

Niedersächsisches Ministerium  
für Umwelt und Klimaschutz

Kommission der Niedersächsischen Landesregierung  
6. Regierungskommission  
Energie- und Ressourceneffizienz

# Abschlussbericht des Arbeitskreises „Emissionsrechtehandel“



**Niedersachsen**

# Inhaltsverzeichnis

	Seite
1. Einleitung	3
2. Aufgaben und Ziele	3
3. Vorgehensweise	4
4. Ergebnisse	4
I. „Empfehlungen zur Änderung des Entwurfs der Emissionshandelsrichtlinie vom 23.01.2008“	4
II. Analyse der Auswirkungen der 2. Emissionshandelsperiode und der Änderungsrichtlinie zum Emissionshandel auf niedersächsische Betriebe	7
III. Thesenpapier mit Vorschlägen zur Konkretisierung des Artikels 10a Abs. 6 der Emissionshandelsrichtlinie	9
IV. Thesenpapier mit Vorschlägen zur weiteren Ausgestaltung des Emissionshandels und von Benchmarks	10
V. Diskussionspapier zur Abscheidung und geologische Speicherung von Kohlendioxid - CCS	11
5. Anhänge	17
5.1 Mitgliederverzeichnis	17



# 1. Einleitung

Die Niedersächsische Landesregierung hat im August 2007 die Einrichtung der 6. Regierungskommission „Energie- und Ressourceneffizienz“ beschlossen. Damit wurde die als sehr erfolgreich bewertete Arbeit der bisherigen fünf Regierungskommissionen fortgeführt.

Aufgabe der 6. Regierungskommission war es, die Niedersächsische Landesregierung hinsichtlich ihrer Strategien zum Thema „Energie- und Ressourceneffizienz“ zu beraten und Empfehlungen an Politik und Wirtschaft abzugeben. Sie sollte die Praxiserfahrung der niedersächsischen Wirtschaft zu konkreten Problem- und Fragestellungen in den europäischen Wettbewerb um die Lösung von Umweltproblemen einbringen. Im Mittelpunkt stand dabei die nachhaltige Stärkung des Standortes Niedersachsen und in diesem Zusammenhang die Unterstützung der den Standort prägenden kleinen und mittleren Unternehmen.

Die 6. Regierungskommission hat zur Umsetzung ihres Auftrages fünf Arbeitskreise zu folgenden Themenfeldern eingerichtet:

- Europäische Chemikalienpolitik
- Elektrogeräte und Produktverantwortung
- Emissionsrechtehandel
- Flächenverbrauch und Bodenschutz
- Energie- und Ressourceneffizienz.

Weiterhin hat sich die Regierungskommission mit dem strategischen Thema „Weiterentwicklung der Produktverantwortung“ befasst.

Die besondere Aufgabenstellung erforderte einen breiten gesellschaftlichen Konsens. In der Kommission sowie in den Arbeitskreisen waren die folgenden Gruppierungen vertreten:

- Wirtschaft (Industrie, Handel, Handwerk, Wirtschaftsverbände)
- Gewerkschaften
- Wissenschaft
- Umweltverbände
- Kommunale Spitzenverbände
- Verwaltung (Niedersächsische Staatskanzlei, Niedersächsische Ministerien, Landwirtschaftskammer, Umweltbundesamt u. a.)
- Stiftungen (Deutsche Bundesstiftung Umwelt).

Die Ergebnisse und Empfehlungen der 6. Regierungskommission wurden in Abschlussberichten der einzelnen Arbeitskreise sowie in einem Gesamtabchlussbericht dokumentiert.

# 2. Aufgaben und Ziele

Die 6. Regierungskommission hat am 05.12.2007 vorbehaltlich der Entscheidung der Umweltverbände, die Einrichtung einer Arbeitsgruppe „Emissionsrechtehandel“ beschlossen. In drei Sitzungen hat die Arbeitsgruppe die in Ziffer I. aufgeführten sieben Empfehlungen zur Änderung des Entwurfs der Emissionshandelsrichtlinie vom 23.01.2008 verabschiedet. Die sieben Vorschläge wurden am 02.10.2008 mit einem Schreiben von Herrn Umweltminister Hans-Heinrich Sander an die deutschen Abgeordneten des Ausschusses für Umweltfragen, Volksgesundheit und Lebensmittelsicherheit des Europäischen Parlaments gesandt. Darüber hinaus bildeten die Vorschläge 1 bis 6 der o. g. Arbeitsgruppe die Basis für entsprechende Anträge Niedersachsens im Bundesratsverfahren zum Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Verbesserung und Ausweitung des EU-Systems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten (Änderung der Emissionshandelsrichtlinie) und dienten damit der Umsetzung von Arbeitsauftrag 1.

In der zweiten Sitzung der 6. Regierungskommission am 08.05.2008 wurde beschlossen, den Arbeitskreis „Emissionsrechtehandel“ zu gründen und diesem Arbeitskreis folgenden Arbeitsauftrag zu erteilen:

1. Erarbeitung weiterer Stellungnahmen im Rahmen des laufenden Rechtsetzungsverfahrens zur Änderung/ Neufassung der Emissionshandelsrichtlinie
2. Analyse der Auswirkungen des 2. Zuteilungsverfahrens/ der 2. Emissionshandelsperiode auf niedersächsische Betriebe
3. Untersuchung der Auswirkungen des Emissionshandels auf die Strompreisentwicklung
4. Untersuchung der Auswirkungen geplanten Änderungen der Emissionshandelsrichtlinie auf niedersächsische Betriebe
5. Begleitung der Umsetzung der Emissionshandelsrichtlinie in nationales Recht
6. Abscheidung und dauerhafte geologische Speicherung von Kohlendioxid (carbon capture and storage - CCS): rechtlicher und technischer Rahmen, Probleme und Risiken, Genehmigung und Überwachung, Betreiber, Aufgaben- und Rollenverteilung, Speicherkapazitäten, CO<sub>2</sub>-Transport etc.
7. Entwicklung von Strategien und Konzepten zur Optimierung und Vereinfachung des Verwaltungsvollzugs für die 3. Emissionshandelsperiode.

Seit diesem Beschluss haben auch die Umweltverbände in diesem Arbeitskreis mitgearbeitet und die Ergebnisse maßgeblich mitbestimmt.

### 3. Vorgehensweise

Der Arbeitskreis „Emissionsrechtehandel“ und Unterarbeitsgruppen dieses Arbeitskreises (UAGs) führten folgende Sitzungen und Telefonschaltkonferenzen durch:

Sitzungen des Arbeitskreises:

Elf (09.06., 26.08., 23.09.2008, 28.05., 18.08., 30.10.2009, 02.03., 08.06., 26.10.2010, 21.03., 08.04.2011)

Sitzungen der UAG „Analysebericht“:

Drei (02.10., 05.11.2008, 20.06.2009)

Sitzung der UAG „Strompreiskompensation“:

Eine (17.09.2009)

Telefonschaltkonferenz zu „Strompreiskompensation“:

Eine (21.10.2009)

Sitzung der UAG „Benchmarks“:

Eine (10.02.2010)

Telefonschaltkonferenzen der UAG „Benchmarks“:

Vier (04.03.2010, 11.03.2010, 18.03.2010, 15.04.2010)

Telefonschaltkonferenz zur Kommissionsentscheidung

„Benchmarks“:

Eine (02.11.2010)

Sitzungen der UAG „CCS“:

Vier (09.11.2010, 29. 11. 2010, 11.01.2011, 27.01.2011)

Telefonschaltkonferenz der UAG „CCS“:

Drei (11.02., 23.02., 25.02.2011)

### 4. Ergebnisse

Durch den Arbeitskreis „Emissionsrechtehandel“ wurde zunächst eine „Analyse der Auswirkungen der 2. Emissionshandelsperiode und der Änderungsrichtlinie zum Emissionshandel auf niedersächsische Betriebe“ durchgeführt. Ergänzend zu dieser Analyse wurden in der Folgezeit das „Thesenpapier mit Vorschlägen zur Konkretisierung des Artikels 10a Abs. 6 der Emissionshandelsrichtlinie“ und das „Thesenpapier mit Vorschlägen zur weiteren Ausgestaltung des Emissionshandels und von Benchmarks“ erarbeitet. Der Abschlussbericht der Analyse und die beiden Thesenpapiere dokumentieren die Ergebnisse der Arbeitsaufträge 2 bis 4 und 7. Der Abschlussbericht der Analyse und die beiden Thesenpapiere wurden mit Schreiben von Herrn Umweltminister Hans-Heinrich Sander am 13.07.2010 an die EU-Kommissarin Connie Hedegaard (Klimaschutz), die EU-Kommissare Oettinger (Energie) und Potocnik (Umwelt), die Bundesminister Brüderle und Dr. Röttgen, an alle niedersächsischen Mitglieder des europäischen Parlaments, an die Mitglieder des Ausschusses für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit des Deutschen Bundestages und an die Mitglieder der Umweltministerkonferenz gesandt und haben breite Beachtung gefunden.

In den Sitzungen des Arbeitskreises „Emissionsrechtehandel“ wurden darüber hinaus Eckpunkte für die Stellungnahmen zum „Entwurf eines Gesetzes zur Anpassung der Rechtsgrundlagen für die Fortentwicklung des Emissionshandels“ und zum „Entwurf einer Opt-out-Regelung für Kleinanlagen“ abgestimmt. Die Stellungnahmen des Niedersächsischen Ministeriums für Umwelt und Klimaschutz zu diesen Novellen des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes dienen ferner der Erfüllung des Arbeitsauftrages 1.

Das Thema Carbon Dioxide Capture and Storage (Abscheidung und geologische Speicherung von Kohlendioxid, kurz CCS) wird derzeit in verschiedenen Zusammenhängen intensiv und teilweise sehr kontrovers diskutiert. Der Arbeitskreis erstellte als Beitrag zur weiteren politischen Debatte um diesen Themenkomplex ein Diskussionspapier, das fachliche Fragen rund um die CCS-Einlagerung selbst in den Mittelpunkt stellt und dabei versucht, Antworten auf die Fragen zu geben: „Was wäre zu beachten und was wäre zu klären, bevor CCS realisiert werden könnte?“

Die Ergebnisse des Arbeitskreises im Einzelnen sind:

## I. Empfehlungen zur Änderung des Entwurfs der Emissionshandelsrichtlinie vom 23.01.2008

1. Kleinf Feuerungsanlagen mit Emissionen von weniger als 25.000 t CO<sub>2</sub> pro Jahr sollten aus dem Anwendungsbereich der Emissionshandelsrichtlinie herausgenommen werden. Eine in Niedersachsen durchgeführte Untersuchung belegt eindeutig, dass Branchen bzw. Unternehmen mit einer geringen Anzahl an Emissionsberechtigungen überproportional durch die mit dem Emissionshandel verbundenen administrativen Kosten belastet werden. Bei Zuteilungsmengen unterhalb von 50.000 Emissionsberechtigungen pro Jahr resultieren durch das umweltpolitische Instrument Emissionshandel für die Unternehmen betriebswirtschaftliche Belastungen, bei denen die Verhältnismäßigkeit zwischen Kosten und Nutzen in besonderer Weise in Frage zu stellen ist. Bei sehr kleinen Betrieben, z. B. der keramischen Industrie, erreichen die spezifischen Kosten bezogen auf eine Emissionsberechtigung 2,57 € im Vergleich zu 0,06 € in der Energiewirtschaft. Bei einem Schwellenwert von 25.000 t CO<sub>2</sub> würden sowohl kleine Betriebe als auch die Verwaltung deutlich entlastet. Da für diese Betriebe in der Regel die Betreiberpflicht zum effizienten Energieeinsatz der EU-RL über die integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung greift und diese Anlagen bereits Anforderungen zur CO<sub>2</sub>-Emissionsminderung unterliegen, ist der in Artikel 27 vorgesehene, sehr bürokratische, einzelfallbezogene Weg der Entlassung aus dem Emissionshandelssystem durch die Mitgliedstaaten nicht erforderlich. Dies wäre ein wichtiger Beitrag zur Entbürokratisierung ohne, den Klimaschutz in Frage zu stellen.
2. Für energieintensive Industriebranchen im internationalen Wettbewerb (z. B. chemische- keramische Papier-, Eisen- und Stahlindustrie) sollte eine kostenfreie Zuteilung auf der Basis von EU-weiten Benchmarks auch nach 2012 erfolgen. Den vorgesehenen Regelungen in Artikel 10 und Artikel 10 a zur Versteigerung bzw. kostenfreien Zuteilung von Zertifikaten fehlt es an Transparenz, Verbindlichkeit und Eindeutigkeit. Die konkreten Zuteilungsregeln und die Ausnahmen von der schrittweisen Abschaffung der kostenfreien Zuteilung für besonders energieintensive Industriebranchen im internationalen Wettbewerb sollen erst sehr spät (2010/2011) und lediglich im Komitologie-Verfahren festgelegt werden. Die Zuteilungs- und Ausnahmeregelungen bedürfen einer kurzfristigen und verbindlichen Konkretisierung im Richtlinienentwurf selbst bzw. in einem Verfahren der Mitentscheidung spätestens im Jahr 2010.
3. Die in der Emissionshandelsrichtlinie vorgesehene jährliche Verringerung der Emissionszertifikate sollte sich an dem technisch möglichen Minderungspotenzial der unter das Emissionshandelssystem fallenden Tätigkeiten/ Industriebranchen orientieren. Das produzierende Gewerbe hat nicht die gleichen technischen Möglichkeiten zur Emissionsreduktion wie der Energieerzeugungssektor. Das Kriterium gemäß Anhang III, Nr. 3 der geltenden Richtlinie hat sich bewährt und sollte auch zukünftig bei der Festlegung von Zuteilungsmengen berücksichtigt werden.
4. Die in Artikel 9 des Richtlinienentwurfs vorgesehene lineare Verringerung der Emissionshandelszertifikate ab 2013 um jährlich 1,74 % wurde auf der Basis eines CO<sub>2</sub>-Reduktionsziels durch das EU-Emissionshandelssystem um 21 % bezogen auf das Referenzjahr 2005 festgelegt. Das Referenzjahr 2005 benachteiligt Deutschland und sollte abgelehnt werden. Mit diesem Referenzjahr werden Mitgliedstaaten, die ihre Emissionen im Hinblick auf die Reduktionsziele des Kyoto-Protokolls bzw. des EU burden sharings bis 2005 bereits erheblich reduziert haben („early actions“) gegenüber den Mitgliedstaaten benachteiligt, die bis zu diesem Zeitpunkt keine oder zu geringe Anstrengungen unternommen haben. Die Minderungsverpflichtungen im Hinblick auf das Reduktionsziel für das Jahr 2020 sollten auf der Basis der CO<sub>2</sub>-Emissionen des Jahres 1990 festgelegt werden.
5. Die in Artikel 11 a des Richtlinienentwurfs vorgesehene Begrenzung der Nutzungsmöglichkeiten von Gutschriften (ERU/ CER) aus projektbasierten Mechanismen ist kontraproduktiv im Hinblick auf das Ziel eines kosteneffizienten Klimaschutzes. Die Möglichkeiten zur Nutzung von CER und ERU aus Projektmaßnahmen sollten weniger stark eingeschränkt werden.
6. Die in Artikel 28 vorgesehenen Festlegungen zu Anpassungen von Regelungsinhalten der Emissionshandelsrichtlinie nach Abschluss eines internationalen Klimaschutzübereinkommens sind in ihrer Zielsetzung zu weitreichend und zum jetzigen Zeitpunkt verfrüht und sollten zurzeit noch nicht umgesetzt werden. Entsprechende Anpassungen können nur vor dem Hintergrund der konkreten Regelungen in dem internationalen Übereinkommen sachgerecht und zielführend festgelegt werden.
7. Je höher der Anteil der Emissionsberechtigungen wird, die versteigert werden, desto mehr können Emissionsberechtigungen zum Gegenstand von Spekulationen werden. Finanzkräftige Unternehmen könnten frühzeitig große Mengen an Emissionsberechtigungen ersteigern, künstlich den Anbietermarkt verknappten und Preise hochtreiben. In den einschlägigen Regelwerken sollten Versteigerungsmechanismen implementiert werden, die einen Missbrauch verhindern.

## II. Analyse der Auswirkungen der 2. Emissionshandelsperiode und der Änderungsrichtlinie zum Emissionshandel auf niedersächsische Betriebe

In Niedersachsen waren in der ersten Handelsperiode 195 Anlagen vom Emissionshandel betroffen. In der zweiten Emissionshandelsperiode wurden an 185 von 186 Anlagen Emissionsberechtigungen zugeteilt. Im Rahmen der Befragung Niedersächsischer Unternehmen von Juli bis September 2008 zur Zuteilung von Emissionsberechtigungen wurden Daten von 50 Anlagen, die sich auf 27 Unternehmen verteilen, erhoben. Das entspricht ca. 29 % der Anlagen, die in Niedersachsen vom Emissionshandel betroffen sind und 57 % der in Niedersachsen zugeteilten Emissionsberechtigungen. Folgende Branchen haben die erbetenen Daten zur Verfügung gestellt:

- Energiewirtschaft: 10 Anlagen
- Glasindustrie: 1 Anlage
- Keramische Industrie: 9 Anlagen
- Zuckerindustrie: 8 Anlagen
- Papierindustrie: 8 Anlagen
- Chemieindustrie: 7 Anlagen
- Stahlindustrie: 7 Anlagen.

Die 186 emissionshandelspflichtigen Anlagen in Niedersachsen verteilen sich im Hinblick auf die jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen wie folgt:

< 10.000 t CO <sub>2</sub> /a:	48 Anlagen 0,6 % des nds. Emissionsvolumens
10.000 t CO <sub>2</sub> /a bis < 20.000 t CO <sub>2</sub> /a:	36 Anlagen 1,7 % des nds. Emissionsvolumens
20.000 t CO <sub>2</sub> /a bis < 25.000 t CO <sub>2</sub> /a:	16 Anlagen 1,3 % des nds. Emissionsvolumens
25.000 t CO <sub>2</sub> /a bis < 30.000 t CO <sub>2</sub> /a:	7 Anlagen 0,6 % des nds. Emissionsvolumens
30.000 t CO <sub>2</sub> /a bis < 50.000 t CO <sub>2</sub> /a:	30 Anlagen 3,5 % des nds. Emissionsvolumens
> 50.000 t CO <sub>2</sub> /a:	49 Anlagen 92,3 % des nds. Emissionsvolumens.

Im Vergleich zur 1. Handelsperiode ist die Anzahl der vom Emissionshandel in der 2. Handelsperiode betroffenen Anlagen ca. 5 Prozent niedriger. Dies ist z. B. auf Stilllegungen von Anlagen in der Zucker- und der chemischen Industrie zurückzuführen. Den an der Befragung teilgenommenen niedersächsischen Betrieben wurden in der 1. Handelsperiode ca. 20 Mio. Emissionsberechtigungen pro Jahr zugeteilt, während in der 2. Handelsperiode der Wert 18,5 Mio. betrug. Im Vergleich zur 1. Handelsperiode wurden diesem Kollektiv in der 2. Handelsperiode 7,5 % weniger CO<sub>2</sub>-Zertifikate zur Verfügung gestellt. Den Betrieben der Energiewirtschaft wurden für die 2. Handelsperiode im Vergleich zur 1. Handelsperiode jährlich ca. 3,2 Mio. Emissionsberechtigungen weniger zugeteilt, das entspricht einer Reduktion um ca. 31 %. Den Anlagen der übrigen o. g. Branchen wurden in der 1. Handelsperiode ca. 9 Mio. Emissionsberechtigungen zugeteilt. In der 2. Handelsperiode erhielten diese Branchen ca. 11 Mio. Emissionsberechtigungen. Dies ist ausschließlich darauf zurückzuführen, dass in der Stahlindustrie die Emissionsberechtigungen für Emissionen aus sogenannten Kuppelgasen den industriellen Mutteranlagen (z. B. Hochöfen) und nicht mehr den die Kuppelgase nutzenden Kraftwerken zugeordnet werden (siehe auch § 11 ZuG 2012).

### Schlussfolgerung:

Die Zielvorgabe der Bundesregierung, primär im Energiesektor eine erhebliche Reduzierung bei der Zuteilungsmenge zu bewirken, wurde erreicht. Für die Energiewirtschaft resultiert ein erheblicher Zukaufsbedarf. Um die Stromversorgung im gleichen Umfang wie bisher sicherzustellen, bedeutet dies, dass die Energiewirtschaft in erheblichem Umfang Emissionsberechtigungen erwerben oder alternativ Minderungsmaßnahmen durchführen muss. Die Ausstattung mit Emissionsberechtigungen im produzierenden Gewerbe ist im Vergleich zur ersten Handelsperiode geringer. Über die Standardfaktoren hinausgehende Kürzungen erfolgten nicht.

Das Instrument „Emissionshandel“ ist im Vergleich zur ersten Handelsperiode transparenter, unbürokratischer und einfacher geworden.

### Zuteilungskategorien in der 2. Handelsperiode

Bei 17 der 50 befragten Anlagen kam bei der Zuteilung von Emissionsberechtigungen die Kleinanlagen-Privilegierung zur Anwendung, d. h. es gab keine Kürzungen im Hinblick auf die bei der Deutschen Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (DEHSt) beantragten und von dieser anerkannten Zuteilungsmengen. Bei 17 weiteren Anlagen erfolgte die Zuteilung auf der Basis von Benchmarks und bei 16 Anlagen auf der Grundlage historischer Emissionen. Für die letztgenannte Anlagengruppe kam ein Erfüllungsfaktor von 0,9875 zur Anwendung, d. h. die anerkannten CO<sub>2</sub>-Emissionen wurden um 1,25 % gekürzt.

Bei Anlagen der Energiewirtschaft, bei denen Emissionsberechtigungen auf der Basis von Benchmarks zugeteilt wurden, resultierten Kürzungen von bis zu 37 %, bezogen auf die in der 1. Handelsperiode zugeteilten Emissionsmengen.

### Schlussfolgerung:

Bei Kleinanlagen gab es keine oder nur geringe Kürzungen der Zuteilungsmenge. Dagegen kam es bei Anlagen der Energiewirtschaft zu den stärksten Kürzungen.

### Zukauf/ Verkauf von Emissionsberechtigungen in der 1. Handelsperiode (2005 bis 2007)

Im Rahmen der Befragung niedersächsischer Unternehmen im Jahr 2005 zu den Auswirkungen der 1. Handelsperiode auf die Betriebe haben von den 51 Befragten 15 Anlagenbetreiber (ca. 29 %) angegeben, sie müssten Emissionsberechtigungen zukaufen, während 12 Betreiber (23 %) die Vermutung geäußert hatten, sie könnten Emissionsberechtigungen verkaufen. Die übrigen Anlagenbetreiber sahen sich seinerzeit nicht im Stande, eine belastbare Einschätzung abzugeben.

Bei der Befragung im Jahr 2008 haben von 50 Anlagenbetreibern, die an der Erhebung teilgenommen haben, 25 Betreiber mitgeteilt, dass sie Emissionsberechtigungen haben zukaufen müssen. Die Anzahl der Betriebe, die Zukäufe tätigen müssen, ist damit deutlich höher ausgefallen als von den Betrieben im Jahr 2005 selbst prognostiziert wurde. Ein besonders hoher Zukaufsbedarf ergab sich in der chemischen Industrie und der Energiewirtschaft. Die an der Erhebung teilnehmenden Betriebe der chemischen Industrie und der Energiewirtschaft mussten bezogen auf die

zugeteilten Emissionsmengen zusätzlich 7 Prozent bzw. 5 Prozent an Emissionsberechtigungen erwerben. In den übrigen Branchen, z. B. Keramik und Papier, bestand kein oder nur ein geringer Zukaufsbedarf.

Aus der Datenerhebung im Jahr 2008 bei den 50 Anlagenbetreibern resultierte in der Summe in der 1. Handelsperiode ein Zukaufsbedarf an Emissionsberechtigungen in Höhe von ca. 500.000 t/a. Diese Angaben beziehen sich auf Anlagen, die zusammengekommen eine Zuteilungsmenge von ca. 20 Mio. Emissionsberechtigungen repräsentieren. Die gesamte Zuteilungsmenge für niedersächsische Betriebe betrug in der 1. Handelsperiode ca. 35 Mio. Emissionsberechtigungen pro Jahr. Hochgerechnet auf alle niedersächsischen Anlagen ergab sich danach ein jährlicher Zukaufsbedarf von ca. 900.000 Emissionsberechtigungen. Unter Zugrundelegung eines Marktpreises von 15 € für eine Emissionsberechtigung resultiert eine jährliche Belastung für alle Unternehmen, die Emissionsberechtigungen zukaufen mussten, von ca. 13,5 Mio. €. Der Marktpreis schwankte in der ersten Handelsperiode zwischen 35 und 0,02 €. Bezogen auf die dreijährige Handelsperiode resultierte allein durch den erforderlichen Zukauf von Emissionsberechtigungen eine Belastung von ca. 40 Mio. € für die niedersächsischen Unternehmen. Handelsgewinne und Marktlangengewinne aus der überwiegend kostenfreien Zuteilung wären dieser Belastung gegenzurechnen, wurden jedoch nicht abgefragt.

#### Schlussfolgerung:

Die ursprüngliche Einschätzung der Anlagenbetreiber zum Zukaufsbedarf und die tatsächlich in der ersten Handelsperiode eingetretene Situation weichen erheblich voneinander ab. Rund die Hälfte aller Anlagen – und damit deutlich mehr als in 2005 prognostiziert – haben zukaufen müssen.

#### Erwarteter Zukauf/Verkauf von Emissionsberechtigungen in der 2. Handelsperiode

In der 2. Handelsperiode resultiert bei den Betrieben der Energiewirtschaft, die an der Befragung teilgenommen haben, auf der Grundlage des prognostizierten Zukaufbedarfs eine Unterdeckung von ca. 44 %. Das bedeutet, dass bei diesen Betrieben im Vergleich zu den kostenlos zugeteilten Emissionsberechtigungen eine fast gleich große Menge in der 2. Handelsperiode zugekauft werden muss oder entsprechende Minderungsmaßnahmen ergriffen werden müssen. Aus den Daten der an der Erhebung teilnehmenden Anlagen resultiert in der Summe ein Bedarf zum Kauf von Emissionsberechtigungen in Höhe von jährlich ca. 3,2 Mio. Emissionsberechtigungen. Diese Angaben beziehen sich auf Anlagen, die zusammengekommen eine Zuteilungsmenge von jährlich ca. 7,5 Mio. Emissionsberechtigungen repräsentieren. Die gesamte jährliche Zuteilungsmenge aller niedersächsischen Betriebe beträgt in der 2. Emissionshandelsperiode ca. 33 Mio. Emissionsberechtigungen. Ca. 2/3 dieser Menge, d. h. ca. 22 Mio. Emissionsberechtigungen, sind der niedersächsischen Energiewirtschaft zuzurechnen. Daraus resultiert hochgerechnet auf alle Anlagen der Energiewirtschaft ein jährlicher Zukaufsbedarf von ca. 9,5 Mio. Emissionsberechtigungen. Auf der Basis des aktuellen Marktpreises für eine Emissionsberechtigung (ca. 20 € am 30.10.2008, EEX Leipzig) resultieren pro Jahr Kosten von 190 Mio. € für die Betriebe der Energiewirtschaft. Bezogen auf die gesamte Handelsperiode resultieren Kosten von ca. einer Milliarde €. Im Vergleich zur ersten Handelsperiode hat sich der Zukaufsbedarf an Emissionsberechtigungen bei der Energiewirtschaft von 5 % auf 45 % erhöht.

Die übrigen o. g. Branchen sahen sich bisher nicht in der Lage, belastbare Einschätzungen im Hinblick auf Zukaufsbedarf bzw. Verkaufsmöglichkeiten der zugeteilten Emissionsberechtigungen abzugeben. Handelsgewinne und windfall profits aus der überwiegend kostenfreien Zuteilung wären dieser Belastung gegenzurechnen, wurden jedoch nicht abgefragt.

#### Schlussfolgerung:

Die Systembedingungen der zweiten Handelsperiode bei reduziertem Cap unter Annahme eines gleichbleibenden wirtschaftlichen Umfelds werden bedingt durch die Verknappung an CO<sub>2</sub>-Emissionsrechten zu einem weiteren Anstieg bei den Strompreisen führen. Über die Möglichkeit der Kostenwälzung lassen sich keine allgemeinen Schlussfolgerungen ziehen.

#### Administrative Kostenbelastung durch den Emissionshandel in der 2. Handelsperiode

Im Rahmen der Datenerhebung 2008 wurden zur Ermittlung der Kostenbelastung der Unternehmen durch die mit dem Emissionshandel verbundenen administrativen Kosten die folgenden Kostenpositionen erhoben: Kosten für Antragstellung, Verifizierung des Antrags, Gebühren für Zuteilungsbescheid, jährliche Kosten als Emissionshandelsteilnehmer (Monitoring), Erstellung des Emissionsberichtes und die Verifizierung, ggf. sonstige Kosten (diese waren näher zu erläutern).

Bei Unternehmen mit mehreren Anlagen, bei denen keine anlagenspezifischen Daten zur Kostenbelastung vorlagen, wurden die angegebenen Kosten auf die für das gesamte Unternehmen zugeteilten Emissionsberechtigungen bezogen. In der Mehrzahl der Fälle wurde die Kostenbelastung auf die einzelnen Anlagen bezogen ermittelt.

Die Bandbreite der jährlichen administrativen Kosten pro Anlage/ Unternehmen lag zwischen 144.920,00 € (Energiewirtschaft) und 1.600,00 € (keramische Industrie). Die Bandbreite der pro Anlage zugeteilten Emissionsberechtigungen lag zwischen ca. 1.900.000 EB (Energiewirtschaft) und ca. 4.500 EB (keramische Industrie).

Die Bandbreite der jährlichen relativen Kosten für eine Anlage/ ein Unternehmen, bezogen auf die Kosten pro Emissionsberechtigung, lag zwischen 0,029 €/EB (Energiewirtschaft) und 1 €/EB (keramische Industrie).

Für die einzelnen Branchen ergaben sich folgende spezifische Kosten pro Jahr:

Energiewirtschaft:	0,029 bis 0,0872 €/EB
Glas:	0,67 €/EB
Keramik	0,2 – 1 €/EB
Papier:	0,078 – 0,5612 €/EB
Chemie:	0,078 – 0,75 €/EB
Stahl:	0,04 – 0,1869 €/EB.



Bei einer Anlage lagen die spezifischen Kosten bei 1,00 €. Diesem Unternehmen wurden für die 2. Handelsperiode ca. 6.400 EB/a zugeteilt. Bei 6 Anlagen sind die spezifischen Kosten höher als 0,50 €/EB. Die keramische Industrie ist in dieser Rubrik überproportional vertreten (Keramik: 3, Glas: 1, Chemie: 1, Papier: 1). Diese Anlagen haben alle eine Zuteilungsmenge deutlich unter 20.000 EB/a. Je geringer die zugeteilte Menge, umso höher die spezifischen Kosten des Emissionshandels. Die Branchen mit einer geringen Anzahl an EB werden überproportional durch die mit dem Emissionshandel verbundenen administrativen Kosten belastet. Im Vergleich zur 1. Handelsperiode haben sich insbesondere bei den Unternehmen/ Anlagen, bei denen weniger als 20.000 EB/a zugeteilt wurden, die administrativen Kosten für den Emissionshandel etwas verringert.

In den Geltungsbereich der Emissionshandelsrichtlinie fallen Betriebe mit sehr unterschiedlichen Jahresumsätzen: Der geringste Jahresumsatz eines Unternehmens belief sich auf ca. 2 Mio. € (keramische Industrie, Zuteilungsmenge ca. 4.500 EB/a, spezifische Kosten 0,747 €/EB). Der höchste Jahresumsatz eines Unternehmens belief sich auf mehr als 3 Mrd. € (Energiewirtschaft, Zuteilungsmenge 4,9 Mio. EB/a, spezifische Kosten 0,0296 €/EB). Bei dem Unternehmen mit dem höchsten Jahresumsatz in 2007 und jährlichen administrativen Kosten von 145.000 € haben diese Kosten einen Anteil von 0,0048 % am Jahresumsatz. Bei dem Unternehmen mit dem niedrigsten Umsatz in 2007 (2 Mio. €) und Kosten für den Emissionshandel von ca. 3.400 € haben diese Kosten einen Anteil von 0,17 % am Jahresumsatz.

### Schlussfolgerung:

Je geringer die zugeteilte Menge, umso höher die spezifischen Kosten des Emissionshandels. Die Branchen mit einer geringen Anzahl an EB werden überproportional durch die mit dem Emissionshandel verbundenen Kosten belastet. Besonders stark ist hiervon die keramische Industrie betroffen. Bei Zuteilungsmengen unterhalb von 50.000 EB/Jahr resultieren durch das umweltpolitische Instrument Emissionshandel für die Unternehmen betriebswirtschaftliche Belastungen, bei denen die Verhältnismäßigkeit zwischen Kosten und Nutzen in besonderer Weise in Frage zu stellen ist. Erleichterungen für Betreiber von emissionshandelspflichtigen Kleinanlagen sind dringend geboten.

### Weitere Kostenbelastungen

Diese Angabe wurde erfragt, um festzustellen, inwieweit die am Emissionshandel teilnehmenden Unternehmen im Zeitraum 01.01.2005 bis 31.12.2007 z. B. durch gestiegene Strombezugskosten zusätzlich belastet wurden. Bei 22 von den 27 befragten Unternehmen haben sich die Strombezugskosten seit dem 01.01.2005 verändert. Die übrigen fünf Unternehmen haben zu dieser Frage keine Angaben zugesandt. Die Strompreissteigerungen betragen danach zwischen 8,7 und 68,9 Prozent. In den stromintensiven Branchen der chemischen und Stahlindustrie lagen die Strompreissteigerungen zwischen 9 und 69 Prozent bzw. bei ca. 55 Prozent. In der vor allem von Kleinbetrieben geprägten Keramikindustrie betragen die Strompreissteigerungen zwischen 20 und 62 Prozent.

Der Anteil der Erhöhung der Preise bei den Energieträgern Kohle, Öl und Gas an der Strompreiserhöhung wurde von 25 der befragten Unternehmen zwischen 10 und 100 Prozent geschätzt. Zwei Anlagenbetreiber haben keine Einschätzung dazu abgegeben.

Der durch den Emissionshandel verursachte Anstieg bei den Strompreisen wurde von 13 Anlagenbetreibern auf 5 bis 50 % geschätzt, 14 Anlagenbetreiber haben keine Einschätzung dazu abgegeben.

Ferner liegt nach Einschätzung von 12 der befragten Anlagenbetreiber der durch den Emissionshandel verursachte Anstieg bei den Produktionskosten zwischen 1 und 15 %. Die anderen Anlagenbetreiber haben keine Einschätzung dazu abgegeben.

Sieben der 27 befragten Unternehmen haben aufgrund des Emissionshandels Investitionen in die Energie- bzw. CO<sub>2</sub>-Effizienz getätigt.

Die Frage, ab welchem Preis für eine Emissionsberechtigung die betroffenen Firmen in Energie- bzw. CO<sub>2</sub>-Effizienz investieren würden, wurde von sechs Firmen beantwortet. Dabei liegt die Bandbreite der Kosten für ein Emissionszertifikat für o. g. Investitionen zwischen 20 und 40 € je Zertifikat.

### Schlussfolgerung:

Der Emissionshandel ist mit einem Anstieg der Strompreise verbunden und verschlechtert die Wettbewerbsfähigkeit insbesondere der Branchen, die im internationalen Wettbewerb stehen und mit Produzenten konkurrieren müssen, die entsprechenden Belastungen nicht unterliegen. Auf Grund der zu erwartenden Erhöhung der Kosten für Emissionszertifikate könnten Betreiber je nach technischem Minderungspotenzial stärker als bisher in emissionsarme bzw. weniger energieintensive Anlagen und Prozesse investieren. In Branchen mit einem hohen Anteil handelspflichtiger, jedoch prozessbedingt nicht minderbarer Emissionen ist das nicht möglich.

### Änderung des Emissionshandels ab 2013

Gemäß der Richtlinie zur Änderung der Emissionshandelsrichtlinie soll der Emissionshandel ab 2013 auf einer veränderten Rechtsgrundlage durchgeführt werden. Deshalb wurden auch die möglichen Auswirkungen der Änderungen erfragt und auf die gesamte niedersächsische Wirtschaft hochgerechnet. Durch die Änderungsrichtlinie (2009/29/EG vom 23. 04. 2009) wird der Katalog emissionshandelspflichtiger Anlagen erweitert. Nach einer Abschätzung werden ab 2013 ca. 130 Feuerungsanlagen und ca. elf weitere Anlagen in Niedersachsen zusätzlich emissionshandelspflichtig. Damit würde sich die Anzahl emissionshandelspflichtiger Anlagen in Niedersachsen nahezu verdoppeln.

Sofern die Möglichkeit des Ausschlusses aus dem Emissionshandel für Anlagen von weniger als 25.000 t CO<sub>2</sub>/a (und bei Verbrennungstätigkeiten von weniger als 35 MW) greift, könnten in Niedersachsen nach derzeitigen Schätzungen ggf. 86 Anlagen (von 186 emissionshandelspflichtigen Anlagen) dieses nutzen. Weiterhin wurde eine mögliche Kostenbelastung für die vom Emissionshandel betroffenen Firmen bei einer vollständigen Versteigerung erfragt. Dabei weichen die Ergebnisse der Befragung stark voneinander ab. Selbst relativ kleine Firmen, z. B. der keramischen Industrie mit 18 bzw. 19 Mitarbeitern, werden jedoch bei einem Preis von 20 €/t CO<sub>2</sub> bei einer 100 %-igen Versteigerung der Emissionszertifikate mit ca. 100.000 bis 250.000 € pro Jahr zusätzlich belastet.

Die Möglichkeit, Mehrkosten aus dem entgeltlichen Erwerb von Zertifikaten an ihre Kunden weiterzugeben, sehen vier von fünf Anlagenbetreibern der Energiewirtschaft und eine Firma der chemischen Industrie. 16 der 27 befragten Firmen im Wesentlichen aus dem produzierenden Gewerbe sehen dagegen nicht die Möglichkeit, die Mehrkosten aus dem Emissionshandel an ihre Kunden weiterzugeben, fünf Firmen legten keine Einschätzung zu dieser Frage vor.

Bei der Frage zur Erwartung steigender Strompreise herrschte dagegen eine relativ einheitliche Meinung. 25 der 27 befragten Anlagenbetreiber erwarten ab 2013 wegen der geplanten Auktionierung im Stromerzeugungsbereich und wegen ansteigender Preise für den Kauf von Emissionsberechtigungen weiter steigende Strompreise.

Das Kriterium „energieintensive Industriesektoren“ sollte nach Meinung von sieben Anlagenbetreibern als ein in der Höhe festzulegender Anteil der Energiekosten am Umsatz oder an den Produktionskosten definiert werden. Ein weiterer Anlagenbetreiber schlug vor, durch die Gleichstellung von Energie- und Industrieanlagen bei der Zuteilung von Emissionszertifikaten die Problematik der Abgrenzung von „energieintensiven“ zu anderen Industriesektoren zu lösen.

Im Rahmen der letzten Frage des Kataloges bestand für die vom Emissionshandel betroffenen Anlagenbetreiber die Möglichkeit, die drei wichtigsten Forderungen zur Umgestaltung des Richtlinienentwurfs der EU-Kommission vom 23.01.2008 mitzuteilen. Folgende Forderungen wurden von den Anlagenbetreibern erhoben:

- völliger Verzicht auf die Versteigerung von Emissionszertifikaten (5x) bzw. kostenlose Zuteilung von Emissionszertifikaten (2x),
- Befreiung von Kleinanlagen vom Emissionshandel (4x),
- weniger starke bzw. keine Einschränkung der Nutzung von Emissionsberechtigungen aus JI- und CDM-Maßnahmen (2x),
- Vermeidung des abrupten Übergangs zur Vollversteigerung für Stromerzeugungsanlagen ab 2013 (2x),
- bevorzugte Behandlung von KWK-Anlagen (1x),
- Verzicht auf Sonderregelungen für KWK-Anlagen (1x),
- keine Unterscheidung der Stromerzeugung hinsichtlich Eigenenerzeugung (1x),
- EU-weite Harmonisierung der Zuteilungsregeln (1x),
- Zuteilungsregeln auf der Basis von Benchmarks (1x),
- Einführung einer Härtefallregelung (1x),
- Kompensation der durch das ETS weiter steigenden Strompreise für stromintensive Branchen (1x).

#### Schlussfolgerung:

Die Anzahl emissionshandelspflichtiger Anlagen in Niedersachsen wird sich nahezu verdoppeln. Insbesondere das produzierende Gewerbe sieht keine Möglichkeit, emissionshandelsbedingte Kostensteigerungen an ihre Kunden weiterzugeben. Fast alle befragten Anlagenbetreiber erwarten ab 2013 aus dem Emissionshandel wegen der Vollauktionierung im Stromerzeugungsbereich verbunden mit erwartbar ansteigenden CO<sub>2</sub>-Preisen weiter steigende Strompreise.

Klimaschutz ist nicht zum Nulltarif zu haben. Das Instrument ist kosteneffektiv auszugestalten, damit der Klimaschutzeffekt mit der geringsten Belastung erreicht wird.

### III. Thesenpapier mit Vorschlägen zur Konkretisierung des Artikels 10a Abs. 6 der Emissionshandelsrichtlinie

Im Rahmen einer Untersuchung (Umfrage) des Arbeitskreises „Emissionsrechtehandel“ der 6. Niedersächsischen Regierungskommission über die Auswirkungen des Emissionshandels auf niedersächsische Betriebe wurde festgestellt, dass bei ca. 85 Prozent der in Niedersachsen am Emissionshandel teilnehmenden Betriebe die Strompreise im Zeitraum vom 01.01.2005 bis 31.12.2007 erheblich angestiegen sind. In stromintensiven Branchen, z. B. der chemischen Industrie und der Stahlindustrie, lagen die Strompreissteigerungen zwischen 9 und 69 % bzw. bei ca. 55 %. In der keramischen Industrie, die geprägt ist durch eine Vielzahl kleinerer Betriebe, lagen die Strompreissteigerungen zwischen 20 und 62 %. Auch die Umfragen des Verbandes der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V. belegen einen deutlichen Anstieg bei den Strompreisen in den zurückliegenden Jahren.

Die befragten Unternehmen geben an, dass die Strompreiserhöhungen zum einen auf die Brennstoffpreise, zum anderen aber auch zu einem deutlichen Anteil auf den Emissionshandel zurückzuführen sind. Da Deutschland im internationalen Vergleichsmaßstab einen besonders hohen CO<sub>2</sub>-Anteil bei der Stromerzeugung aufweist, ist das deutsche produzierende Gewerbe in besonderer Weise von den emissionshandelsbedingten Strompreissteigerungen betroffen.

Der Arbeitskreis Emissionsrechtehandel ist der Auffassung, dass zur Sicherung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit stromintensiver Branchen eine zeitnahe und umfassende nationale Regelung für einen Kostenausgleich von emissionshandelsbedingten Strompreiserhöhungen erforderlich ist. Die Bundesregierung wird gebeten, zur Schaffung von Planungs- und Rechtssicherheit für die deutsche Wirtschaft die Möglichkeit des Art. 10a Abs. 6 der neuen EH-RL zum finanziellen Ausgleich der indirekten Kostenbelastungen des produzierenden Gewerbes durch emissionshandelsbedingte Strompreissteigerungen umfassend und zeitnah auszuschöpfen. Um sicherzustellen, dass das von Deutschland im Rahmen der Beratungen zur Neufassung der EH-RL initiierte Rechtsinstrument effektiv, praxistauglich und unbürokratisch ausgestaltet werden kann, ist Deutschland gefordert, aktiv die kurzfristige Neufassung der europäischen Leitlinien für staatliche Umweltschutzbeihilfen einzufordern und mit eigenen Vorschlägen zu begleiten. Denn über die Beihilfavorschriften werden die Möglichkeiten und Grenzen der Kompensationsregelung wesentlich definiert. Hierzu ist eine frühzeitige Erarbeitung von Eckpunkten für eine nationale Regelung zur Kompensation emissionshandelsbedingter Strompreissteigerungen erforderlich. Dies ist eine wesentliche Voraussetzung, um die Ausgestaltung des über die europäischen Beihilfavorschriften gesetzten Rechtsrahmens zielorientiert und effektiv mit gestalten zu können.

Der Arbeitskreis Emissionsrechtehandel ist der Auffassung, dass die nationale Kompensationsregelung die nachfolgend skizzierten Eckpunkte berücksichtigen sollte:

- Als erstes Auswahlkriterium zur Bestimmung von Branchen (Sektoren, ggf. Teilsektoren), für die eine Kompensationsregelung erforderlich ist, sollte die Liste im Anhang des Entwurfs der Entscheidung der Kommission gemäß der EH-RL von 23.04.2009 zur Festlegung eines Verzeichnisses der Sektoren und Teilsektoren herangezogen werden, von denen angenommen wird, dass sie einem erheblichen Risiko einer Verlagerung ausgesetzt sind (so genannte „carbon leakage“-Liste/ Stand 23.10.2009).
- In einem zweiten Schritt sollte eine Kenngröße definiert werden, die geeignet ist, die Branchen (Sektoren, wo erforderlich Teilsektoren in Abstimmung mit den Branchen) aus der o. g. Liste zu identifizieren, die in besonderem Maß von einer indirekten Kostenbelastung betroffen sind. Als Kenngröße sollte ein bestimmter Prozentsatz der indirekten CO<sub>2</sub>-Kosten (ggf. der Stromkosten oder der Stromintensität pro Bruttowertschöpfung) festgelegt werden.
- Die im Memorandum des Europäischen Rates vom 18. November 2008 (15713/1/08) skizzierte Vorgehensweise und die zu berücksichtigenden Faktoren bei der Ermittlung der finanziellen Kompensation für die Anlage, bei der die Voraussetzungen für eine Kompensation vorliegen, werden im Hinblick auf die Leistungsfeststellung auf Anlagenebene und die im Rahmen der Berechnung zu berücksichtigenden Faktoren Stromverbrauchs-Benchmark sowie CO<sub>2</sub>-Preis und Produktionsmenge als zielführend erachtet.

Bezogen auf den bei der Berechnung zu berücksichtigenden CO<sub>2</sub>-Faktor im Strom [t CO<sub>2</sub>/MWh] ist sicherzustellen, dass der im Strombezugsgebiet relevante CO<sub>2</sub>-Faktor zum Tragen kommt. Der CO<sub>2</sub>-Faktor ist auf der Basis des für die Strompreisbildung relevanten Energieerzeugungsmixes im Strombezugsgebiet zu berechnen. Dies kann nicht der über alle Erzeugungsarten europaweit gemittelte Faktor sein, da dieser nicht die Preiswirkung des Emissionshandels widerspiegelt und die Bezugskosten und der Preis bildende Energiemix regional sehr unterschiedlich sind.

Im Kontext der sehr ambitionierten Benchmarks bei einer Strompreiskompensation (kWh/Produkteinheit), über die bereits energieeffiziente Maßnahmen eingefordert werden, ist ein zusätzlicher Kürzungsfaktor bei der Kompensationsbemessung weder angemessen noch nachvollziehbar.

## IV. Thesenpapier mit Vorschlägen zur weiteren Ausgestaltung des Emissionshandels und von Benchmarks

Nach Verabschiedung der Richtlinie 2009/29/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Verbesserung und Ausweitung des Gemeinschaftssystems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten ist es gemäß Artikel 10a u. a. Aufgabe der Kommission bis zum 31. Dezember 2010 „Benchmarks“ für bestimmte Sektoren bzw. Teilsektoren auf der Basis der Durchschnittsleistung der 10 Prozent der effektivsten Anlagen eines Sektors bzw. Teilsektors festzulegen.

Der Arbeitskreis „Emissionsrechtehandel“ der 6. Niedersächsischen Regierungskommission, in dem Vertreterinnen und Vertreter der Wirtschaft, der Gewerkschaften, der Umweltverbände, der Wissenschaft und der Verwaltung mitarbeiten, ist der Auffassung, dass bei der weiteren Ausgestaltung der ab 2013 zur Anwendung kommenden „Benchmarks“ und Zuteilungsregeln folgende allgemeine Kriterien berücksichtigt werden sollten:

- Die Veränderung formaler Regeln und Definitionen gegenüber der zweiten Handelsperiode sollte auf ein Mindestmaß begrenzt bleiben, um erneuten bürokratischen Aufwand und rechtliche Unsicherheiten zu vermeiden.
- Benchmarks müssen die industrielle Produktionsrealität berücksichtigen und praktikabel sein.
- Benchmarks müssen die technologisch machbare und in der Praxis erprobte Leistungsfähigkeit von Prozessen widerspiegeln.
- Benchmarks müssen transparent und nachvollziehbar abgeleitet sein.

Auf der Basis dieser Grundprinzipien sollten der Emissionshandel und insbesondere die auf Benchmarks basierte Zuteilung wie folgt ausgestaltet werden:

- Der lineare Minderungsfaktor von 1,74 Prozent darf ausschließlich auf die Obergrenze der zu vergebenden Zertifikate (EU-CAP) angewendet werden, so wie es in der Emissionshandelsrichtlinie vorgesehen ist. Zusätzliche Kürzungsfaktoren auf der Ebene der Benchmarks werden abgelehnt, da sie in der Emissionshandelsrichtlinie nicht vorgesehen sind und dem Konzept des Benchmarkansatzes widersprechen. Am Ende der dritten Handelsperiode sind die Benchmarks an den dann fortentwickelten Stand der Technik anzupassen.
- Bezogen auf die Basisperiode wird ein Streichjahr für erforderlich gehalten, damit z. B. mehrmonatige Revisionen nicht zum Nachteil gerade für solche Anlagenbetreiber werden, die zu den 10 % der besten Anlagen zählen.
- Als Basisperiode sollten industriesektorenspezifische Zeiträume festgelegt werden, die eine realistische Auslastung der entsprechenden Anlagen widerspiegeln.

- Für Neuanlagen und Kapazitätserweiterungen im Zeitraum mindestens zwischen dem Ende der noch festzulegenden Referenzperiode und dem 30.06.2011 sind Regelungen für eine Zuteilung zu treffen. Eine sachgerechte Anwendung der Zuteilungsregelungen für diesen Zeitraum erfordert eine europaweit einheitliche und klare Definition des Begriffs „Kapazitätserweiterung“.
- Der gesamte Kohlenstoffgehalt von prozesstechnisch unvermeidbaren Rest- bzw. Kuppelgasen („waste gases“) ist kostenfrei auf der Basis von Benchmarks zuzuteilen, sofern eine Nutzung des technisch verwertbaren Kohlenstoffgehaltes erfolgt.
- Eigenerzeugung und Fremdbezug von Wärme ist in jeder Beziehung – zur Vermeidung von Wettbewerbsverzerrungen – gleich zu stellen.
- In die Emissionsrechtezuteilung für das Produkt „Wärme“ sollte kein Korrekturfaktor bezüglich der Effizienz der Wärmenutzung einfließen.
- Bei der Lieferung von Fernwärme an nicht emissionshandelspflichtige Kunden ist eine Zuteilung an den Wärmeerzeuger vorzusehen.
- Im Rahmen einer möglichen Revision der Emissionshandelsrichtlinie entsprechend Artikel 28 Abs. 2 ist im Artikel 11 die Möglichkeit zur Übertragung der Berechtigungen einer stillgelegten Anlage auf andere Anlagen des Betreibers einzuräumen.
- Notstromaggregate sollten vom Emissionshandel ausgenommen werden.

## V. Diskussionspapier zur Abscheidung und geologische Speicherung von Kohlendioxid - CCS

### Inhalte und Ziele des Diskussionspapiers

#### Grundsätzliches

Das Thema Carbon Capture and Storage (Abscheidung und geologische Speicherung von Kohlendioxid, kurz CCS) wird derzeit in verschiedenen Zusammenhängen sehr intensiv diskutiert.

Die Spannbreite dieser Diskussionen reicht von technischwissenschaftlichen Aspekten einzelner Komponenten über Fragen, welche Stellung/ Funktion CCS im Kontext eines mittel- und längerfristigen Energiekonzeptes haben sollte bis hin zu grundsätzlichen Aspekten des gesellschaftlichen Diskurses zu neuen Technologien und industriellen Großvorhaben.

Der Arbeitskreis Emissionshandel der 6. Niedersächsischen Regierungskommission ist sich dieser Spannbreite bewusst und verzichtet angesichts der Komplexität und der erkennbaren Differenzen in den Einschätzungen der unterschiedlichen beteiligten Interessengruppen auf die Erarbeitung eines konsensualen Empfehlungspapiers.

Als Beitrag zur weiteren fachlichen und politischen Diskussion um diesen Themenkomplex wird vielmehr hiermit ein Diskussionspapier vorgelegt, welches für den engeren Kontext der CCS-Technologie den Versuch macht, die Frage zu beantworten: „Was wäre zu beachten und zu klären, bevor CCS realisiert werden könnte?“ Es thematisiert dazu die Punkte:

- Welche Aspekte sind aus Sicht von Umweltschutz und Risikobegrenzung zu beachten?
- Welche offenen Fragen sind zu klären?
- Worin liegen ggf. die Unterschiede zwischen den Einschätzungen der beteiligten Interessengruppen?

Ein besonderer Schwerpunkt liegt dabei auf der Einlagerung von CO<sub>2</sub>.

Das Diskussionspapier versucht nicht die Antwort auf die Frage zu liefern, ob und ggf. unter welchen weiter gefassten energiepolitischen und umweltschutzbezogenen Rahmensetzungen die Einführung von CCS von den verschiedenen beteiligten Gruppierungen unterstützt oder abgelehnt wird.

#### Rolle und Funktion der CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung

Die CCS-Technologie soll entsprechend den Überlegungen der EU Bestandteil des globalen Portfolios von Klimaschutztechnologien werden. Die Abscheidung und Speicherung von CO<sub>2</sub> aus Kraftwerken oder Industrieanlagen steht dabei neben anderen Maßnahmen wie der Verbesserung der Energieeffizienz und dem weiteren Ausbau erneuerbarer Energien. CCS soll hier eine weitere Möglichkeit sein, um die Freisetzung von CO<sub>2</sub>-Emissionen zu verhindern. Die CCS-Technologie ist auch entsprechend den Überlegungen der Europäischen Kommission wesentlicher Bestandteil des Energiekonzeptes 2050 zur Decarbonisierung der Europäischen Union. Die CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele der Europäischen Kommission liegen bei minus 40 % bis 2030, minus 60 % bis 2040 und schließlich minus 80 % bis 2050 auf Basis des Jahres 1990.

Die CCS-Prozesskette ist dreigliedrig. Das in Kraftwerken oder größeren Industrieanlagen entstehende CO<sub>2</sub> wird abgeschieden und beispielsweise mit Hilfe von Pipelines zu ausgewählten unterirdischen Speicherstätten transportiert. Dort soll es in grundsätzlich geeigneten Gesteinsformationen über lange Zeiträume gespeichert werden.

Das Europäische Parlament und der Rat haben die Richtlinie 2009/31/EG über die geologische Speicherung von Kohlendioxid erlassen und so den übergeordneten Rechtsrahmen für die Abscheidung und den Transport von CO<sub>2</sub> sowie für die Untersuchung, die Errichtung, den Betrieb und die Nachsorge von CO<sub>2</sub>-Speichern in der Europäischen Union geschaffen (CCS-Richtlinie).

Nach der Verabschiedung der CCS-Richtlinie besteht in Deutschland eine rechtliche Verpflichtung zur Umsetzung der EU-Vorgaben bis zum Juni 2011 (CCS-Gesetz). Dabei sind u. a. die folgenden in den Erwägungsgründen der EU-RL benannten Aspekte zu beachten:

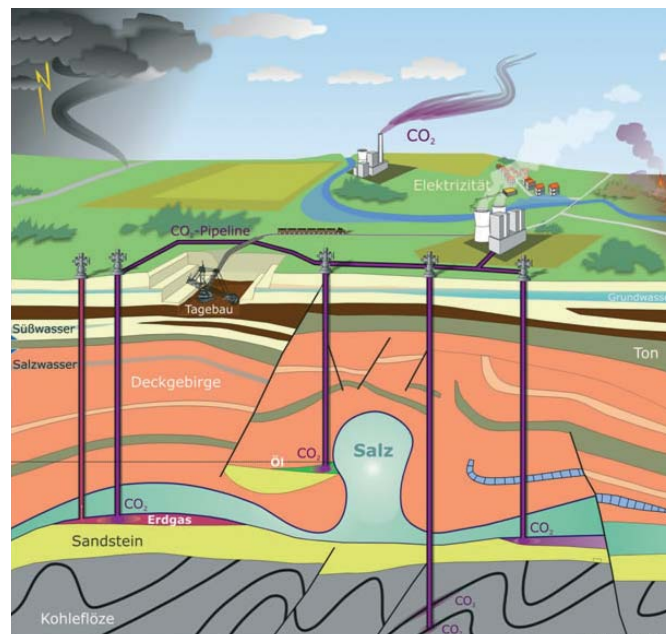
CCS ist eine Brückentechnologie, die zur Abschwächung des Klimawandels beitragen soll. Die Entwicklung dieser Technologie sollte nicht dazu führen, dass die Bemühungen zur Förderung von Energiesparmaßnahmen, von erneuerbaren Energien und von anderen sicheren und nachhaltigen kohlenstoffarmen Technologien verringert werden.

- Die EU-Mitgliedsstaaten bestimmen in eigener Zuständigkeit, ob und in welchen Gebieten in ihrem Hoheitsgebiet Speicherstätten ausgewählt werden dürfen.
- Eine Überwachung ist unverzichtbar, um festzustellen, ob sich gespeichertes CO<sub>2</sub> erwartungsgemäß verhält oder ob Migration oder Leckagen zu beobachten sind und ob eine festgestellte Leckage der Umwelt oder der Gesundheit von Menschen schadet.

#### CCS-Technologie

Die CCS-Technologie verfolgt das Ziel, CO<sub>2</sub> aus Abgasströmen großer Punktquellen abzutrennen und das Treibhausgas in geologischen Formationen zu speichern. Die nachfolgende Zeichnung illustriert schematisch die Prozessschritte der Technologie, die aus Abscheidung, Transport und Speicherung von Kohlendioxid besteht. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen (z. B. aus Kraftwerken) sollen mittels dieser Technologie um 65 bis 80 Prozent verringert werden. Die Anwendung der Technologie könnte beispielsweise auch bei Anlagen zur Stahl- und Zementerzeugung zum Einsatz kommen.

Bei einer Nutzung von CCS in einem Kraftwerk ist derzeit von einer Nettowirkungsgradreduzierung von ca. 10 Prozentpunkten (Bandbreite: 8 bis 15 % Prozentpunkten) auszugehen. Somit würde CCS den Wirkungsgrad bei einem modernen Steinkohlekraftwerk von 45 auf 35 Prozent reduzieren und damit zusätzliche fossile Ressourcen bei gleicher Stromausbeute verbrauchen. Die mit der CCS-Technologie verbundenen Kosten werden in einem Gutachten des Umweltbundesamtes wie folgt prognostiziert<sup>1</sup>:



Quelle: © BGR Hannover

- Kosten für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung (ohne Transport und Speicherung): 8 bis 68 €/t
- CO<sub>2</sub>-Transportkosten (u. a. abhängig von der Art des Transports und der Entfernung): 1 bis 40 €/t CO<sub>2</sub>
- Kosten der CO<sub>2</sub>-Speicherung (u. a. abhängig vom Speichertyp): 1 bis 12 €/t CO<sub>2</sub>
- Monitoring: 0,02 bis 0,22 €/t CO<sub>2</sub>

Überschlägig lassen sich daraus durchschnittliche Emissionsvermeidungskosten für CCS von ca. 60 €/t CO<sub>2</sub> abschätzen. Die Energy Roadmap 2050 der EU-Kommission geht sogar von 100 €/t CO<sub>2</sub> ab 2040 aus.

#### Abtrennung von CO<sub>2</sub>

Für Transport und Lagerung von CO<sub>2</sub> ist ein möglichst hochkonzentrierter und vorverdichteter CO<sub>2</sub>-Strom erforderlich.

Für die Bereitstellung eines hochkonzentrierten CO<sub>2</sub>-Stroms aus den Abgasen großindustrieller Verbrennungsanlagen (Kraftwerke, Grundstoffindustrie) und den CO<sub>2</sub>-reichen Abgasen ausgewählter Fertigungsprozesse sind verschiedene Technologien in der Entwicklung. Diese unterscheiden sich wesentlich in der Prozessführung und nutzen unterschiedliche chemische und physikalische Methoden zur Separation des CO<sub>2</sub> aus den Gasgemischen. Physikalische Abtrennverfahren setzen hohe CO<sub>2</sub>-Partialdrücke voraus und sind daher prädestiniert für die Abtrennung von CO<sub>2</sub> aus Produktgasen, die bei erhöhtem Druck vorliegen (z. B. Erdgas-Dampfreformierung, Kohlevergasung).

Liegt das Abgasgemisch hingegen bei nahezu Atmosphärendruck vor, kommen vornehmlich chemische Abtrennverfahren (nasse Gaswäschen) in Frage. Diese können zumeist als nachgeschaltete Abgasreinigungsstufen am Ende der verfahrenstechnischen Prozesskette angeordnet werden, wodurch sie sich besonders für die Nachrüstung in bereits existierenden Anlagen eignen. Häufig ist die Anwendung dieser Verfahren auch die einzige Möglichkeit, CO<sub>2</sub> aus bereits bestehenden industriellen Fertigungsprozessen zu separieren.

<sup>1</sup> Technische Abscheidung von CO<sub>2</sub> – nur eine Übergangslösung, Umweltbundesamt 2006 auf der Basis der Erhebungen u. a. IPCC 2005, Ecfys 2004, VGB 2004 und cooretec 2003 ohne Gewichtung des UBA

Sofern das CO<sub>2</sub> aus Verbrennungsprozessen resultiert, können diese unter Umständen auch mit reinem Sauerstoff anstatt mit Umgebungsluft durchgeführt werden. Auf diese Weise wird die Verdünnung des entstehenden Abgases mit großen Mengen Luftstickstoff vermieden, so dass im resultierenden Abgas CO<sub>2</sub> von vornherein bei erhöhter Konzentration vorliegt. Diese Vorgehensweise setzt erhebliche anlagentechnische Anpassungen des Verbrennungsprozesses voraus und erfordert die energieaufwändige Bereitstellung von großen Mengen reinen Sauerstoffs. Begleitstoffe des verwendeten Brennstoffs und Leckagen führen hier zumeist zu geringeren CO<sub>2</sub>-Reinheiten, die weitere Aufbereitungsschritte erforderlich machen. Hier kann auf eine weite Palette von Gasbehandlungsprozessen zurückgegriffen werden. Die unter energetischen und ökonomischen Gesichtspunkten günstigste Prozessverknüpfung ist hingegen noch Untersuchungsgegenstand. Der mit der CCS-Technologie verbundene Aufwand resultiert in erster Linie aus der Abtrennung des CO<sub>2</sub> aus dem Abluftstrom.

#### Transport von CO<sub>2</sub>

Für den Transport des abgeschiedenen CO<sub>2</sub> (präziser: CO<sub>2</sub> mit geringen Anteilen an Verunreinigungen) vom Anlagenstandort zu den Speicherorten sind vorrangig Pipelines mit entsprechenden Pump-/ Verdichterstationen vorgesehen. Andere denkbare Transportmöglichkeiten (Tankschiffe/ -wagen) spielen derzeit schon aus Gründen der Kapazitäten eine geringere Rolle.

Für den Pipelinetransport kann zwar prinzipiell auf etablierte technische Lösungen zurückgegriffen werden, wobei jedoch die stofflichen Eigenschaften des CO<sub>2</sub> in Wechselwirkung mit den üblicherweise im Pipelinebau verwendeten Materialien besonderer Beachtung bedürfen. Hierzu laufen zurzeit eine Reihe von internationalen Vorhaben mit dem Ziel, die Normung zum sicheren Transport von CO<sub>2</sub> mit Verunreinigungen aus Abscheidungsprozessen voranzutreiben. Ferner ist im Bereich der Leckagesicherheit bzw. beim Störfallschutz den besonderen Eigenschaften von CO<sub>2</sub> Rechnung zu tragen. CO<sub>2</sub> (nicht brennbar oder explosiv) ist schwerer als Luft und kann prinzipiell in Muldenlagen zu letalen Konzentrationen führen.

#### Dauerhafte Speicherung von CO<sub>2</sub>

##### Kenntnisstand und Forschungsbedarf

Die Klimaschutzwirkung des CCS setzt eine funktionierende Kette „Abscheidung – Transport – dauerhafte Speicherung“ voraus.

Insbesondere in Hinblick auf die dauerhafte Speicherung besteht noch Forschungs- und Entwicklungsbedarf, da das Zusammenspiel zwischen der Zusammensetzung der abgeschiedenen Gase und den Speicherformationen nicht in allen Aspekten erforscht ist. In diesem Zusammenhang fehlen u. a. bzw. sind zu konkretisieren:

- standardisierte, allgemein anerkannte, validierte und verifizierbare Programmcodes für die Simulationsrechnungen,
- ausreichende thermodynamische und kinetische Stoffdaten,
- Konzepte und Methoden zum Dichtheitsnachweis vor Genehmigung und Inbetriebnahme,
- Methoden zur qualitativen und quantitativen Überwachung.

Auf bereits vorhandene Erfahrungen der CO<sub>2</sub>-Speicherung in Amerika, Australien und Norwegen kann dabei aufgebaut werden.

Darüber hinaus ist fehlendes Know-how für die Beobachtung der in großer Tiefe befindlichen Speicher mit der notwendigen Genauigkeit zu konstatieren, z. B. für die Messung des Austritts von CO<sub>2</sub> und natürlicher Gase, des Formationswassers, der Druckerhöhung in der Umgebung des Speichers und der Beurteilung der Folgewirkungen auf den Grundwasserhaushalt. Nur eine systematische Schließung der Kenntnislücken im Kontext der dauerhaften Einlagerung kann dazu beitragen, dass die Diskussion über CCS stärker rational und faktenbasiert geführt wird. Sie ist auch notwendig, um die Sinnhaftigkeit eines Transfers dieser Technologie z. B. in Schwellenländer zu beurteilen.

#### Gesellschaftliche Akzeptanz

Einen kontroversen gesellschaftlichen Diskurs zu Chancen und Risiken von CO<sub>2</sub>-Einlagerungen gibt es auf zwei unterschiedlichen Ebenen: Zum einen im (unmittelbaren) regionalen Kontext mit möglichen Lagerstätten und zum anderen im Zusammenhang mit der Diskussion um Rolle und Wirkung von CCS im Zusammenhang mit der zukunftsfähigen Ausgestaltung von Energieversorgungsszenarien und den entsprechenden (industriellen) Technologien.

- In den regionalen Diskussionen im Umfeld potenzieller Lagerstätten spielen eher Aspekte der möglichen Umwelt- und Gesundheitsrisiken (sowohl akute Unfälle als auch befürchtete schleichende Folgen, z. B. für die Trinkwasserversorgung) sowie damit einhergehende indirekte Auswirkungen z. B. auf Immobilienwerte etc., eine wichtige Rolle. Im Gegenzug werden von einigen Akteuren auch regionalwirtschaftliche Beschäftigungschancen durch die notwendigen Einlagerungs- und Überwachungsaktivitäten gesehen.
- In der Debatte über die Auswirkungen von CCS auf die grundlegende Energiepolitik werden sehr unterschiedliche Aspekte thematisiert. Den möglichen Chancen als klimaschützender Brückentechnologie werden potenziell hemmende Wirkungen auf den grundlegenden Umbau der Energieversorgung und die Entwicklungschancen alternativer Energieträger entgegengesetzt. Die vergleichsweise großen Investitionen in die notwendigen Infrastrukturen werden als wirtschaftliche Herausforderung aber z. T. auch als mögliche Vorfestlegung interpretiert.

Insgesamt ist derzeit in Bezug auf die gesellschaftliche Akzeptanz ein sehr heterogenes Bild zu konstatieren. Die tendenzielle Unterstützung oder Ablehnung von CCS ist kaum mit den „klassischen“ gesellschaftlichen oder politischen Gruppierungen verkoppelt. Die Diskussionslinien verlaufen vielmehr vielfach „quer“ durch diese Lager. Im engeren Umfeld möglicher Lagerstätten scheinen Bedenken und/ oder Ablehnung derzeit zu überwiegen.

#### Energetischer Aufwand für die CO<sub>2</sub>-Speicherung

Der energetische Aufwand der Speicherung wird insbesondere durch die Verpressungstiefe und den in der Lagerstätte aufzubauenden Druck beeinflusst.

#### Speicherkapazitäten

Die Speicherpotenziale für CO<sub>2</sub> in Deutschland inklusive der Außenwirtschaftszone werden zurzeit von der BGR mit 2,75 Mrd. Tonnen in Erdgasfeldern (dem größten Teil davon in Niedersachsen) und 7-13 Mrd. t in mit Salzwasser gefüllten geologische Schichten (saline Aquifere) angegeben. Das größte Potenzial liegt im Norddeutschen Becken.

Dem steht derzeit ein CO<sub>2</sub>-Ausstoß aller deutschen Kraftwerke von etwa 350 Millionen Tonnen/ Jahr gegenüber.

Theoretisch könnten damit maximal rund 30-40 Jahre lang Emissionen aller deutschen Kraftwerke unterirdisch gespeichert werden, würden alle Speicher in vollem Umfang erschlossen und genutzt. Als realistisch machbar wird die Speicherung der CO<sub>2</sub>-Emissionen von 5 bis 7 Kraftwerken, vorrangig voraussichtlich im räumlichen Zusammenhang mit Einlagerungsstätten, in Deutschland ab 2020 angesehen.

Einflussgrößen auf die faktische Entwicklung sind dabei:

- Die zukünftige Entwicklung der Energieträger.
- Die zusätzlichen Energieverbräuche und CO<sub>2</sub>-Emissionen aus dem Betrieb von CCS sowie der realisierte Abscheidegrad.
- Die Frage, für welchen Anteil der Kraftwerksstandorte überhaupt ein Anschluss an die CCS-Strukturen denkbar ist.

Chemische und physikalische Prozesse im Speicherkomplex

Geologisch-geotechnische Eignung des Speicherkomplexes und der Speicherstrukturen

In Deutschland sind für CCS-Vorhaben als Speichertypen ausgeforderte Erdöl-/ Erdgaslagerstätten, hauptsächlich jedoch saline Aquifere vorgesehen, wobei abhängig vom örtlichen geothermischen Gradienten, dem hydrostatischen Druckgradienten (Dichte der Formationswässer im Deckgebirge) und den Verunreinigungen im CO<sub>2</sub>-Fluid (pVTx-Zustandsfunktion) Mindesttiefen von 800 bis 1.000 m erforderlich sind, um das CO<sub>2</sub> bei entsprechenden Speicherdrücken mit ausreichender Dichte, also platzsparend, speichern zu können.

Neben ausreichenden Aquifer-Mächtigkeiten, Nutzporositäten und Permeabilitäten müssen Speichergesteine geeignete strukturelle Ausbildungen (Antiklinalgewölbe, Transgressionsfallen) aufweisen, die das CO<sub>2</sub>-Fluid infolge seines Auftriebs einschließen. Die dauerhafte vertikale und laterale Dichtigkeit des Speichers muss durch geeignete Mächtigkeiten, Gebirgspermeabilitäten, Kapillareindringdrücke der Deckschichten sowie durch chemische Beständigkeit gegenüber dem CO<sub>2</sub>-Fluid gewährleistet sein, wobei Multi-Barrieren-Systeme höhere Sicherheiten bieten können. Es dürfen möglichst keine Störungen oder sonstige potenzielle singuläre Wegsamkeiten vorhanden sein. Eine besondere Bedeutung kommt auch Altbohrungen und sonstigen Bohrungen zu, die qualifiziert und langzeitsicher mit geeigneten Materialien verschlossen sein müssen.

Um ankommende CO<sub>2</sub>-Ströme jederzeit sicher einspeichern zu können, müssen bei Einhaltung maximal zulässiger Injektionsdrücke ausreichende Injektivitäten (Aufnahmeraten) der Bohrungen gegeben sein. Die Injektionsbohrung ist das „Nadelöhr“, das der CO<sub>2</sub>-Strom beim Einströmen in die Speicherformation passieren muss. Dies kann zur Folge haben, dass mehrere sich gegenseitig beeinflussende Injektionsbohrungen erforderlich sind.

Aufgrund der geringen Kompressibilitäten des Formationswassers und der Gesteinsmatrix führt die Einlagerung großer CO<sub>2</sub>-Mengen zu einer Verdrängung des salinen Formationswassers. Es muss entsprechend der rechtlichen Vorgaben nachgewiesen werden, auf welchem Weg die verdrängten Salzwässer die Speicherformation verlassen, ohne qualitative und quantitative Schäden anzurichten. Insbesondere ist darauf zu achten, dass keine negativen Auswirkungen auf die Süßwasservorkommen resultieren können.

Der Druck im Speichersystem darf keine Werte erreichen, die zu einer Rissbildung im Deckgebirge führen und die Integrität des Deckgebirges gefährden. Darüber hinaus dürfen keine seismischen Ereignisse ausgelöst werden, die zu Schädigungen führen können.

Chemisches Verhalten des CO<sub>2</sub>-Fluids im Speicherkomplex

Die Zusammensetzung des CO<sub>2</sub>-Fluids ist im Wesentlichen abhängig von den Abscheideverfahren und ggf. einer integrierten Nachreinigung. Die Zusammensetzung ist auch abhängig von seiner Herkunft, z. B. Erdgasaufbereitung, Stahlerzeugung, Primäraluminiumhütten, Zementherstellung, Raffinerien und (hauptsächlich) fossil befeuerte Kraftwerke mit oder ohne Abfallmitverbrennung. Ob und inwieweit eine Mineralisierung des CO<sub>2</sub> stattfindet, ist im Einzelfall zu klären.

Der Gehalt an gut wasserlöslichen und stark Säure bildenden Fremdgasen wie NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>, HCl kann auch schon bei geringen Konzentrationen entscheidenden Einfluss auf eine mögliche Mineralisierung haben. Die sich einstellenden sauren Bedingungen sind auch für das Korrosionsverhalten gegenüber komplettierten und zementierten Bohrungen inklusive Altbohrungen entscheidend.

Nutzungskonflikte

Auch andere Technologien (z. B. Geothermie, Druckluftspeicher, Lagerstätten) sind auf Speicher angewiesen bzw. müssen diese Gesteinsschichten nutzen, um zu eigenen Vorkommen vorzudringen. Liegt z. B. ein Geothermiepotenzial unter einer CO<sub>2</sub>-Lagerstätte, kann dieses regelmäßig nicht mehr zur Speicherung genutzt werden.

Etwaige Nutzungskonflikte sind im Vorfeld raumordnungsrechtlich verbindlich zu lösen. Hierfür sind die entsprechenden dreidimensionalen Planungsinstrumente zu schaffen.

Sicherheit und Risiken

Zur Genehmigung eines CO<sub>2</sub>-Speichers muss die Langzeitsicherheit in einem regulären Planfeststellungsverfahren mit Umweltverträglichkeitsprüfung nachgewiesen werden. Eine Sicherheit muss insbesondere gegenüber CO<sub>2</sub>-Leckagen und gegenüber einer Versalzung von Süßwasservorkommen gewährleistet werden.

Eine Voraussetzung für die Genehmigung von CO<sub>2</sub>-Speichern ist gemäß der Richtlinie 2009/31/EG, dass der Stand von Wissenschaft und Technik eingehalten wird.

Insbesondere sind der langzeitsichere Verschluss von bereits vorhandenen Bohrlöchern und der qualifizierte Ausbau von Explorations- und Speicherbohrungen nachzuweisen.

Eine Voraussetzung für die Genehmigung einer CO<sub>2</sub>-Speicherung ist die geologische Eignung der Speicherstätte. Dies ist durch den Betreiber nachzuweisen. Speichersicherheit beinhaltet zeitlich zwei Komponenten: Betriebsphase während der Verbringung und Langzeitsicherheit.

In der Betriebsphase kann teilweise auf bewährte Techniken aus der Erdöl- und Erdgasindustrie zurückgegriffen werden. Während der Betriebsphase muss der Injektionsdruck des CO<sub>2</sub> und seine Ausbreitung im Speicher überwacht werden, um zu verhindern, dass tolerierbare Lagerdrücke überschritten werden und CO<sub>2</sub> über Ränder des Speichers entweicht. Die Ausbreitung des CO<sub>2</sub> im Speicher muss mit geeignetem Monitoring und hinreichender Genauigkeit überwacht werden.

Für die Langzeitsicherheit nach dem Verschluss des Speichers sind die geologischen Bedingungen des Untergrunds von Bedeutung. Anhand der Deckschichten von natürlichen Erdgaslagerstätten ist bekannt, dass geologische Schichten unter bestimmten Voraussetzungen sicher beherrschbar sein können und in der Lage sind, Gase über Millionen Jahre zurückzuhalten. Langjährige Erfahrungen aus den USA, Norwegen und auch Deutschland zeigen zudem, dass auch die Speicherung in Salzwasser führenden Gesteinsschichten (saline Aquifere) unter bestimmten Voraussetzungen technisch sicher beherrschbar sein kann. Beim Betrieb und der Genehmigung sind diese Erfahrungen zu berücksichtigen.

## Monitoring

Monitoring umfasst oberflächennahe Untersuchungen, Grundwasserbeobachtungen (Fließdynamik und Geochemie des oberflächennahen und tiefen Grundwassers) und geeignete geophysikalische, satellitengestützte etc. Messungen im gesamten, von der Druckerhöhung erfassten Gebiet. Ein Monitoring hat zum Ziel, sowohl qualitativ als auch quantitativ die relevanten CO<sub>2</sub>-Mengen zu beschreiben und zu erfassen.

Die Messverfahren müssen an die Schutzziele angepasste Nachweisgenauigkeiten aufweisen. Bohrungen und bekannte oder vermutete Störungen werden mit Bodengasmessungen überwacht. Das Monitoring muss sich über einen hinreichend langen Zeitraum erstrecken, der Aussagen zur Langzeitdichtheit zulässt.

Langzeitdichtheit bedeutet unter anderem, dass der Speicherkomplex das CO<sub>2</sub>-Fluid über mindestens 10.000 Jahre sicher einschließen muss. Dies ist auch die Voraussetzung für die Klimawirksamkeit der CCS-Technologie. Um eine Langzeitdichtheit zu gewährleisten, ist eine Speicher-Leckagerate von max. 0,01 % CO<sub>2</sub> pro Jahr einzuhalten und zu überprüfen. Eine geringfügige Überschreitung dieser Leckagerate führt zu einer Reduzierung der Klimaschutzwirksamkeit und ggf. weiteren Umwelteinflüssen, ist aber nicht zwangsläufig eine Gesundheitsgefahr für die Bevölkerung.

Die Überwachung auf der Grundlage der europarechtlichen und nationalen Vorgaben dient u. a. der Feststellung von Unregelmäßigkeiten, der Migration von CO<sub>2</sub>, von Leckagen und der Auswirkungen auf die Umgebung, das Trinkwasser, die Bevölkerung und die umliegende Biosphäre und hat sowohl die Injektionsanlagen als auch den Speicherkomplex inkl. der CO<sub>2</sub>-Fahne mit zu betrachten.

In diesem Zusammenhang ist ferner darauf hinzuweisen, dass für geologische Kohlendioxid-speicher europaweit verbindliche Monitoring-Leitlinien (EU-Kommission) für die Überwachung im Rahmen des Emissionshandels existieren und hierzu ein Mustermonitoringkonzept unter Vorsitz des Umweltbundesamtes auf europäischer Ebene in Vorbereitung ist. Ein Mustermonitoringkonzept zur Überwachung des qualitativen Verhaltens soll ebenfalls erarbeitet werden.

## Haftung

Der derzeit vorliegende Entwurf des Gesetzes zur Demonstration der dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid (Kohlendioxid-Speicherungsgesetz – KspG) [Referentenentwurf vom 23.07.2010] sieht vor, dass 30 Jahre nach einer Stilllegung des CO<sub>2</sub>-Speichers eine Übertragung der Betreiberpflichten auf das Bundesland, in dem sich der Speicher befindet, erfolgen kann. Die Übertragung auf ein Bundesland wird vom Arbeitskreis als nicht sachgerecht abgelehnt. Ein Teil der Beteiligten ist der Auffassung, dass ggf. resultierende

Lasten von der Bundesrepublik Deutschland getragen werden müssen, da die CO<sub>2</sub>-Speicherung als Klimaschutzinstrument der Einhaltung gesamtstaatlicher Verpflichtungen dient.

Andere Beteiligte vertreten die Auffassung, dass die Betreiberpflichten dem Verursacherprinzip folgend bei den privaten Betreibern bzw. deren Rechtsnachfolgern verbleiben sollten und nicht auf die Allgemeinheit übertragen werden dürfen.

## Kommunikation und Verfahren

Große Infrastrukturprojekte, wie z. B. die Errichtung und der Betrieb eines Kohlendioxidspeichers, bedürfen einer frühzeitigen Einbindung der Bürger, wenn der Versuch unternommen werden soll, die notwendige breite gesellschaftliche Akzeptanz für die Realisierung entsprechender Projekte zu erreichen. Die bisherigen Formen der Bürgerbeteiligung im Rahmen von Planfeststellungs- und Genehmigungsverfahren, bei denen in formalisierter Form Einwendungen auf der Basis bereits ausgearbeiteter Pläne vorgetragen und anlässlich eines Termins erörtert werden, sind aktuell bei CCS-Projekten nicht ausreichend, um die notwendige gesellschaftliche Akzeptanz zu schaffen.

Die Bürgerbeteiligung unter Einbindung der kommunalen Gebietskörperschaften sollte bereits am Anfang eines Projektes einsetzen, transparenter und bürgernäher ausgestaltet werden, um frühzeitig unterschiedliche Sichtweisen und Befürchtungen bei den Planungen berücksichtigen zu können und ggf. vorhandene Kommunikationsblockaden aufzulösen. Den Bürgern sollten entsprechende Ressourcen verfügbar gemacht werden, um eine effiziente Beteiligung zu ermöglichen.

Auf Basis eines solchen vertrauensvollen Dialogs sind dann frühzeitig Nutzen und Risiken umfassend und ergebnisoffen mit den betroffenen Bürgern und den Trägern öffentlicher Belange zu erörtern.

Dabei sollten Instrumente implementiert werden, mit denen der Bürger aktiv in den Entscheidungsprozess eingebunden wird. Als ein zukunftsweisendes Modell zur Bürgerbeteiligung bei Konflikten zwischen Betrieben und benachbarten Bürgern hat sich in den zurückliegenden Jahren in Niedersachsen das Konzept der offenen Umfeldkommunikation bewährt. Der Arbeitskreis empfiehlt, auf der Basis des methodischen Ansatzes der offenen Umfeldkommunikation und anderer zukunftsweisender Modelle zur Bürgerbeteiligung im Rahmen der 7. Regierungskommission Vorschläge zur Optimierung und Ergänzung der Modelle und Methoden zur Beteiligung der Bürger im Rahmen von Entscheidungsprozessen zu großen Infrastrukturprojekten zu erarbeiten.

## Weitere Hinweise im Zusammenhang mit der zukünftigen CCS-Diskussion

Wie eingangs ausgeführt, ist die Einordnung der Rolle/ Funktion von CCS in die weiter gefassten energiepolitischen und umweltschutzbezogenen Rahmenseetzungen nicht Bestandteil des vorstehenden Diskussionspapiers. Nachfolgend aber einige im Rahmen der Diskussionen identifizierte Aspekte, die für weiterführende Diskussionen von Belang sein werden:

Die Diskussionen im Arbeitskreis zeigten deutlich, dass es sich bei CCS schon aufgrund des relevanten zusätzlichen Energie- und damit Ressourcenbedarfs und den begrenzten Speicherkapazitäten nicht um eine langfristige CO<sub>2</sub>-Minderungsstrategie handelt, sondern maximal um eine befristete Übergangsmaßnahme.



Bei der Frage, ob CCS im Kontext einer ambitionierten Decarbonisierungsstrategie als Übergangslösung für CO<sub>2</sub>-Emissionen aus fossilen Kraftwerken oder nur für die technologisch nicht vermeidbaren CO<sub>2</sub>-Prozessemissionen des produzierenden Gewerbes (z. B. Stahl- und Zementindustrie, Raffinerien) oder aber grundsätzlich gar nicht in Betracht gezogen werden sollte, besteht kein Konsens.

Unstrittig ist, dass CCS neben einem erhöhten Energie- und Ressourcenaufwand auch zu relevanten zusätzlichen Kosten bei den jeweils angeschlossenen Anlagen führt.

Die gesamt- und einzelwirtschaftlichen Effekte unterschiedlicher denkbarer Kostenverteilungen zwischen Staat und Wirtschaft sind in jedem Fall sorgfältig zu prüfen. Unter anderem wäre einem möglichen „carbon-leakage“<sup>2</sup> entgegenzuwirken, denn für im internationalen Wettbewerb stehende Branchen bewirkte die verpflichtende Einführung von CCS voraussichtlich Zusatzkosten im zweistelligen Prozentbereich.

Unzweifelhaft ist auch, dass die weitere gesellschaftliche Meinungsbildung und die politischen Entscheidungen in Niedersachsen angesichts des signifikanten Mengenanteils des Landes an potenziellen Lagerstätten eine Schlüsselrolle für die Zukunftsperspektiven großmaßstäblicher CCS-Anwendung in Deutschland haben.

---

<sup>2</sup> „carbon-leakage“ ist die Gefahr einer Verlagerung von CO<sub>2</sub>-Emissionen in Länder, die nicht am CO<sub>2</sub>-Emissionshandel teilnehmen.

## 5. Anhänge

### 5.1 Mitgliederverzeichnis des Arbeitskreises „Emissionsrechtehandel“

#### Vorsitzender:

Dr. Jürgen Bardenhagen  
Niedersächsisches Ministerium  
für Umwelt und Klimaschutz  
Archivstr. 2  
30169 Hannover

#### Wirtschaft:

Dr. Georg Bäuml  
Volkswagen AG  
Brieffach 011/1774  
38436 Wolfsburg

Wolfgang Domas  
Stadtwerke Hannover AG  
Ihmeplatz 2  
30449 Hannover

Steffen Harms  
Dienstleistungsgesellschaft der  
Niedersächsischen Wirtschaft mbH  
Schiffgraben 36  
30175 Hannover

Heinrich Leiber  
Armstrong DLW AG  
Ludwig-Kaufmann-Str. 13  
27753 Delmenhorst

Dr. Ute Poltrock  
Nordzucker AG  
Küchenstraße 9  
38100 Braunschweig

Ulrich Strüber  
Jacobi Tonwerke GmbH  
Osteroder Str. 2  
37434 Bilshausen

Dr. Martina Höfker  
Felix Schoeller jr.  
Foto- und Spezialpapiere  
GmbH & Co. KG  
Burg Gretesch  
49086 Osnabrück

Dr. Andreas Brors  
E.ON Kraftwerke GmbH  
Tresckowstr. 5  
30457 Hannover

Stephan Engel  
Senior Commercial Manager  
Energy Germany  
Bützflether Sand 9  
21683 Stade

Joachim Heuke  
Verband Nordd. Papierfabriken e. V.  
Bödekerstr. 18  
30161 Hannover

Dr. Roman Meininghaus  
Volkswagen AG  
Brieffach 011/1774  
38436 Wolfsburg  
(ab Oktober 2010)

Henning Nannen  
(bis Oktober 2010)

Renate Klingenberg  
VCI  
Güntherstr. 1  
30519 Hannover

Dr. Jens Traupe  
Salzgitter AG  
Eisenhüttenstr. 99  
38223 Salzgitter

## Gewerkschaften:

Dr. Jörg Windmann  
GAA Hannover  
Am Listholze 74  
30177 Hannover

## Umweltverbände:

Dirk Jepsen  
Ökopol GmbH  
Nernstweg 32-34  
22765 Hamburg

Dr. Ralf Krupp  
BUND  
Flachsfeld 5  
31303 Burgdorf

## Wissenschaften:

Patrick Matschoss  
Potsdam Institut für Klimafolgenforschung (PIK)  
Postfach 60 12 03  
14412 Potsdam

## Kommunale Spitzenverbände:

Manfred Fischer  
Niedersächsischer Landkreistag  
Haus der kommunalen Selbstverwaltung  
Am Mittelfelde 169  
30519 Hannover

## Deutsche Bundesstiftung Umwelt:

Felix Gruber  
Deutsche Bundesstiftung Umwelt  
An der Bornau 2  
49007 Osnabrück

Carolin Hübner  
Umweltbundesamt  
Bismarckplatz 1  
14193 Berlin

## Verwaltung:

Prof. Dr. Joachim Erdmann  
Niedersächsisches Ministerium  
für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr  
Friedrichswall 1  
30159 Hannover

Dr. Michael Braedt  
Nieders. Ministerium für  
Umwelt und Klimaschutz  
Archivstr. 2  
30169 Hannover

## Geschäftsführung:

Dr. Heike Buschhorn  
Niedersächsisches Ministerium  
für Umwelt und Klimaschutz  
Archivstraße 2  
30169 Hannover

Christoph Meinecke  
Institut der Norddeutschen Wirtschaft e. V.  
Schiffgraben 36  
30175 Hannover

## Geschäftsführung des Arbeitskreises:

Friedhelm Pohl  
Niedersächsisches Ministerium  
für Umwelt und Klimaschutz  
Archivstr. 2  
30169 Hannover

## Schriftführung/ Organisation:

Thomas Ding  
Niedersächsisches Ministerium  
für Umwelt und Klimaschutz  
Archivstr. 2  
30169 Hannover

Diese Druckschrift wurde im Rahmen der Öffentlichkeitsarbeit des Niedersächsischen Ministeriums für Umwelt und Klimaschutz herausgegeben. Sie darf weder von Parteien noch von Personen, die Wahlwerbung oder Wahlhilfe betreiben, im Wahlkampf zum

Zwecke der Wahlwerbung verwendet werden. Auch ohne zeitlichen Bezug zu einer bevorstehenden Wahl darf die Druckschrift nicht in einer Weise verwendet werden, die als Parteinahme der Landesregierung zugunsten einzelner Gruppen verstanden werden könnte.

Herausgeber:  
Niedersächsisches Ministerium  
für Umwelt und Klimaschutz  
Referat für Presse und Öffentlichkeitsarbeit  
Archivstraße 2  
30169 Hannover

Dezember 2011

E-Mail: [poststelle@mu.niedersachsen.de](mailto:poststelle@mu.niedersachsen.de)  
[www.regierungskommission.niedersachsen.de](http://www.regierungskommission.niedersachsen.de)