potential zur Erhaltung zukunftsfähiger Industriestrukturen:**

Die Entwicklung neuer Katalysatoren zur CO<sub>2</sub>-Nutzung könnte einen Beitrag zur Erhaltung der chemisch-pharmazeutischen Industrie leisten. Allerdings ist aus heutiger Sicht kein großer Effekt zu erwarten. Überdies könnte die Nutzung von CO<sub>2</sub> aus fossil befeuerten Kraftwerken deren Weiterbetrieb bei zunehmenden klimapolitischen Anforderungen angesichts der Akzeptanzprobleme bei der CO<sub>2</sub>-Speicherung erleichtern.

**Potential zur Bildung neuer Industriestrukturen:**

Die Entwicklung neuer Katalysatoren zur CO<sub>2</sub>-Nutzung könnte eine Ergänzung der bestehenden Industrie darstellen und auch einen Zukunftsmarkt eröffnen. Die chemisch-pharmazeutische Industrie ist allerdings heute schon so groß, dass die Bildung neuer Strukturen für die CO<sub>2</sub>-Nutzung aus heutiger Sicht nicht zu erwarten sind.

### **9.3 Umsetzung in NRW:**

**Kompatibilität mit bestehenden Infrastrukturen:**

Die Infrastrukturanforderungen für die CO<sub>2</sub>-Nutzung ist aus heutiger Sicht gering, da es sich voraussichtlich um vergleichsweise geringe Mengen des Gases handeln würde. Es ist aber möglich, dass bei Entdeckung neuer Verwertungswege für CO<sub>2</sub> auf den Strukturen aufgebaut wird, die für eine Abscheidung und Speicherung von CO<sub>2</sub> aus Kraftwerken (CCS) entstehen. Da aber die CO<sub>2</sub>-Nutzung aus heutiger Sicht wegen ihrer begrenzten Bedeutung keine solche Strukturentwicklung nach sich ziehen wird, bleiben die Infrastrukturanforderungen gering

**Gesellschaftliche Akzeptanz:**

Die gesellschaftliche Akzeptanz der CO<sub>2</sub>-Nutzung ist nicht untersucht, da es bisher kaum Möglichkeiten in diese Richtung gibt. Da das Auftreten von CO<sub>2</sub> in hohen Konzentrationen gesundheits- bis lebensgefährdende Auswirkungen haben kann, ist es wahrscheinlich, dass der Transport von CO<sub>2</sub> Ängste und Proteste in der Bevölkerung hervorruft. Wird die für die Nutzung der CCS-Technologie erforderliche CO<sub>2</sub>-Transportinfrastruktur auch für die Verteilung von industriell zu nutzendem CO<sub>2</sub> verwendet, so gelten die gegenüber CO<sub>2</sub>-Pipelines entstehenden Akzeptanzprobleme auch für die CO<sub>2</sub>-Nutzung.

**Sonstige Einflussfaktoren:**

Das wichtigste Umsetzungshemmnis ist die für die CO<sub>2</sub>-Nutzung notwendige Energiemenge (Abbildung 43). CO<sub>2</sub> kann zwar in viele andere chemische Produkte und auch in Kraftstoffe umgewandelt werden. Da es sich aber bei CO<sub>2</sub> um ein Endprodukt einer Reaktion mit einem sehr niedrigen Energieinhalt handelt, ist für die Umwandlung in andere Stoffe ein hoher Energiebetrag notwendig. Solange diese Energie nicht CO<sub>2</sub>-frei erzeugt werden kann, verschlechtern entsprechende Umsetzungsschritte die CO<sub>2</sub>-Bilanz und sind energetisch nicht sinnvoll.

### **Handlungsmöglichkeiten für NRW:**

Für Nordrhein-Westfalen ist besonders die Forschung und Entwicklung neuer Katalysatoren relevant, die sogenannte „dream reactions“ ermöglichen, in denen CO<sub>2</sub> sinnvoll eingesetzt werden kann. Hier könnte NRW eine Förderung der Grundlagenforschung und eine Vernetzung der Akteure im Lande vorantreiben. Überdies könnte die Landesregierung in einem späteren Stadium den Aufbau einer Infrastruktur für den CO<sub>2</sub>-Transport vorantreiben. Hier verfügt das Land über Raumordnungsverfahren über hohe Einflussmöglichkeiten

### **Umsetzungstiefe der Handlungsmöglichkeiten:**

Da es sich vorrangig um ein Forschungs- und Entwicklungsthema handelt, konzentrieren sich die Beiträge des Landes Nordrhein-Westfalen hauptsächlich auf die Förderung entsprechender Forschungsprojekte. In einem späteren Stadium könnte der Aufbau einer entsprechenden Infrastruktur im Rahmen des Raumordnungs- und Planungsrechts unterstützt werden. Die Umsetzungstiefe der beschriebenen Maßnahmen wird insgesamt als mittel eingestuft.

## Literatur

- Allianz Pro Schiene (2007): Mehr Bahn wagen - 13 erfolgreiche Verlagerungsbeispiele aus dem Güterverkehr. Berlin. Abgerufen von [http://www.planungsverband.de/media/custom/1169\\_1614\\_1.PDF?1186020611](http://www.planungsverband.de/media/custom/1169_1614_1.PDF?1186020611).
- Allnoch, N.; Schlusemann, R.; Pochert, O.; Kleinmanns, B. (2009): Zur Lage der Regenerativen Energiewirtschaft in Nordrhein-Westfalen 2008. Münster. Abgerufen von [http://www.wirtschaft.nrw.de/100/150/155/Reg\\_Energiewirtschaft\\_NRW\\_2008\\_Langfassung.pdf](http://www.wirtschaft.nrw.de/100/150/155/Reg_Energiewirtschaft_NRW_2008_Langfassung.pdf).
- Aretz, A.; Hirschl, B. (2007): Biomassepotentiale in Deutschland – Übersicht maßgeblicher Studienergebnisse und Gegenüberstellung der Methoden (Studie im Rahmen des Verbundprojektes DENDROM – Zukunftsrohstoff Dendromasse). Dendrom-Diskussionspapier Nr. 1. Eberswalde.
- Bazzanella, A.; Ausfelder, F. (2009): Vortrag "ReUse of CO<sub>2</sub>", gehalten auf dem Drei-Länder-Workshop "CO<sub>2</sub>: CCS und CCR in Deutschland, Norwegen und Niederlande - Herausforderungen und Chancen". Essen.
- BBR (1999): Siedlungsstrukturen der kurzen Wege. Ansätze für eine nachhaltige Stadt-, Regional- und Siedlungsentwicklung. Bonn.
- BMBF (2008): Bekanntmachung von Richtlinien zur Förderung im Rahmenkonzept „Forschung für die Produktion von morgen“ zum Themenfeld „Ressourceneffizienz in der Produktion“. Abgerufen Oktober 1, 2010 von <http://www.bmbf.de/foerderungen/12283.php>.
- BMELV (2009): Aktionsplan der Bundesregierung zur stofflichen Nutzung nachwachsender Rohstoffe. Berlin. Abgerufen von <http://www.nachwachsenderohstoffe.de/aktionsplan/>.
- BMELV; BMU (2009): Nationaler Biomasseaktionsplan für Deutschland - Beitrag der Biomasse für eine nachhaltige Energieversorgung. Berlin.
- BMU (2007a): RECCS - Strukturell-ökonomisch-ökologischer Vergleich regenerativer Energietechnologie (RE) mit Carbon Capture and Storage (CCS). Berlin. Abgerufen von [www.wupperinst.org/ccs](http://www.wupperinst.org/ccs).
- BMU (2007b): BMU: Erneuerbare Energien schützen das Klima und schaffen Arbeitsplätze. Abgerufen von [http://www.bmu.de/pressearchiv/16\\_legislaturperiode/pm/40339.php](http://www.bmu.de/pressearchiv/16_legislaturperiode/pm/40339.php).
- BMU (2008a): Monitoring zur Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. Berlin. Abgerufen von [http://www.bmu.de/erneuerbare\\_energien/downloads/doc/36204.php](http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/36204.php).
- BMU (2008b): Leitstudie 2008: Weiterentwicklung der „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“ vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas. Umweltpolitik. Stuttgart. Abgerufen von [http://www.bmu.de/erneuerbare\\_energien/downloads/doc/42383.php](http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/42383.php).
- BMU (2009a): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland. Berlin.

- BMU (2009b): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland - Leitszenario 2009. Umweltpolitik. Stuttgart. Abgerufen von [http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitszenario2009\\_bf.pdf](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitszenario2009_bf.pdf).
- BMU (2010a): RECCS plus - Regenerative Energien (RE) im Vergleich mit CO<sub>2</sub>-Abtrennung und -Ablagerung (CCS). Update und Erweiterung der RECCS-Studie. Berlin. Abgerufen von [www.wupperinst.org/CCS/](http://www.wupperinst.org/CCS/).
- BMU (2010b): Erneuerbar beschäftigt! - Kurz- und langfristige Arbeitsplatzwirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien in Deutschland. Berlin. Abgerufen von [http://www.bmu.de/erneuerbare\\_energien/downloads/doc/46538.php](http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/46538.php).
- BMU (2010c): Kurz- und langfristige Auswirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt, dritter Bericht zur Bruttobeschäftigung (Nr. FKZ 0325042). Berlin. Abgerufen von [http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee\\_beschaeftigung\\_2009\\_bf.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee_beschaeftigung_2009_bf.pdf).
- BMVBS (2009): Mobilität in Deutschland 2008. Ergebnisbericht. Berlin
- BMVBW (2004): Mobilität in Deutschland (Ergebnisbericht). Berlin.
- BMWi (2007): Leuchtturm COORETEC. Der Weg zum zukunftsfähigen Kraftwerk mit fossilen Brennstoffen (Forschungsbericht Nr. 566). Berlin.
- BMWi (2009): Energiedaten. Zahlen und Fakten. Nationale und internationale Entwicklung. Berlin.
- BP (2010): BP Statistical Review of World Energy. London.
- BUND (2010): Stellungnahme zur Frage der Stromspeicherung im Rahmen der Netzintegration von Strom aus Erneuerbaren Energien. Arbeitskreis Energie im wissenschaftlichen Beirat des BUND. Berlin.
- Bundesregierung (2009): Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung. Abgerufen von <http://www.bmwi.de/Dateien/BMWi/PDF/nationaler-entwicklungsplan-elektromobilitaet-der-bundesregierung,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- Christensen, N. P.; Holloway, S. (2004): GESTCO - Geological Storage of CO<sub>2</sub> from Combustion of Fossil Fuel (Summary Report). Brüssel: Europäische Kommission.
- Davison, J.; Thambimuthu, K. (2009): An Overview of Technologies and Costs of Carbon Dioxide Capture and Storage. Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy, 223(3)201-212.
- DB Energie GmbH (2009): Zusammensetzung des Strom-Mix der DB Energie GmbH. Abgerufen von [http://www.dbenergie.de/site/shared/de/dateianhaenge/infomaterial/energie/energie\\_\\_strom\\_\\_mix.pdf](http://www.dbenergie.de/site/shared/de/dateianhaenge/infomaterial/energie/energie__strom__mix.pdf).
- Dechema (2008): Verwertung und Speicherung von CO<sub>2</sub> - Diskussionspapier. Frankfurt a.M.
- Dena (2005): Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahre 2020. Berlin.
- Dena (2010): Analyse zur Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherkraftwerken und anderen

- Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien. Zusammenfassung der Studienergebnisse. Berlin.
- Deutscher Bundestag (2009): Antwort der Bundesregierung auf die kleine Anfrage der Abgeordneten Winfried Hermann, Dr. Anton Hofreiter, Bettina Herlitzius, weiterer Abgeordneter und der Fraktion Bündnis 90/Die Grünen - Drucksache 16/13288. Berlin.
- DLR (2006): Trans-Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power (Final Report). Stuttgart. Abgerufen von <http://www.dlr.de/tt/trans-csp>.
- EnergieAgentur.NRW (2006): Haushaltskundenstromerhebung. Düsseldorf.
- EnergieAgentur.NRW (2008): Leistungsbeschreibung für die Ausschreibung einer Studie zur Potentialerhebung von Kraft-Wärme-Kopplung in Nordrhein-Westfalen. Ausschreibung, Düsseldorf. Abgerufen von [http://www.energyregion.nrw.de/\\_database/\\_data/datainfopool/Anlage1\\_081119\\_Leistungsbeschreibung\\_Ausschreibung-Potenzialstudie\\_KWK-NRW.pdf](http://www.energyregion.nrw.de/_database/_data/datainfopool/Anlage1_081119_Leistungsbeschreibung_Ausschreibung-Potenzialstudie_KWK-NRW.pdf).
- EUtech (2008): NRW-Klima2020 - Beitrag Nordrhein-Westfalens zur Erreichung des nationalen Klimaschutzziels. Aachen: Fraktion Bündnis 90/Die Grünen im Landtag NRW.
- EWI (2010): Potenziale der Elektromobilität bis 2050 – Eine szenarienbasierte Analyse der Wirtschaftlichkeit, Umweltauswirkungen und Systemintegration. Köln.
- EWI; gws; prognos (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung (Nr. 12/10). Basel/Köln/Osnabrück.
- FFE (2007): Energiespeicher - Stand, Perspektiven und Wirtschaftlichkeit. Energiespeicher - Stand, Perspektiven und Wirtschaftlichkeit. Abgerufen Oktober 22, 2010 von <http://www.ffe.de/taetigkeitsfelder/ganzheitliche-energie-emissions-und-kostenanalysen/204>.
- FFE (2009): Energiezukunft 2050: Teil II - Szenarien (2. Aufl.). München. Abgerufen von [http://www.ffe.de/download/berichte/Endbericht\\_Energiezukunft\\_2050\\_Teil\\_I.pdf](http://www.ffe.de/download/berichte/Endbericht_Energiezukunft_2050_Teil_I.pdf).
- FNR (2007): Makroökonomische Effekte des Anbaus und der Nutzung von nachwachsenden Rohstoffen. Gülzow. Abgerufen von [http://www.fnr-server.de/ftp/pdf/literatur/pdf294\\_Makrooekonomie.pdf](http://www.fnr-server.de/ftp/pdf/literatur/pdf294_Makrooekonomie.pdf).
- FNR (2010): BMELV - Nachwachsende Rohstoffe - Zwei Millionen Hektar Anbaufläche im Jahr 2009. Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz. Abgerufen August 11, 2010 von <http://www.bmelv.de/SharedDocs/Standardartikel/Landwirtschaft/Bioenergie-NachwachsendeRohstoffe/NachwachsendeRohstoffe/NaWaRo2009Anbauflaeche.html>.
- Forsa (2009): Umfrage zum Thema "Erneuerbare Energien" 2009. forsa. Gesellschaft für Sozialforschung und statistische Analysen mbH.
- Forsa (2010): Umfrage zum Thema "Erneuerbare Energien" 2009 - Einzelauswertung Bundesländer. forsa. Gesellschaft für Sozialforschung und statistische Analysen mbH.
- Forschungsstelle für Umweltpolitik (2007): Zukünftiger Ausbau erneuerbarer Energien unter besonderer Berücksichtigung der Bundesländer (Endbericht für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit). Berlin.

- Fraunhofer Umsicht (2009): Kurzbroschüre Verbundprojekt Biogaseinspeisung. Oberhausen, Leipzig, Wuppertal, Bochum, Essen, Magdeburg, Trier: Bundesministerium für Bildung und Forschung. Abgerufen von [http://www.biogaseinspeisung.de/download/Kurzbroschuere\\_Biogaseinspeisung.pdf](http://www.biogaseinspeisung.de/download/Kurzbroschuere_Biogaseinspeisung.pdf).
- Fraunhofer-ISI (2009): ADAM 2-degree scenario for Europe–policies and impacts. Karlsruhe. Abgerufen von [http://cms.isi.fraunhofer.de/wDefault\\_1/OrgEinh-2/download-files/presseinfos08-09/project\\_ADAM.pdf?WSESSIONID=5e799760158adc8390d5a6631202634a](http://cms.isi.fraunhofer.de/wDefault_1/OrgEinh-2/download-files/presseinfos08-09/project_ADAM.pdf?WSESSIONID=5e799760158adc8390d5a6631202634a).
- FVEE (2009): Solarthermische Kraftwerke - Exportschlager ohne Heimatmarkt. Berlin.
- Greenpeace (2009): Klimaschutz: Plan B 2050 - Energiekonzept für Deutschland. Hamburg, Aachen. Abgerufen von [http://www.greenpeace.de/fileadmin/gpd/user\\_upload/themen/klima/Plan\\_B\\_2050\\_lang.pdf](http://www.greenpeace.de/fileadmin/gpd/user_upload/themen/klima/Plan_B_2050_lang.pdf).
- HMUELV (2009): Niedrigenergiehäuser. Wissenswerte Grundlagen zu Planung und Funktion. Wiesbaden.
- IEA (2007): Tracking Industrial Energy Efficiency and CO<sub>2</sub> Emissions. Paris.
- IEA (2008): World Energy Outlook 2008. Paris.
- IEA (2009): Energy Technology Transitions for Industry. Strategies for the Next Industrial Revolution. Paris.
- Ifeu; Wuppertal Institut (2007): Elektromobilität und Erneuerbare Energien (Arbeitspapier Nr. 5). Projekt "Energiebalance". Heidelberg, Wuppertal.
- Ifeu; Wuppertal Institut (2009): Energiebalance - Optimale Systemlösungen für erneuerbare Energien und Energieeffizienz (Endbericht Nr. FKZ 0327614). Heidelberg, Wuppertal. Abgerufen von [http://www.wupperinst.org/uploads/tx\\_wiprojekt/Energiebalance\\_Endbericht.pdf](http://www.wupperinst.org/uploads/tx_wiprojekt/Energiebalance_Endbericht.pdf).
- IG BCE (2008): Brancheninfo: Braunkohle. Klimapolitik gefährdet den Industriestandort Deutschland. IG BCE fordert: Die Braunkohle nicht aus dem Energiemix drängen. Abgerufen September 9, 2010 von [http://www.igbce.de/portal/binary/com.epicentric.contentmanagement.servlet.ContentDeliveryServlet/site\\_www.igbce.de/static\\_files/PDF-Dokumente/Branchen/f41b9085bd88f02fe16955cbc5bf21ca.pdf](http://www.igbce.de/portal/binary/com.epicentric.contentmanagement.servlet.ContentDeliveryServlet/site_www.igbce.de/static_files/PDF-Dokumente/Branchen/f41b9085bd88f02fe16955cbc5bf21ca.pdf).
- Institut für Gründungs- und Innovationsforschung; Wuppertal Institut (2010): Energiespeicher - Herausforderungen an Technologie und Entwicklung (Technologiebrief). Bizeps gazelle. Wuppertal.
- IPCC (2005): IPCC Special report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change. (B. Metz, O. Davidson, H. de Coninck, M. Loos, und L. Meyer, Hrsg.). Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA: Cambridge University Press.
- Janzing, B. (2010): Die Kraft auf Vorrat. Neue Energie - Das Magazin für erneuerbare Energien, (7)24-31.
- Koç, I. (2009): Verbesserte Wärmedämmung als wichtiges Element nachhaltiger Gebäudesanierung:

- Energie-Warmedämmung (Diplomarbeit). Norderstedt.
- Mäenpää, L.; Klauke, F.; Tigges, K.; Matsuda, J.; Kukoski, A.; Gaffoor, A. (2008): Material Aspects of a 700°C-Power Plant. Duisburg/Basking Ridge.
- Merkur (2009): Gegner warnen vor "Schweizer Käse". Abgerufen von <http://www.merkur-online.de/lokales/landkreis-starnberg/gegner-warnen-schweizer-kaese-524666.html>.
- Monopolkommission (2009): Sondergutachten 54. Strom und Gas 2009. Sondergutachten der Monopolkommission gemäß §62 Abs. 1 EnWG (Gutachten). Bonn.
- MWEBWV NRW (2010): Metallerzeugung und Metallbearbeitung. Branchenbetreuung der Stahl- und Metallindustrie. Abgerufen Oktober 4, 2010 von [http://www.mwme.nrw.de/branchen/Metallerzeugung\\_und\\_Metallbearbeitung/index.php#branchenlinks](http://www.mwme.nrw.de/branchen/Metallerzeugung_und_Metallbearbeitung/index.php#branchenlinks).
- MWME NRW (2008): Mit Energie in die Zukunft - Klimaschutz als Chance. Energie- und Klimaschutzstrategie Nordrhein-Westfalen. Düsseldorf.
- MWV (2010): MWV Mineralölzahlen. Abgerufen von [http://www.mwv.de/cms/front\\_content.php?idcat=10](http://www.mwv.de/cms/front_content.php?idcat=10).
- NABU (2010): Gebäudesanierung schafft Arbeitsplätze. Abgerufen November 19, 2010 von <http://www.nabu.de/themen/siedlungsentwicklung/wissen/oekonomie/>.
- Nova-Institut (2010): Entwicklung von Förderinstrumenten für die stoffliche Nutzung von nachwachsenden Rohstoffen in Deutschland (Kurzfassung). Hürth. Abgerufen von [http://www.nova-institut.de/download/Studie\\_Stofflich\\_Material](http://www.nova-institut.de/download/Studie_Stofflich_Material).
- NRW-SPD; Bündnis 90 / Die Grünen NRW (2010): Gemeinsam neue Wege gehen: Koalitionsvertrag. Düsseldorf. Abgerufen von [http://www.gruene.landtag.nrw.de/cms/default/dokbin/346/346937.der\\_rotgruene\\_koalitionsvertrag.pdf](http://www.gruene.landtag.nrw.de/cms/default/dokbin/346/346937.der_rotgruene_koalitionsvertrag.pdf).
- Öko-Institut (2008): GEMIS 4.5. Emissionsmodell integrierter Systeme. Software des Öko-Instituts. Freiburg, Darmstadt. Abgerufen von [www.gemis.de](http://www.gemis.de).
- Ortsverband Bündnis 90/Die Grünen Bad Säckingen (2010): Einwendung Pumpspeicherwerk Atdorf. Bad Säckingen. Abgerufen von [http://www.gruene-wt.de/fileadmin/gruene-waldshut/docs/Einwendung\\_OV\\_Bad\\_Saeckingen.pdf](http://www.gruene-wt.de/fileadmin/gruene-waldshut/docs/Einwendung_OV_Bad_Saeckingen.pdf).
- RWE (2010): RWE und RAG planen Windparks und Pumpspeicherkraftwerke auf Halden. Presse & News. 23.11.2010, Abgerufen November 25, 2010 von <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilung/?pmid=4005595>.
- Schumann, D.; Pietzner, K.; Esken, A. (2010): Umwelt, Energiequellen und CCS: Regionale Unterschiede und Veränderungen von Einstellungen der deutschen Bevölkerung. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 60(5)52 ff.
- Schweizer-Ries, P.; Rau, I.; Zoelner, J. (2010): Umweltpsychologische Untersuchung der Akzeptanz von Maßnahmen zur Netzintegration Erneuerbarer Energien in der Region Wahle – Mecklar (Niedersachsen und Hessen) (Abschlussbericht). Magdeburg: Forschungsgruppe

Umweltpsychologie an der OvGU Magdeburg.

- Shell Deutschland Oil GmbH (2009): Shell PKW-Szenarien bis 2030. Fakten, Trends und Handlungsoptionen für nachhaltige Auto-Mobilität. Hamburg.
- SRU (2005): Umwelt und Straßenverkehr. Hohe Mobilität – Umweltverträglicher Verkehr (Sondergutachten). Berlin.
- SRU (2007): Klimaschutz durch Biomasse (Sondergutachten). Berlin: Sachverständigenrat für Umweltfragen.
- SRU (2010): 100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar (Stellungnahme Nr. 15). Abgerufen von [http://www.umweltrat.de/cln\\_135/SharedDocs/Downloads/DE/04\\_Stellungnahmen/2010\\_05\\_Stellung\\_15\\_erneuerbareStromversorgung.html](http://www.umweltrat.de/cln_135/SharedDocs/Downloads/DE/04_Stellungnahmen/2010_05_Stellung_15_erneuerbareStromversorgung.html).
- Südkurier (2010): Bürgerinitiative ruft zu Demonstration gegen Pumpspeicherwerk auf. Abgerufen von <http://www.suedkurier.de/region/hochrhein/bad-saeckingen/Buergerinitiative-ruft-zu-Demonstration-gegen-Pumpspeicherwerk-auf;art372588,4590539>.
- Thomas, S. (2007): Aktivitäten der Energiewirtschaft zur Förderung der Energieeffizienz auf der Nachfrageseite in liberalisierten Strom- und Gasmärkten europäischer Staaten: Kriterien gestützter Vergleich der politischen Rahmenbedingungen (Nr. 13). Kommunalwirtschaftliche Forschung und Praxis. Frankfurt a.M.
- Töller, A. E. (2005): Energiepolitische Steuerung durch kooperatives Staatshandeln Eine Untersuchung zu den Entstehungsbedingungen der KWK-Vereinbarung zwischen der deutschen Energiewirtschaft und der Bundesregierung vom Juni 2001. FoJuS-Diskussionspapiere, 6/200535.
- TÜV Süd (2009): Pressemitteilung: Zeit ist reif für E-Mobilität. Vorstellung der Ergebnisse einer Untersuchung zur Beschleunigung des Durchbruchs der Elektrofahrzeugtechnologie in Deutschland. Abgerufen von [www.tuev-sued.de](http://www.tuev-sued.de).
- UBA (2001): Harnstoff (Endbericht). German Notes on BAT for the production of Large Volume Solid Inorganic Chemicals. Berlin.
- UBA (2005): Klimaschutz in Deutschland: 40%-Senkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2020 gegenüber 1990. Dessau.
- UBA (2007): Ermittlung der Potenziale für die Anwendung der Kraft-Wärme-Kopplung und der erzielbaren Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen einschließlich Bewertung der Kosten (Verstärkte Nutzung der Kraft- Wärme-Kopplung) (Forschungsbericht Nr. 10/07). Climate Change. Dessau-Roßlau. Abgerufen von <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3291.pdf>.
- UBA (2008a): Umweltschädliche Subventionen in Deutschland. Dessau-Roßlau.
- UBA (2008b): Vergleich der Emissionen einzelner Verkehrsträger im Personenverkehr. Dessau-Roßlau. Abgerufen von <http://www.umweltbundesamt.de/verkehr/verkehrstraeg/verkehrstraegervergleich.pdf>.
- UBA (2009): Strategien für einen nachhaltigen Güterverkehr. Dessau-Roßlau.
- UBA (2010): CO<sub>2</sub>-Minderung im Verkehr in Deutschland. Mögliche Maßnahmen und ihre



Minderungspotentiale. Dessau.

ULCOS (2010): Forschung. Abgerufen September 9, 2010 von <http://www.ulcos.org/de/research/home.php>.

Umweltministerium Schleswig-Holstein (2003): Umweltverträglichkeit von Dämmstoffen. Kiel.

VCI (2009): Chemiewirtschaft in Zahlen Ausgabe 2009 (Geschäftsbericht). Frankfurt.

VCI; Dechema (2009): Verwertung und Speicherung von CO<sub>2</sub> - Positionspapier. Frankfurt a.M.

VDMA Power Systems (2009): Die Windindustrie in Deutschland - Wirtschaftsreport 2009 (Wirtschaftsreport). Berlin.

VGB Power Tech (2004): Konzeptstudie Referenzkraftwerk Nordrhein-Westfalen (RKW NRW): Förderkennzeichen 85.65.69.-T-138. Essen.

World Energy Council (2009): Survey of Energy Resources. Interim Update. London.

Wuppertal Institut (2006): Optionen und Potenziale für Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen. Kurzfassung (Endbericht im Auftrag der E.ON AG). Wuppertal. Abgerufen von [http://www.wupperinst.org/uploads/tx\\_wiprojekt/EE\\_EDL\\_Final\\_short\\_de.pdf](http://www.wupperinst.org/uploads/tx_wiprojekt/EE_EDL_Final_short_de.pdf).

Wuppertal Institut (2007): Kurzexpertise zur ländervergleichenden Analyse unterschiedlicher infrastruktureller und energiewirtschaftlicher Voraussetzungen zur Nutzung dezentraler Kraft-Wärme-Kopplung. Wuppertal.

Wuppertal Institut (2009a): Energiewirtschaftliche, strukturelle und industriepolitische Analyse der Nachrüstung von Kohlekraftwerken mit einer CO<sub>2</sub>-Rückhaltung in NRW (Abschlussbericht 132/41808012 an das Forschungszentrum Jülich GmbH). Wuppertal.

Wuppertal Institut (2009b): Wissenschaftliche Begleitung Klimaschutzkonzept "Energie & Klima 2020" der RheinEnergie AG (Projektbericht). Wuppertal.

Wuppertal Institut (2010a): Potenziell treibende Kräfte und potenzielle Barrieren für den Ausbau erneuerbarer Energien aus integrativer Sichtweise (Endbericht). Wuppertal. Abgerufen von [http://www.wupperinst.org/uploads/tx\\_wiprojekt/driving-forces-final\\_de.pdf](http://www.wupperinst.org/uploads/tx_wiprojekt/driving-forces-final_de.pdf).

Wuppertal Institut (2010b): Klimaschutz NRW 2020+ (2050). Handlungsoptionen und Handlungsnotwendigkeiten (Zwischenbericht). Wuppertal.

Wuppertal Institut; Ruhr-Universität Bochum (2008): Verwendung von CO<sub>2</sub> unter besonderer Berücksichtigung des Methanolweges (Unveröffentlicht). Wuppertal, Bochum.

Wuppertal Institut; RWI (2008): Nutzungskonkurrenzen bei Biomasse - Auswirkungen der verstärkten Nutzung von Biomasse im Energiebereich auf die stoffliche Nutzung in der Biomasse verarbeitenden Industrie und deren Wettbewerbsfähigkeit durch staatlich induzierte Förderprogramme. Wuppertal, Essen. Abgerufen von [http://www.wupperinst.org/uploads/tx\\_wiprojekt/nutzungskonkurrenzen-bei-biomasse.pdf](http://www.wupperinst.org/uploads/tx_wiprojekt/nutzungskonkurrenzen-bei-biomasse.pdf).

WWF (2009): Modell Deutschland - Klimaschutz bis 2050. Vom Ziel her denken. Basel/Berlin.