



Schleswig-Holstein Energie 2020

Grünbuch

**Mehr Energie.
Mehr Wirtschaft.**

Grünbuch Energie

Warum ein Grünbuch zum Energiestandort Schleswig-Holstein im Jahr 2020? Grundsätzlich gilt: Grünbücher zeigen Konsequenzen von politischen Entscheidungen auf. Und sie weisen auf Sachverhalte hin, die zu ganz neuen Einsichten führen können.

Das vorliegende **Grünbuch Energie Schleswig-Holstein 2020** leistet beides.

Zum einen wird verdeutlicht, dass 2020 im nördlichsten Bundesland Deutschlands mit der Leit-Energie Wind mehr Strom erzeugt als verbraucht werden wird. Ein großer Gewinn für die Bemühungen, den Klimawandel zu bremsen. Zum anderen wird es aber auch negative Effekte für das Klima durch neue, fossil befeuerte Kraftwerke geben, die jedoch notwendig sind, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Aktuell erzwingen die konkreten Warnungen des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) zur Erderwärmung eine Neuausrichtung der Energiepolitik. Dieser IPCC-Alarm gibt unserer Welt nur acht Jahre Zeit, um CO₂-Emissionen in einem relevanten Ausmaß zu reduzieren: Es kommt also auf **jede** CO₂-freie Kilowattstunde an.

Mithin gilt es für Deutschland - und damit für Schleswig-Holstein - keine Zeit mehr zu verlieren. Andernfalls führt die Regelung im Atomgesetz, zurückgehend auf den Atomkonsens vom 14. Juni 2000, die Kernenergie bis 2021/2022 abzuwickeln, zum klimapolitischen Offenbarungseid.

Die Bundesregierung geht bei den Erneuerbaren Energien realistischerweise zum Jahre 2020 von einer Stromproduktion von bis zu 156 Terrawattstunden aus. Im gleichen Zeitraum soll aber die Kernenergie um 150 Terrawattstunden zurückgefahren werden. Somit neutralisieren sich beide in der CO₂-Bilanz. Selbst im Falle der Aktivierung aller denkbaren energieeinsparenden Maßnahmen und Effizienzsteigerungen müssten erst die bislang durch Kernenergie vermiedenen CO₂-Mengen ausgeglichen werden, bevor eine weitere CO₂-Reduktion absolut erfolgen kann.

Hierzu werde ich mich bei der EEG-Novelle 2008 - in Anlehnung an die Frist des Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetzes zum Netzanschluss von Offshore-Parks - für eine bis Ende 2011 befristete Erhöhung der offshore-Vergütung einsetzen. In Schleswig-Holstein könnten dann bis Ende 2011 mindestens drei Parks ans Netz gehen. Allerdings muss dies mit Kohlekraftwerken vergleichbarer Leistung abgestützt werden, die den CO₂-Ausstoß in Schleswig-Holstein verdreifachen können.



A handwritten signature in blue ink that reads "Dietrich Austermann". The signature is fluid and cursive.

Dietrich Austermann
Minister für Wissenschaft, Wirtschaft und Verkehr
des Landes Schleswig-Holstein

Herausgeber: Ministerium für Wissenschaft, Wirtschaft und Verkehr | Düsternbrooker Weg 94, 24105 Kiel | Redaktion: Ministerialdirigent Dr. Gustav W. Sauer | Kontakt: Pressestelle, Telefon: 0431-988.4420; pressestelle@wimi.landsh.de | ISSN 0935-4719 | Juni 2007 | Die Landesregierung im Internet: <http://www.landesregierung.schleswig-holstein.de> | Diese Druckschrift wird im Rahmen der Öffentlichkeitsarbeit der schleswig-holsteinischen Landesregierung 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 zu Gunsten einzelner Gruppen verstanden werden könnte. Den Parteien ist es gestattet, die Druckschrift zur Unterrichtung ihrer eigenen Mitglieder zu verwenden. |

Titelbild: Windenergie – Kernenergie – Energie aus Kohle – Solarenergie

© von oben nach unten: REpower Systems AG, Foto: Jan Oelker / E.ON Kernkraft GmbH, Kernkraftwerk Brokdorf / Gemeinschaftskraftwerk Kiel GmbH / EWS - Energie aus Wind und Sonne GmbH & Co. KG, Handewitt

Schleswig-Holstein wird im Jahre 2020 allein aus Wind deutlich mehr Strom erzeugen, als insgesamt verbraucht wird.

SH-2020: EE > 100 %

	2005	2020
Stromerzeugung [TWh]	ca. 35,0	ca. 44,0
darunter aus Kohle	4,5	19,2
Kernenergie	26,0	0
Wind	4,0	20,5
Stromverbrauch [TWh]	13,5	≤ 16,0
CO ₂ -Emission [Mio t]	4,3	15,0

Zusammenfassung	6
1. Die globale Energiesituation	11
2. Die deutsche Energiesituation	13
3. Die Energiesituation in Schleswig-Holstein	15
3.1 CO ₂ -Emissionen Schleswig-Holstein	16
3.2 Versorgungssicherheit und Preiswürdigkeit	17
3.3 Preisdämpfende Maßnahmen	17
3.4 Klimaschutz und Kernenergie	17
4. Klimakontext Stromproduktion	20
4.1 Klimakontext Schleswig-Holstein	20
4.2 Klimakontext Deutschland	21
4.2.1 Leitstudie 2007 des Bundesumweltministerium	22
4.2.2 Absehbare Entwicklung der CO ₂ -Emission	24
4.2.3 Einfluss durch fossile Anteile infolge Kernenergie-Abwicklung	25
4.2.4 Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien in 2020 auf 30 % ohne Kernenergie	25
4.2.5 Stromeinsparung zu 2020 auf 570 TWh	25
4.2.6 CO ₂ -Einsparung aus Kernenergie-Abwicklung bis 2020 ff.	25
4.2.7 CO ₂ -Einsparung durch Restlaufzeitverlängerung bis 2020	26
4.2.8 Entwicklung der Stromproduktion	26
4.2.9 Festlegung auf 40 Jahre: Fossile oder clean-fossil-Technologien	27
4.2.10 Zusammenführung	27
4.3 Klimakontext der EU	30
4.4 Globaler Klimakontext	32
5. Die Handlungsfelder des Ministeriums für Wissenschaft, Wirtschaft und Verkehr	33

6. Die Energieoption Schleswig-Holsteins im Jahre 2020	44
6.1 Windenergie	44
6.1.1 Schleswig-Holstein: Wind 2020	45
6.1.2 Windenergie und Netzeinspeisung	45
6.1.2.1 „Smart“ oder „intelligent grids“	46
6.1.2.2 „Virtuelles Kraftwerk“	46
6.1.2.3 „Super grid“	46
6.1.3 Offshore-Vergütung	46
6.1.4 EEG-Novelle: Referenz 100	47
6.1.5 Einbeziehung in den Emissionshandel	47
6.2 Wasserstoff	48
6.3 Biomasse	48
6.4 Kraft-Wärmekopplung	49
6.5 Gebäudebestand	49
6.6 Verkehr	49
6.7 Zukunftstechnologien	49
6.7.1 Clean-fossil-Technologien	49
6.7.2 Solarzellen	50
6.8 CO ₂ -Zertifikatehandel	50
7. Ausblick für 2020	51

Zusammenfassung

In der Koalitionsvereinbarung vom 16. April 2005 hat die Schleswig-Holsteinische Landesregierung als „*übergeordnetes Ziel der Energiepolitik eine sichere, nachhaltige und preisgünstige Versorgung der Bevölkerung und der Unternehmen*“ festgelegt. Weiter heißt es: „... *In der Frage der weiteren Nutzung der Kernenergie sind wir uns bewusst, dass die jetzt im Atomgesetz normierten Restlaufzeiten gelten und zurzeit nicht zu verändern sind.*“ Die Landesregierung verfolgt infolgedessen den „**energiepolitischen Dreisprung**“:

Energieeinsparung

Effizienzerhöhung und

Restbedarfsdiversifizierung mit einem zukünftig steigenden Anteil an erneuerbaren Energieträgern.

Vor diesem Hintergrund zeigt dieses Grünbuch folgende Optionen auf.

1. Trotz Energieeinsparung und Effizienzgewinnen wird bundesweit der Strombedarf bis zum Jahr 2020 steigen

Der Stromversorgung in Deutschland kommt in der Klimapolitik ein entscheidender Stellenwert zu, denn sie verursacht nach wie vor den größten Einzelbeitrag zum CO₂-Ausstoß. Gleichzeitig wird die Energieversorgung des Industriestaates Deutschland und Schleswig-Holsteins zum entscheidenden Standortfaktor.

Stiegen bis Anfang der 1980er Jahre das Bruttoinlandsprodukt (BIP) und der Strombedarf noch parallel an, hat sich dies ab den 1980er Jahren insoweit entkoppelt, als heute eine Steigerung des BIP mit vergleichsweise weniger Stromproduktion erreicht wird. Die Nutzung von Strom ist also im Mittel effizienter geworden. Während ab dem Jahr 1990 die Steigerungsrate des BIP (in jeweiligen Preisen des Jahres) 3,3 % p.a. betrug, stieg im gleichen Zeitraum der Strombedarf lediglich um 0,8 % p.a.

Trotz dieser höheren Effizienz wird der Strombedarf auch in Zukunft steigen, wenn die Entwicklung nicht beeinflusst wird. Zurzeit gibt es weder einen wirtschaftlichen noch sozialpolitischen Anhalt, der für einen anderen Trend spricht. Deshalb wird weder kurzfristig eine Stagnation noch mittelfristig bis zum Jahre 2020 eine Reduzierung des Strombedarfs - wie dies das Bundesumweltministerium (BMU) in seiner Leitstudie 2007 annimmt - unterstellt.

2. Schleswig-Holstein wird im Jahr 2020 mehr Strom aus Erneuerbaren Energien erzeugen, als es selbst verbraucht

Schleswig-Holstein erzeugte im Jahre 2005 etwa 35 Terawattstunden (1 TWh = 1 Mrd kWh) Strom, davon 26 TWh aus Kernenergie, 4,5 TWh aus Kohle, 4 TWh aus Wind,

den Rest aus Abfall etc. Der Stromverbrauch belief sich hingegen auf etwa 13,7 TWh. Schleswig-Holstein war und ist damit stets Stromexportland.

Bei der Abschätzung der Strombedarfsentwicklung bis zum Jahr 2020 wird im Folgenden die im „Atomkonsens“ vom 14. Juni 2000 zwischen Bundesregierung und Stromwirtschaft vereinbarte Stilllegung der Kernkraftwerke Brunsbüttel, Krümmel und Brokdorf - umgesetzt in der Atomgesetznovelle 2002 - bis 2020 unterstellt. Zugleich wird in Schleswig-Holstein die Nutzung der Erneuerbaren Energien weiter ausgebaut werden. Der Schwerpunkt dabei liegt - ungebrochen seit 1990 - auf der Leitenergie Wind:

Bis zum Jahre 2020 wird an Land (on-shore) das Repowering der 1. Generation (alle Anlagen sind einmal ersetzt worden) abgeschlossen sein, so dass mit 4.000 MW Kapazität etwa 8,5 TWh Strom erzeugt werden.

Im Offshore wird eine Kapazität von 3.150 MW für realistisch gehalten, entsprechend 12 TWh. Um beim offshore-Wind den Einstieg in den Ausbau auch tatsächlich zu erreichen, trotz steigender Kosten - auch bedingt durch die explodierenden Preise für Stahl, Kupfer und Gründungskonstruktionen - erscheint es erforderlich, sich für eine Übergangszeit auf die Anhebung der Grundvergütung für offshore-Anlagen von heute 9,1 cts/kWh zu vereinbaren.

Hierzu bietet sich die Anlehnung an die Frist des Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetzes an. Dies verpflichtet die Übertragungsnetzbetreiber bis Ende 2011, betriebsbereite offshore-Parks ans bundesdeutsche Übertragungsnetz anzuschließen. Damit werden den offshore-Parks die Kosten für diesen Netzanschluss in Höhe von etwa 2 bis 3 cts/kWh von der Hand gehalten. Gleichwohl ist absehbar, dass sich dennoch keine Investoren finden, denn vorliegende Gewinn- und Verlustrechnungen weisen aus, dass mit einer Vergütung von 9,1 cts/kWh nur eine negative Rendite erzielt würde.

Damit Investoren überhaupt bereit sind, offshore-Parks zu finanzieren - womit überhaupt erst die deutschen Klimaschutzzusagen eingehalten werden können -, sollte befristet bis Ende 2011 die **offshore-Grundvergütung auf 12 cts/kWh** angehoben werden. Dann dürften vor den Küsten Schleswig-Holsteins drei offshore-Parks mit 1.200 MW bis Ende 2011 zu realisieren sein.

Die jetzige Höhe der Offshore-Vergütung wird sich ab dem Jahre 2008 um 2 % p.a. reduzieren („Degression“). Auch dies müsste mit der Erhöhung der Vergütung synchronisiert werden, so dass die Degression ab 2013 erstmals greifen sollte.

Hinzu kommen noch Stromanteile aus der Nutzung der Biomasse als zweites Standbein der Erneuerbaren Ener-

gien, so dass Schleswig-Holstein im Jahre 2020 mehr als 22 TWh Strom aus Erneuerbaren Energien (EE) erzeugen wird.

Im Jahre 2020 dürfte der Strombedarf allenfalls 16 TWh betragen. Somit wird in Schleswig-Holstein rechnerisch deutlich mehr als 100 % seines Stromverbrauchs aus EE erzeugen können. Damit gilt für Schleswig-Holstein die Formel:

SH 2020: EE > 100 %.

Durch die Unstetigkeit der Windenergie kann dieser Strom nur etwa zu 40 % in Schleswig-Holstein selbst physikalisch verbraucht werden.

Damit wird Schleswig-Holstein - als traditionelles Stromexportland wie bisher - bis zum Jahr 2020 auch zum Exporteur von bis zu 14 TWh CO₂-freien Strom auf erneuerbarer Basis. Schleswig-Holstein gibt damit den im Süden Deutschlands konventionell produzierten Strom der 1950- und 1970er Jahre fortan als Klimaschutzstrom wieder zurück.

Durch den aufkommenden Windstrom wird es erforderlich, die Netze in ganz Norddeutschland auszubauen. Dabei plant E.ON Netz für Schleswig-Holstein die Anlandung des offshore-Windes bereits auf Gleichstrombasis (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung HGÜ). Solche HGÜ-Kabel, die gegenüber Wechselstromübertragung kaum Verluste haben, werden über Brunsbüttel an Land gebracht. Dieses HGÜ-Konzept wird oftmals als „super grid“ bezeichnet. Damit sind Chancen und Probleme verbunden. Existiert ein Windgefälle von Stavanger in Norwegen bis zur spanischen Biscaya, ist dies wie sonst ein Transportproblem herkömmlicher Art und keine Speicheroption. Allerdings könnte damit der Windstrom seine verursachenden Windfelder gewissermaßen überholen, indem bspw. in West-Ost- oder Nord-Süd-Richtung Windstrom abgeleitet und ggf. zeitversetzt in umgekehrter Richtung zurückgeleitet werden könnte. Dies kann eine europaweite Verstärkung der Netzauslastung und des Einsatzes anderer Erzeugungskapazitäten erbringen. Allerdings muss die Netznachfrage mit dem rückgelieferten Strom synchron sein. Zurzeit können indes keine belastbaren Aussagen darüber getroffen werden, ob sich damit auch fossile Erzeugungskapazitäten erübrigen.

Schließlich wird in Zukunft auch vermehrt der Option einer preisgetriebenen Stromabnahme in lastschwachen Zeiten Aufmerksamkeit gewidmet werden müssen. Dabei müssen aber die systemtechnischen Voraussetzungen bei den Abnahmegeräten geschaffen werden („smart grids“). Dieses Verfahren der Rundsteuerung ist bei der industriellen Stromabnahme bereits lange eingeschwenkte Praxis.

Dieses Ergebnis: **SH 2020: EE > 100 %** müsste infolge der Abwicklung der Kernenergie klimapolitisch allerdings teuer erkaufte werden. Denn: Aus Gründen der Netz- und Versorgungssicherheit muss eine in etwa gleich große Kraftwerkskapazität geschaffen werden. Dies ist heute nur mit herkömmlichen, fossil befeuerten

Kraftwerken denkbar. Da dies in der Regel - jedenfalls für Schleswig-Holstein - Steinkohle sein wird, wird sich der CO₂-Ausstoß des Jahres 2005 von etwa 4,5 Mio t CO₂ auf bis zu 15 Mio t CO₂ im Jahre 2020 erhöhen. Je 800 MW-Kohleblock mit 6.000 Jahresbetriebsstunden werden 3,6 Mio t CO₂ p.a. emittiert.

Dieser „Kohleboom“ wird vor allem durch den CO₂-Zertifikatehandel noch verstärkt, da durch die kostenlose Zuteilung ab 2012 und deren Einpreisung die Kapitalkosten neuer Kraftwerke vergleichsweise leichter refinanziert werden können.

Die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) in Schleswig-Holstein übertrifft heute bereits mit 15 % deutlich den bundesdeutschen Durchschnitt von 10%. Allerdings ist Schleswig-Holstein für KWK in der Fläche weniger prädestiniert, denn die Wohnbevölkerung verteilt sich auf zwei Kernstädte mit 446.000, 31 Ober- und Mittelzentren mit 805.000 und 1.092 Gemeinden und Kleingemeinden mit 1,58 Millionen Einwohnern. Kiel, Lübeck und der KWK-Leuchtturm Flensburg sowie weitere kleinere Städte nutzen bereits KWK, zumal dort Anschlussdichten von mehr 100 MW/Km² vorliegen. Die kleinen und kleineren Gemeinden Schleswig-Holsteins weisen indes eine Siedlungsstruktur auf, die nur in Einzelfällen über Blockheizkraftwerke eine KWK ermöglichen. Die Förderung von Nahwärmeanschlüssen erfolgt ab 1 MWh pro Trassenmeter. Da der Wärmebedarf pro Haushalt etwa 9 MWh p.a. beträgt, müsste in diesen Gemeinden alle 9 Meter ein Anschluss erfolgen. Da ersichtlich in diesen Gemeinden vornehmlich Einzelhausbebauung besteht, sind sie in der Regel für KWK und Nahwärme prohibitiv. Anders ist dies bei größeren Gebäuden wie Schulen, Büro- und Verwaltungsgebäuden, die bei abgängiger Heizungsanlage als Einsatzziel für Objekt-Blockheizkraftwerke zu prüfen wären.

Als zusätzliches Potenzial im Lande wird deshalb eine Erhöhung um 4 % auf 19 % KWK-Stromanteil im Jahre 2020 für wahrscheinlich gehalten.

3. Bei Abwicklung der Kernenergie werden bis zum Jahr 2020 bundesweit zusätzlich 2.000 Millionen Tonnen CO₂ eingespart werden müssen

Deutschland wies im Jahre 1990 eine Stromerzeugung von 550 TWh auf. Im Jahre 2005 stieg er auf 620 TWh (ca. 0,8 % p.a.), davon aus Kernenergie 163 TWh, aus den fossilen Energieträgern Stein-, Braunkohle und Erdgas jeweils 134, 154 und 71 TWh (zusammen 359 TWh), aus Wind und Wasserkraft jeweils 27 TWh. Den Rest von 44 TWh trugen Öl, Müll und sonstige Brennstoffe bei.

In Deutschland wird sich der Trend eines vermehrten CO₂-Ausstoßes bis zum Jahre 2020 infolge der Abwicklung der Kernenergie entsprechend fortsetzen. Für die Szenarien-Leitplanken werden folgende Randbedingungen angenommen:

Ein Strombedarf im Jahre 2020 von 650 TWh bzw. 570 TWh (BMU-Leitstudie 2007).

Bezüglich der Emission der fossilen Kraftwerke werden die CO₂-Emissionsfaktoren für Braun- und Steinkohle sowie Gas gemäß Nationalen Allokationsplan-II (NAP-II).

Als Ausgangspunkt für den fossilen Kraftwerkssektor werden die heutigen Strommengen aus Steinkohle, Braunkohle und Gas im Verhältnis von 44, 39 und 17 auf 40:40:20 eingestellt; Sensitivitäten: Braunkohle 30 und 50 %, Gas 40 %.

Die Folgen der Abwicklung der Kernenergie werden ihrer Weiterführung gegenübergestellt.

Mit diesen Szenarien kann abgeschätzt werden, wie die Zusage auf mindestens 20 % CO₂-Reduzierung im Strom- und Primärenergiebereich EU-konform bis zum Jahre 2020 erfüllt werden kann. Bezugsjahr für CO₂-Reduktionen ist 1990.

Der Ausbau der EE bis zum Jahr 2020 wird gemäß den Vorgaben des 1. Energiegipfels vom April 2006 mit einem Stromanteil von 150 TWh Strom übernommen. Die aktuelle BMU-Leitstudie 2007 hat diesen Anteil auf 156 TWh unwesentlich erhöht. Diese Annahme ist zwar ehrgeizig, aber erreichbar.

Die Szenarienergebnisse zeigen für das Jahr 2020 mit einem Strombedarf von 650 TWh innerhalb der Sensitivitätsanalysen stets dieselben Trends.

Bei Abwicklung der Kernenergie

und einem Aufbau der EE auf 150 TWh würde im Jahre 2020 lediglich eine CO₂-Einsparung von 11,2 % dem Basisjahr 1990 erreicht.

Erst beim Anteil von 30 % EE (210 TWh) eine CO₂-Einsparung von 20,5 %, bei zzgl. einem Erdgasanteil von 40 % wird 30,7 % erreicht.

Bei einer Reduzierung des Stromverbrauchs auf 570 TWh im Jahre 2020 und 150 TWh EE wird eine CO₂-Einsparung von knapp 24 % erreicht werden.

Wird die Kernenergie bis zum Jahr 2020 weiter genutzt - was einer zusätzlichen Reststrommenge der Größenordnung von 1.500 TWh entspricht - ,

wird bei 150 TWh EE allein schon eine Einsparung von 36,6 % erreicht.

Unterstellt man Anteile von 210 TWh EE und zzgl. 40 % Erdgas, erhöhen sich darüber hinaus die Einsparungen auf 47,5 % und 55,2 %.

Heute beträgt der spezifische Ausstoß des fossilen Kraftwerksparks mit Braun- und Steinkohle sowie Erdgas in Deutschland im Mittel etwa 830 g CO₂/KWh. Somit vermeidet die heutige Nutzung der Kernenergie mit 165 TWh Strombeitrag ca. 137 Mio t CO₂ p.a.

Durch die Verschärfung der spezifischen Emissionsfaktoren des o.g. NAP-II werden sich die spezifischen Emissionen auf mittlere 750 g CO₂/KWh absenken. Die heute zu unterstellende Abwicklung der Kernenergie zum Jahr 2020 im Umfang von 150 TWh p.a. entspricht somit einem Verzicht auf eine CO₂-Einsparung von etwa 112 Mio t CO₂ p.a. Da diese CO₂-Menge in Wahrheit auch nicht weggespart werden kann, muss sie von anderen Energieträgern im Stromsektor oder anderen Verbrauchssektoren zunächst erst zusätzlich erspart werden, bevor sich der CO₂-Ausstoß insgesamt weiter absolut senken lässt. Selbst bei Umsetzung aller Einsparvorgaben würden in der CO₂-Bilanz diese 112 Mio t CO₂ p.a. stets fehlen.

Schließlich entspricht auch die Annahme, den Strombedarf im Jahre 2020 auf 570 TWh senken zu können - wie dies das BMU in seiner Leitstudie 2007 ohne Begründung unterstellt -, lediglich der Vorstellung, die Abwicklung der Kernenergie „wegsparen“ oder „wegrechnen“ zu können. Schließlich kommt auch der vom BMU angegebene Anteil von 27 % an EE am Stromverbrauch des Jahres 2020 nur dadurch zustande, den kleineren Divisor von 570 TWh gegenüber den erwarteten 700 TWh zu verwenden.

Dafür indes, dass sich ein Strombedarf von 570 TWh auch in der Wirklichkeit des Jahres 2020 einstellen wird, gibt es aber keinerlei Anhalt, wie sich dieser selbstkonsistent einregeln soll. Er müsste politisch durchgesetzt und mit einer neuerlichen wirtschaftlichen Rezession erkaufte werden. Demgegenüber konfiguriert die gesamte übrige Welt - egal ob Industrie- oder Entwicklungsland - ihre nationalen Energiepolitiken nach Wachstumsperspektiven.

Mithin wird bei Abwicklung der Kernenergie stets weniger CO₂ eingespart werden können, weil sich rechnerisch die CO₂-Freiheiten von Wind- und Kernenergie stets egalisieren. Damit müssen Einsparungen, bevor sie weiter absolut greifen, erst von anderen Energieträgern oder Verbrauchs- und Erzeugungssektoren erbracht werden. Wird dies als alleiniges wirtschaftliches Ziel verabsolutiert, wird damit wiederum über private Kaufkraft und wirtschaftliche Investitionen verfügt.

So besehen lässt sich zeigen, dass bei einer Erhöhung der Reststrommenge um weitere 1.500 TWh - einem Verschieben der Abwicklung der Kernenergie über 2020 hinaus - die CO₂-Einsparvorhaben der Bundesregierung und die Vorgaben und Erwartungen aus dem Kyoto-Prozess von 20 % Anteil der EE am Stromsektor und 20 % CO₂-Reduktion im Primärenergiebedarf allein aus dem Stromsektor erfüllt werden könnten.

4. Auch die sonstigen Verbrauchssektoren werden zur CO₂-Reduktion beitragen müssen

Nach dem Stromsektor rangieren der Hauswärmebedarf und der Verkehrssektor als die nächst größten CO₂-Emittenten. Hierzu sind die Trends in Deutschland und Schleswig-Holstein wenig unterschiedlich.

Im **Hauswärmebereich** wird sich in Schleswig-Holstein bei Neubauten bis zum Jahr 2020 der Niedrigenergiehausstandard - NEHS: 70 KWh/m².a oder 7 Liter Heizöl/m².a - durchgesetzt haben. Damit würde ein Einfamilienhaus mit 120 m² Wohnfläche einen Jahresbedarf von etwa 840 Liter Heizöl EL aufweisen mit einer CO₂-Emission von 2.200 kg p.a.

Bei einem derartigen Ölverbrauch wird die Installation einer Öl- oder Gasheizung wirtschaftlich fraglich, da bei NEHS die Wärmegrundlast von 50 % bereits über Solarthermik und der Rest ggf. sogar über Stromheizungen abgedeckt werden kann.

Hingegen ist heute im Altbaubestand im Mittel noch von einem vglw. hohen Wärmestandard von bis zu 240 KWh/m².a auszugehen; bei 120 m² Wohnfläche entspricht dies einem Ausstoß von 7.600 Kg CO₂ p.a. Allerdings entsteht pro Einzelhaus oder Wohnungseinheit ein Renovierungsanreiz schon allein aus den absehbar bis zum Jahr 2020 noch deutlich steigenden Öl- und Gaspreisen.

Würde der NEHS auch im Altbaubestand umgesetzt, könnte pro 120 m² Haushalt eine Einsparung von 2.040 Liter Öl, entsprechend 5.400 Kg CO₂ p.a. erzielt werden. Unterstellt man bis zum Jahr 2020, dass etwa 30% (= 2% p.a.) des Wohngebäudebestandes mit letzter Renovierung vor 1995 in Schleswig-Holstein auf den NEHS gebracht sind, würden etwa 2,2 Mio t CO₂ eingespart, und zwar allein über die Entwicklung der Heizölpreise.

Im Wohnbereich mit NEHS - erst recht bei Passivhäusern - wird je niedriger der Wärmeverbrauch desto mehr Lüftungsaufwand (250 KWh p.a.) erforderlich. Kommen Stromheizungen hinzu, stiege zwar der Strombedarf pro Haushalt insgesamt an, er wäre aber direkt mit einer CO₂-Entlastung im Endenergiebereich Wärme über die Heizöl/Erdgassubstitution gekoppelt. Die Zunahme von sog. Single-Haushalten, was die Stromnutzungen erhöht, verstärkt diesen Effekt. Mithin wird insgesamt der Strombedarf bis zum Jahr 2020 ansteigen.

Im **Industriebereich** soll der Einsatz von brennbaren Ersatzbrennstoffen für Prozesswärme bis zum Jahr 2020 verstärkt werden. Bezogen auf ein Abfallaufkommen von 1 Mio t dürften knapp 70 % mit einem Energieinhalt von 3,2 KWh pro Kg brennbaren Abfalls (vergleichbar Biomasse) geeignet und etwa 50 % prinzipiell verfügbar sein.

Der **Verkehrsbereich** verbraucht bundesweit 20% an Primärenergie, die CO₂-Emissionen aus dem Straßenverkehr stiegen von 1990 bis 2005 um 26% an. Er ist heute nahezu ausschließlich fossil über Mineralöl und Erdgas dominiert. Zurzeit liegt der durchschnittliche CO₂-Ausstoß von Fahrzeugen in Europa bei 160 g CO₂/Km (20.000 Km: 3,2 t CO₂ p.a.). In der EU dürfte der CO₂-Ausstoß über neuere Motortechnologien auf durchschnittlich 130 g CO₂/Km und durch weitere technische Maßnahmen und den verstärkten Einsatz von Biokraftstoffen weiter um 10 g CO₂/Km gesenkt werden.

In Schleswig-Holstein werden pro Jahr ca. 2,3 Milliarden Liter Kraftstoff verbraucht. Dies entspricht einem Ausstoß von etwa 6 Mio t CO₂. Würde alternativ Wasserstoff im Verkehrsbereich eingesetzt, könnten ca. 1,1 Milliarden Liter Kraftstoff ersetzt werden. Dies wären 1,7% des Gesamtkraftstoffbedarfs in Deutschland von ca. 64 Mrd Litern (= 167 Mio t CO₂).

In Zukunft wird es außerdem im Verkehrssystem die Kopplung von Wasserstoff mit Brennstoffzellen geben. Neben diesen Brennstoffzellen werden über den Energie- und Verkehrssektor hinaus v. a. auch neue Batterien, ggf. auf Ionenleiterbasis erhebliche Marktanteile einnehmen können (bspw. Sekundärsysteme in der Autoindustrie, Energieversorgung bei Laptops). Hinzu kommt, dass im Falle von Batterieautos auch ein Speicher geschaffen wird, der nachts aufgeladen werden und dabei die Netzauslastung glätten kann.



Die Zukunft der Windenergie liegt im Offshore vor den Küsten.

© Courtesy of Vestas Wind Systems A/S

1. Die globale Energiesituation

Die Frage, wie viel, wie sicher und wie teuer Energie zur Verfügung steht, ist für Industriestaaten wie Deutschland, neben dem Anspruch auch Wissensstaat zu sein, **die** Frage der Zukunft schlechthin. Dabei sind zunächst drei Leitplanken zu beachten:

Zum einen die **Versorgungssicherheit**, die den Fortbestand als Industriestaat sichert,

zum anderen die umwelt- und geopolitische **Versorgungsverteilung**, dass die in der OECD zusammengefassten Industriestaaten die verfügbaren Energieträger nicht länger für sich allein als selbstverständlich akquirieren können.

Im Rahmen des freien Welthandels schließt sich eine militärgestützte **Versorgungssicherung** aus.

Hinzu kommt, dass die Energieversorgung der Zukunft das Weltklima nicht noch weiter belasten darf. Erdöl und Erdgas sind auf wenige Herkunftsstaaten und -regionen konzentriert, zum einen auf die „strategische Ellipse“ im Nahen Osten, zum anderen auf Russland. Beide Regionen verfügen insgesamt über etwa 70 % der Weltreserven. Die Kohlereserven sind im Vergleich dazu weiter verbreitet, ebenso die Vorräte für Uran. Davon ausgehend werden etwa $\frac{3}{4}$ aller CO₂-Emissionen durch die OECD sowie zunehmend auch von China und Indien verursacht.¹

Hingegen sind die EE weltweit in unterschiedlichem, aber ausreichendem Maß technisch und technologisch verfügbar. Diese reihen sich weltweit nach den technisch erschließbaren Potenzialen wie folgt:

Die **Biomasse** hat weltweit als sekundäre, gespeicherte Solarenergie mit einer Netto-Primärproduktion von 20 t CO₂ pro Kopf und Jahr (cap.a) das größte technisch-wirtschaftliche Potenzial zur energetischen und v.a. dezentralen Nutzung, bis zu einem Drittel des Weltenergiebedarfs. Demgegenüber werden davon im Mittel bloß 2 t/cap.a für Nahrung verbraucht. Der Rest verfällt heute in aller Regel der Verrottung, wobei Kohlendioxid (CO₂) und Methan (CH₄) freigesetzt werden.

Die **Wasserkraft** konzentriert sich auf die großen Flüsse und auf Stauseen; v. a. letztere dienen zugleich als Trinkwasserreservoir.

Die besten **Windstandorte** existieren an den Küsten, in den höheren geografischen Breiten sowie landeinwärts in topografischen Höhenlagen. In Zukunft kommen küstenferne Offshore-Standorte hinzu.

Die primäre **Sonnenenergie** als Einstrahlung steht im Sonnengürtel $\pm 30^\circ$ geografische Breite mit mehr als 3.000 Sonnenstunden zur Verfügung. In den Breitengraden um $\pm 50^\circ$ aufwärts reduziert sich dies im Mittel auf deutlich unter 1.500 Stunden infolge verminderter Ausbeute aus dem reduzierten Einstrahlwinkel. In Ausnahmefällen wie auf Fehmarn werden dennoch auch 1.800 Stunden wie in Freiburg/Br. erreicht.

Sonstige Gase aus Klärwerken, Gruben etc. je nach Aufkommen, v.a. auch bei Mülldeponien.

Die **Geothermie** als Nutzung der permanent vorhandenen Tiefenerdwärme beschränkt sich auf ausgewählte geologisch bedingte Vorranggebiete, die oberflächennahe Erdwärme < 100 m Tiefe indes generell auf Neubaugebiete.

Wellen- und Gezeitenenergien werden absehbar auf hierfür geeignete Standorte konzentriert bleiben (bspw. St. Malo/Frankreich; ggf. Bristol Channel/Wales).

Bezogen auf Deutschland stellt sich die Reihung wie folgt um: Wind und Biomasse, Solarthermik, Wasser und Geothermie sowie Gase aus Klärwerken, Gruben, Deponien je nach Aufkommen. In Schleswig-Holstein ändert sich die Rangfolge auf Wind vor Biomasse, ebenso Geothermie vor Wasserkraft.

Mithin steht zwar genügend Energie zur Verfügung, so dass dies bislang lediglich als Verteilungs- und Nachfrageproblem erschien. In der zweiten Hälfte des 20. Jahrhunderts hat sich diese Nachfrage zum einen in der OECD auf hohem industriellen Nutzungs- und Verbrauchsniveau eingependelt, zum anderen in den Entwicklungsländern allein auf Grund des dortigen Bevölkerungswachstums und Nachholbedarfs erheblich mit zweistelligen Wachstumsraten gesteigert.

Überlagert wurde dies von zwei Ölpreiskrisen in 1973/79, die auf lange Sicht Beginn eines stetig steigenden Rohölpreises waren. An diesen koppelte sich der Erdgaspreis mit einem zeitlichen Nachlauf von sechs Monaten auf Grund von internationalen Verträgen. Hierzu ist seit 1990 ersichtlich, dass der Ölpreis des Vorjahres ganz überwiegend unter dem Gaspreis des Folgejahres liegt.²

In der Virulenz des Klimawandels wächst sich diese Ungleichverteilung indes zu einem ausgesprochenen Ungerechtigkeitsproblem aus, als der weiter zunehmende Energieverbrauch dazu führt, dass durch Verknappungssignale die Preise weltweit steigen, was zum anderen wiederum die Auslandsverschuldung der Entwicklungsländer steigert.

Die Internationale Energieagentur (IEA) schätzt aus langjähriger Erfahrung zutreffend ab, dass sich bis zum

¹ Antwort der Landesregierung auf die Große Anfrage „Weg vom Öl - Auswirkungen eines dauerhaft hohen Ölpreises auf Wirtschaft und Verkehr in Schleswig-Holstein“ vom 14.11.2005, Drucksache 16/823, S.12.

² wie vor, S. 30.

Jahr 2030 der heutige Weltenergieverbrauch von etwa 27 Mrd t SKE um weitere 60 % erhöhen wird. Analog werden die energiebedingten CO₂-Emissionen des Jahres 2002 in Höhe von 25,3 bis dahin auf 40,4 Mrd t CO₂ steigen.³

Vor dieser internationalen Entwicklung, die sich nicht oder nur kaum ändern lassen wird, sind die jetzigen Einsparzusagen bspw. Deutschlands und der EU einzuordnen. Selbst ein völliger Stopp der deutschen energiebedingten Emissionen von heute etwa 870 t CO₂ entspräche lediglich dem dreifachen Jahreszuwachs von China (238 Mio t CO₂) und Indien (48 Mio t CO₂) des Jahres 2005.

Das Intergovernmental Panel of Climate Change (IPCC) hat in einem dramatischen Appell auf diese Entwicklung der Energiemärkte und die daraus resultierenden Folgen für das Weltklima bis zum Jahr 2100 hingewiesen.⁴ Demzufolge dürfte die regionale Mitteltemperatur im Äquatorbereich um 2°C (=2 Kelvin: K), aber in den Polregionen um bis zu 6,4 K steigen.

Der Meeresspiegel steigt dann im Mittel um etwa 50 cm, wird indes in der Nordsee wie bisher stets am höchsten sein, also um mindestens 1 m steigen. Allerdings wurden bisher das Strömungsschmelzen bishin zum Abdriften von arktischen und antarktischen Festlandseisschelfen ins Meer vom Eintrittsrisiko her noch nicht berücksichtigt.⁵

Vorsorglich verkürzt der 3. Bericht des IPCC - gewissermaßen als Klima-Alarm - die Reaktionszeit auf das Jahr 2015, ab dem weltweit die CO₂-Emissionen reduziert werden müssten.

⁵ IPCC-1: Das Abschmelzen von 3 Mio Km³ Grönlandeis würde den Meeresspiegel um 7 m anheben, eine eisfreie Antarktis um knapp 70 m. Dabei geht es allerdings um Zeiträume beginnend bei mehr als 200 Jahren. Auch kann es zu gegenläufigen Trends kommen. Zum einen entfele im nördlichen Sommer der arktische Eispiegel zur Rückstrahlung ins Weltall, was einen zusätzlichen Erwärmungsanteil erbringt. Zum anderen würde im Nordpolarmeer Süßwasser eingetragen, was u. U. die halokinetische Pumpe vor Grönland und in der Labradorsee zum Stottern oder gar zum Stehen brächte und damit den Golfstrom stoppte. In Nordwesteuropa herrschte dann ein Klima wie heute Labrador; vgl. **Ice-cold in Paris**, New Scientist, 8. 2.1997, S. 1997; RAHMSTORF (PIK), **Current of Change (Essay for the McDonnell Foundation)**, www.pik-potsdam.de; dsogl. **Ocean Currents and Climate Change; CLIVAR Project - Study of the Atlantic thermohaline circulation in a highly efficient global ocean-atmosphere mode**. Gemäß dem IPCC Bericht 2007: **The Physical Science Basis – Summary for Policymakers** vom 05.02.2007, www.ipcc.ch, zeigt sich, dass der Meeresspiegelanstieg sich aus folgenden Beiträgen zusammensetzt, S. 7:

	1961 – 2003	1993 – 2003
	Rate des Meeresspiegelanstiegs in mm p.a.	
Thermische Ausdehnung	0,42 ± 0,12	1,6 ± 0,5
Gletscher und Eiskappen	0,50 ± 0,18	0,77 ± 0,33
Grönland	0,05 ± 0,12	0,21 ± 0,07
Antarktis	0,14 ± 0,41	0,21 ± 0,35
Summe	1,1 ± 0,50	2,8 ± 0,70
beobachtet	1,8 ± 0,50	3,10 ± 1,00
Differenz	0,7 ± 0,7	0,3 ± 1,0

Zwar beziehen sich die Daten der Tabelle aus unterschiedlichen Messmethoden (nach 1993 über Satelliten), gleichwohl hat sich das Abschmelzen von Grönland- und Antarktis-Eis in den letzten 10 von 42 Jahren erheblich beschleunigt. Denn im Zeitraum 1961-1992 betrug die mittlere Rate des Meeresspiegelanstiegs lediglich 1,35 ± 0,33 mm. Damit fand ein Schmelzen in Grönland kaum statt (kleiner als Schwankungsbreite), indes in der Antarktis mit 0,12 mm p.a. (ohne Schwankungsbreite). Mithin hat sich der Abschmelzvorgang in Grönland um den Faktor 4, in der Antarktis um den Faktor 6 beschleunigt. Insofern insinuiert eine bloß lineare Fortschreibung bis zum Jahr 2100 lediglich einen Gesamtanstieg um 30 cm. Darauf zu hoffen, dass dies lediglich nur in diesem Umfang eintritt, wäre indes unvorsichtig. Das **Aralsee-Syndrom** würde sich dabei auf den nassen Bereich erweitern; vgl. Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen: **Welt im Wandel - Strategien zur Bewältigung globaler Umweltrisiken - Jahrgutachten 1998**, Deutscher Bundestag, BT-Drs. 244/00. Vorliegend setzt hierzu bereits in Magazinen und Zeitschriften eine Regression auf Unglauben bzgl. des eigenen Portfolios ein, dass ein Abschmelzen des Grönlandeises nicht zu befürchten sei; vgl. WEBER (Gesamtverband des Deutschen Steinkohlenbergbaus/essen): **Rechtfertigen neue Erkenntnisse den medialen und politischen Klimahype?**, et, 5/2007, S. 72-77; dsogl. CICERO 6/2007: **Die Klima-Lüge**.

³ Internationale Energieagentur (IEA): **World Energy Outlook 2006**, OECD/IEA 2006, Paris; Fig.2.8.

⁴ Intergovernmental Panel of Climate Change (IPCC-1): **Climate Change 2007: The Physical Science Basis – Summary for Policymakers**, 05.02.2007, CH-Genf; <http://ipcc-wg1.ucar.edu>. IPCC-2 (März 2007).

2. Die deutsche Energiesituation

Deutschland nimmt innerhalb der OECD eine Mittelposition ein. Der mittlere Emissionsfaktor von CO₂ liegt mit 10,3 t/cap.a knapp unter dem OECD-Mittel von 11 t/cap.a.

Die CO₂-Emissionen Deutschlands zeigen folgende Bilanz:

Energiesektor	1990	2000	2004
Energiewirtschaft	415	348	362
Straßenverkehr	150	171	160
Haushalte	129	117	116
Verarbeitendes Gewerbe	156	102	103
Industrieprozesse	85	81	79
Kleinverbraucher	64	46	47
Übriger Verkehr	12	11	11
Land, Forst. Fischereiwirtschaft	11	8	7
Sonstige	12	2	2
Summe: CO ₂ -Energiesektor	945	805	807
Summe: Gesamt CO ₂	1.007	852	850
Summe: Treibhausgase (CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, CFC/HFC/HCFC, PFC und SF ₆)	1.235,2	1.023,2	1.015,7 993,6 (2005)

In der EU-15 gelten in der Klimavereinbarung bis zum Jahr 2012 über alle sechs Treibhausgase unterschiedliche Einsparziele, für Deutschland 21,6 %. Innerhalb der EU-15 weist Deutschland im Zeitraum 1990 – 2005 mit 230 Mio t (19,2 %) die höchste absolute Einsparung auf. Lediglich noch das Vereinigte Königreich (14 %), Dänemark (7,7 %), Schweden (4,9 %), Finnland (1,9 %) und Frankreich (1,4 %) weisen Einsparungen auf, alle anderen Staaten der EU-15 z. T. erhebliche Steigerungen, die höchste Spanien mit 53,8 %. Diese Steigerungen basieren z. T. auf Konjunkturen in diesen Ländern.

Vor diesem Hintergrund haben die vier Kernenergie-(KE)-nutzenden Energieversorgungsunternehmen mit der Bundesregierung am 14.06.2000 dennoch den sog. Atom-Konsens geschlossen⁷, demzufolge über die Festlegung von Reststrommengen für jedes Kernkraftwerk eine tagesscharfe Abwicklung der deutschen KE bis zum Jahr 2021/22 vereinbart und entsprechend in der Atomgesetznovelle 2002 umgesetzt wurde. Nach Erreichen der einzelnen Reststrommengen erlöschen die Betriebsgenehmigungen automatisch, Regelungen zur Übertra-

gung der Reststrommengen von älteren auf jüngere und von jüngeren auf ältere Kernkraftwerke sind gemäß § 7 Atomgesetz möglich.

Die Bundesregierung hat sich in ihrer Koalitionsvereinbarung ebenso wie Schleswig-Holstein politisch gebunden, diese Abwicklungsoption in der 16. WP nicht zu verändern. Zugleich widmet die Bundeskanzlerin auf höchster Ebene der Energiefrage vermehrte Aufmerksamkeit. Hierzu ist beim Bundeskanzleramt ein Energiegipfel institutionalisiert worden, der die gesellschaftlichen Interessen in Energiefragen repräsentieren und bündeln sowie Vorschläge unterbreiten soll. Die Ergebnisse des 1. Energiegipfels vom 03.04.2006 zeigen u. a. auf, dass die CO₂-Einsparung bis zum Jahre 2020 durch die Zunahme von EE auf etwa 150 TWh und die simultane Abwicklung der KE von etwa 165 TWh bis auf 10 TWh für das Jahr 2020 lediglich egalisiert wird.

⁶ Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, **Zahlen und Fakten – Energiedaten – Nationale und Internationale Entwicklung**, Berlin, Stand: 31.01.2007, Tabelle 9.

⁷ Umgesetzt in der Atomgesetz-Novelle 2002.

Die EU-Klimaschutzziele für das Jahr 2020, neben einem Anteil von 20 % EE an der Stromerzeugung zunächst auch 20 % CO₂-Einsparung im Primärenergiebedarf zu gewährleisten, bedeutet für Deutschland insgesamt etwa 202 Mio t CO₂ einsparen zu müssen.

Den ordnungsrechtlichen Rahmen bildet das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), demzufolge gemäß § 1 die Ziele wie folgt festgelegt werden: *„Zweck des Gesetzes ist eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas.“* Diese Zielstellungen sind für die Strom- und Gaswirtschaft ausdrücklich vom Gesetzgeber vorgegeben worden. Sie lassen sich ohne Zwang auf den gesamten Energiesektor übertragen.

Die Ziele konfliktieren allerdings - jedenfalls teilweise - miteinander. So ist umweltfreundlich nicht stets preisgünstig. Energiesparen bedeutet stets vorausgehenden Kapitaleinsatz mit ggf. längeren Amortisationszeiten, ebenso wie eine Effizienzsteigerung, bevor sich der insgesamt erniedrigte Energieverbrauch auch finanziell einstellt. Dabei wird aber der Strombedarf weiter steigen. Allerdings verkürzen die absehbaren Energiepreissteigerungen die Amortisationszeiten für Investitionen deutlich. Zugleich lassen sich solche Maßnahmen in liberalisierten Märkten nur mit einer staatlichen Anschubförderung realisieren. Diese erscheint dann gerechtfertigt, wenn insgesamt eine win-win-Situation entsteht, wie vorliegend beim Aufbau der EE und der Förderung von Niedrigenergiestandards etc.

3. Die Energiesituation in Schleswig-Holstein

Die Landesregierung hat sich in der Koalitionsvereinbarung von CDU und SPD vom 16.04.2005 auf folgenden politischen Handlungsrahmen verständigt.

3.g. Energiepolitik

Übergeordnetes Ziel der Energiepolitik ist eine sichere, nachhaltige und preisgünstige Versorgung der Bevölkerung und der Unternehmen. Nur ein Mix aus verschiedenen Trägern wird die Versorgungssicherheit und die Umweltverträglichkeit gewährleisten.

Wir wollen dafür sorgen, dass die verschiedenen Energieträger und Energietechnologien zusammen ihren spezifischen Anteil an einer sicheren, kostengünstigen und nachhaltigen, d. h. klimaverträglichen Energieversorgungsstruktur einbringen können.

Die Windenergie spielt in Schleswig-Holstein heute bereits eine große Rolle, denn mit ihr wird Wirtschaftskraft vor Ort erreicht und Einkommen - insbesondere in den ländlichen Räumen - erzielt. Wir werden die Windenergienutzung mit Augenmaß weiter ausdehnen. Wir werden keine neuen Wind-Vorrang-Flächen ausweisen und sie auf 1 % begrenzen. Bei der Errichtung von Offshore-Anlagen müssen Schiffsicherheit, Tourismus und Umwelt berücksichtigt werden. Repowering-Maßnahmen werden wir unterstützen.

Wir werden neue Energietechnologien wie z. B. die Brennstoffzelle, die Nutzung von Wasserstoff und die modernen Technologien zur Kohlenutzung weiter entwickeln. Außerdem werden wir das umweltfreundliche Potential der Biomasse-Nutzung, der Kraft-Wärmekopplung, der Geothermie und der Solarenergie verstärkt nutzen und ausbauen.

In der Frage der weiteren Nutzung der Kernenergie sind wir uns bewusst, dass die jetzt im Atomgesetz normierten Restlaufzeiten gelten und zurzeit nicht zu verändern sind. Es besteht Einigkeit, dass die Landesregierung nicht initiativ wird, den Energiekonsens aufzukündigen. Wir werden uns im Bundesrat enthalten, wenn widerstreitende Auffassungen, wie zum Beispiel bei der KE, vorliegen.

Das Ministerium für Wissenschaft, Wirtschaft und Verkehr setzt dies mit dem weithin anerkannten „**energiepolitischen Dreisprung**“ um, der bei Einhaltung der Reihenfolge

Energieeinsparung,

Effizienzsteigerung und

Restbedarfsdiversifizierung

die höchsten Energieeinsparungen und -ausbeuten erbringt.

Dieser Dreisprung kann indes theoretisch und exakt in dieser Reihenfolge nur dann verfolgt werden, wenn es um Planungen „auf der grünen Wiese“ geht. Verständlicherweise wird jedes Unternehmen und jeder Bauherr für Anlagen oder Wohnbauten erst ins absolute Energiesparen investieren und danach aufbauend auf die relative Effizienzsteigerung abstellen und das effektivste Energieerzeugungssystem auswählen; letzteres determiniert dann i.W. bereits bestimmte Primärenergieträger, z. T. schon zu Gunsten von EE.⁸

Der Primärenergiebedarf Schleswig-Holsteins stellt sich für die Jahre 1990 und 2004 wie folgt dar:

Energieträger	in 1.000 t SKE	
	1990 ^{a)}	2004 ^{b)}
Kohle	1.786	1.796
Mineralöle und Produkte	8.683	6.463
Erdgas	2.007	3.007
Erneuerbare Energien	3	712
Strom (negativ wg. Export)	- 4.463	- 2.561
Kernenergie	7.539	9.954
Andere	110	136
Summe	15.665	19.506
Bruttostromerzeugung (TWh)	27,6	36,2
Stromverbrauch	11,3	12,8
davon Wind	< 0,05	3,8

a) 1990 Energiebilanz S-H 1990, Institut für Weltwirtschaft Kiel
b) aktuellste Energiebilanz SH 2004, Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein

Die Entwicklung im Zeitraum von 1990 bis 2004 verlief kontinuierlich. Insbesondere die Entwicklung der Windenergie auf mehr als 4 TWh (2005) muss beeindruckend sein. Durch die zugleich betriebene Kernenergie ist der Strom in Schleswig-Holstein deutlich CO₂-entlastet, zz. 134 g CO₂/KWh (vgl. ,Tabelle 3).

⁸ Der Vergleich zum olympischen Dreisprung („hop-step-jump“) ist bewusst gewählt. Denn es kommt zunächst darauf an, dass der erste Sprung weit reicht: absolute Energieeinsparung. Der zweite ist vglw. höher: relative Energieeinsparung (= Energieeffizienz). Der dritte muss alle Reserven mobilisieren: Energiediversifizierung. Auch die Schrittfolge ist vorgeschrieben, bei Rechtshändern erfolgt sie rechts-rechts-links, und ähnelt sich konzeptionell. Während also die beiden ersten Schritte auf die absolute und relative Energieeinsparung setzen, setzt der letzte lediglich auf die restliche Verteilung der Energieträger. Wird oder kann die theoretische Reihenfolge nicht eingehalten werden, ähnelt sich dieser Dreisprung einer zweiten Sprungtechnik im olympischen Dreisprung (Flachsprung). Dann ist der letzte jump der weiteste. Erfolgt also weniger Energieeinsparung und/oder Effizienzsteigerung, muss der jump (Energieträgereinsatz) vglw. am größten sein.

In der Praxis kann indes dieser Dreisprung nicht stets in der o. g. stringenten Reihenfolge verabsolutiert werden, denn oftmals sind die einzelnen Voraussetzungen für diese Reihenfolge nicht kompatibel, bspw. Platz- und Energieverfügbarkeit etc. So dürfte - als Extrembeispiel - bei Einzelhäusern, die zur energetischen Sanierung vorgesehen sind, mit lediglich einem nordseitigen Dach eine Installation von Solarthermik ersichtlich sinnlos sein. Auch kann dies u. U. bei Passivenergiehäusern während der wenigen Gradtagzahlen im Winter, an denen die Passivwärme nicht mehr zur Raumwärmebereitstellung ausreicht, wiederum Stromheizungen insgesamt wirtschaftlich machen, obschon bisher Stromheizungen bei heutigen Heizbedarfen - ausgenommen Wärmepumpen bei Erdwärme - zutreffend als „Todsünde“ (bisherige Nachtspeicherheizungen bei schlechtem Wohnraumdämmstandard) gelten. Aber auch individuelle finanzielle Ressourcen können die Reihenfolge beeinflussen, wenn bspw. von der Kaufkraft her allein auf effizientere Systeme gesetzt werden muss (Heizungstotalausfall), ohne vorher den Energiebedarf absolut zu reduzieren.

Da gemäß der o.g. Koalitionsvereinbarung die Kernenergie weiter abgewickelt werden wird, wird nachfolgend das Hauptaugenmerk auf den davon betroffenen Stromsektor gelegt. Dabei werden keinesfalls die anderen CO₂-relevanten Bereiche übersehen, sie stehen vorliegend nicht im Fokus der Betrachtung. In Kapitel 6 werden ihre möglichen CO₂-Entlastungen abgeschätzt.

Das Ministerium für Wissenschaft, Wirtschaft und Verkehr des Landes Schleswig-Holstein (MWV) verfolgt außerdem bei seinen Energie- und/oder Fördermaßnahmen, die MWV auch direkt beeinflussen kann, stets die bestmögliche Gesamtkonzeption im Energieverbrauch. Dabei erhalten der Klimaschutz und die langfristige Versorgungssicherheit hohe Priorität. So sind insbesondere Treibhausgasemissionen zu reduzieren oder soweit wie möglich zu vermeiden. Da Deutschland neben der eigenen Braunkohle und der am Weltmarkt nicht konkurrenzfähigen deutschen Steinkohle über keine fossilen Primärenergieträger in nennenswertem Umfang verfügt⁹, kommt insoweit allen Maßnahmen zur Verringerung der Importabhängigkeit große Bedeutung zu.

Eine allein auf Versorgungssicherheit ausgerichtete Energiepolitik verfehlt indes ebenso die Vollständigkeit. Wir schulden es unseren nachfolgenden Generationen, nicht alle Ressourcen zu konsumieren. Die fossilen Energievorräte sind über Millionen von Jahren gewachsen und werden seit dem Beginn der Industrialisierung ab den 1850er Jahren in einem immer schnelleren Maße und einem bis dahin nicht gekannten Umfang aufgebraucht. Die bislang weltweiten Reichweiten für Kohle: 164 Jahre, für Erdöl: 40 Jahre und für Erdgas: 66 Jahre¹⁰ verschwinden heute angesichts ihrer Akkumulationszeit von Millionen von Jahren.

Deshalb ist eine umfassende Energiepolitik - selbst wenn unsere nachfolgenden Generationen gar nicht mehr auf erschöpfliche Energieträger angewiesen sein sollten - dennoch auch der Bewahrung der Schöpfung verpflichtet. Eine solche Energiepolitik bezeichnet nicht nur einzelne anzustrebende Ziele, sie umfasst alle Ziele und das für alle Zeit.

Folglich ist die Energieversorgung langfristig zu konzipieren und auszugestalten. Eine Energieversorgung, die sich an tagespolitischen Forderungen oder Wahlperioden orientiert, ist nur kurzfristig verfolgbar und greift insoweit zu kurz.

3.1 CO₂-Emissionen Schleswig-Holstein

Schleswig-Holstein war an den weltweiten Emissionen im Jahre 2002 mit 21 Mio t oder 0,08 % beteiligt.

Diese vglw. minimale Prozentzahl insinuiert auf den ersten Blick, dass eine langfristige Energiepolitik den Klimaschutz missachten könnte. Eine solche Politik scheint zz. in China und Indien auf weit höherem Niveau im Ergebnis verfolgt zu werden, auch wenn beide Staaten für sich anführen können, sie holten bislang eigentlich nur auf. So wird China mit 2005 energiebedingt emittierten 4,77 Mrd t CO₂ die USA mit 6 Mrd t CO₂ als bislang größten Emittenten alsbald einholen, zumal der Anstieg im Zeitraum von 1990 bis 2005 in den USA 20 %, indes in China 108 % betrug. Dasselbe gilt für weitere 1,2 Mrd t CO₂ aus industriebedingter Freisetzung in den USA und China.¹¹

Auf den zweiten Blick kann indes nicht verborgen bleiben, dass Schleswig-Holstein im Treibhaus der Erde als Land zwischen den Meeren extrem auch davon abhängt, dass Menschen weiter **am und mit** dem Wasser leben können. In der Umweltpolitik seit den 1950er Jahren galt es bislang, das Wasser **vor den Menschen** zu schützen. In Zeiten, in denen sich arktische und antarktische Land- und Meeresvereisung beschleunigt aufzulösen drohen, kehrt sich der Schutzvektor um, fortan die Menschen **vor dem Wasser** zu schützen. Diesen Meeresspiegelanstieg vorgelagert, werden die Sturmfrequenzen und -gewalten weiter zunehmen.

Das MWV setzt sich als Ordnungsrahmen für die Energieversorgung für liberalisierte und transparente Märkte sowie für bezahlbare Energiepreise, insbesondere für bezahlbare Strom- und Gaspreise, ein. Dies gilt sowohl für die Wirtschaft als auch für Einzelkunden.

Die Politik des MWV zielt deshalb zunächst auf einen ausgewogenen, sicheren, umweltverträglichen und preisgünstigen Energieträgereinsatz ab. Die Energieeinsparung, die rationelle Energieumwandlung und die Förderung der EE bleiben vorrangig, ohne den größeren, verbleibenden Rest zu vernachlässigen.

⁹ vgl. FfSn. 1; Tab. A.5/6: eigene Ölproduktion-2004: 3,5 Mio t; Verbrauch-2004: 124,5 Mio t; eigene Gasproduktion-2004: 16,4 Mrd m³; Verbrauch-2004: 86 Mrd m³.

¹⁰ wie vor, Tab. A.2e, S. 19.

¹¹ DIW: **Trotz Klimaschutzabkommen: Weltweit gestiegene CO₂-Emissionen**, DIW Berlin 35/2006, Tab. 2, S. 488.

Die Energiepolitik des MWV ist aber auch Wirtschafts- und Strukturpolitik. Nicht nur die Nutzung der heimischen Windenergie wird unterstützt. Auch durch die Biomassennutzung für energetische Zwecke wird der ländliche Raum gestärkt. Zudem entsteht in beiden Bereichen eine Fülle von Arbeitsplätzen. Aber auch die Energieversorgungsbetriebe unterschiedlichster Größen werden unter Abwägung des Gemeinwohls angemessen unterstützt.

3.2 Versorgungssicherheit und Preiswürdigkeit

In den letzten Jahren - ganz besonders in den Jahren 2005 und 2006 - standen die Versorgungssicherheit und Preiswürdigkeit bundesweit im Mittelpunkt der Diskussionen. Das wird auch in den folgenden Jahren so sein.

Es gibt nur wenige Gas- und Ölförderländer. Sie bilden praktisch ein internationales Preiskartell. Internationale Konflikte und steigende Nachfrage (China, Indien, Südamerika) sowie Disparitäten und Spekulationen führen ebenfalls zu Preissteigerungen. Hinzu kommt die Marktherrschaft durch die großen, internationalen Öl- und Gaskonzerne.

Dieses Bild reproduziert sich auch in Deutschland auf kleinerem Niveau. So funktioniert die Gasdurchleitung derzeit unbefriedigend. Es kommt darauf an, die Gasdurchleitung auch von anderen Versorgern für alle, auch für die letztverbrauchenden Kleinkunden zu ermöglichen. Dies wird insbesondere für den kommenden LNG-Markt unverzichtbar.

Doch auch in einem funktionierenden, liberalisierten Öl- und Gasmarkt in Deutschland bzw. in Europa bliebe die Abhängigkeit von wenigen Förderländern und wenigen, international agierenden Konzernen erhalten.

Die Strompreise sind ebenfalls stark angestiegen. Die Hauptursache für den Preisanstieg sind zum einen bedingt durch staatlich bedingte Lasten, wie Steuern, die Überwälzung der EE, zum anderen durch die Marktmacht der vier Oligopolisten E.ON, RWE, Vattenfall und EnBW andererseits. Die Märkte der Stromerzeugung und -verteilung werden zu mehr als 85 % von diesen vier Oligopolisten beherrscht. Die Preisbildung an der Strombörse ist intransparent und hat so ihren eigenen Anteil an Preissteigerungen.

3.3 Preisdämpfende Maßnahmen

Preisdämpfende Wirkung können mittel- und langfristig erwartet werden von:

Energiesparmaßnahmen;

der Steigerung der Energieeffizienz, z. B. durch eine bessere Ausnutzung der Primärenergien über Wirkungsgradverbesserungen;

einem ausgewogenen Primärenergieträgermix, der die EE präferiert und keine Primärenergie von vornherein ausschließt, um einseitige Abhängigkeiten zu nivellieren; zusammen der „energiepolitischer Dreisprung“

Ferner von zusätzlichen Kraftwerken unabhängiger Investoren (wie bspw. Electrabel), solchen der industriellen Eigenversorgung, von Stadtwerken bzw. dem Verbund von Stadtwerken (bspw. Südweststrom oder Trianel), die i. d. R. aus Energieeinkaufsgemeinschaften von Stadtwerken hervorgegangen sind;

einem Ausbau der Netze, inkl. der Grenzkuppelstellen im europäischen UCTE-Netz, um einen möglichst großen physikalischen Energiefluss zu ermöglichen;

einer Verbesserung der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht, wie sie BMWi, bspw. durch Umkehr der Beweislast, dass ein Missbrauch nicht vorliegt, sofern die Kartellbehörde Marktherrschaft und Erheblichkeit bejaht hat, sofortige Vollziehbarkeit der Beschlüsse der Kartellbehörden, Erleichterung des Vergleichsmarktkonzeptes und Kostenkontrolle beabsichtigt,

mehr Transparenz in der Strompreisbildung v. a. an der Strombörse EEX und

nicht zuletzt von der verstärkten Nutzung der EE.

3.4 Klimaschutz und Kernenergie

Die Landesregierung wird gemäß der Koalitionsvereinbarung zur Kernenergie keine Initiative auf Änderung des Atomgesetzes ergreifen. Gleichwohl kumulieren sich unabhängig davon Entwicklungen im Klimaschutz.

Wenn die Sicherstellung einer ausreichenden Primärenergieträgerversorgung eine wichtige Aufgabe der Politik ist, dann sollte neu bewertet werden, dass die Uranvorkommen in Regionen liegen, die vglw. weniger zu den Krisenregionen dieser Welt gehören. Es sollte außerdem bedacht werden, dass das Uran durchaus auf Vorrat gekauft und gelagert werden kann. Da die EURATOM-Agentur Eigentümer solchen Kernbrennstoffs ist, wirkt die Qualifizierung als „heimische Energiereserve“ EU-weit sinnstiftend, selbst dann wenn in Deutschland innerhalb des EURATOM-Regimes kein eigener Uranabbau erfolgt.

Die Energiedichte von Uranoxid ist bislang unter den Energieträgern am höchsten.¹² Während aus 1 kg Uran-dioxid bei einem Wirkungsgrad von 35 % etwa 420.000

¹² Lediglich die massenspezifische Energieausbeute der Kernfusion von Deuterium und Tritium ist 4-mal höher.

KWh Strom erzeugt werden können¹³, gelingt dies heute mit 46 % Wirkungsgrad aus 1 kg Steinkohle lediglich im Umfang von 4 KWh (Kondensationskraftwerk) und von 8 KWh bei Kraft-Wärme-Kopplung (KWK; 80 % Wirkungsgrad).

Insgesamt ist aber für sich die KE - wie jede andere erschöpfliche Energie auch - nur eine **Übergangstechnologie**, die während der Übergangsphase zu einer nachhaltigen Energieversorgung so lange gebraucht wird, bis der Übergang absehbar bruchlos vonstatten gehen kann.¹⁴

Nach der Abschaltung der Kernkraftwerke Stade am 14.11.2003 und Obrigheim am 11.05.2005 sind in Deutschland noch 17 Kernkraftwerke in Betrieb, entsprechend einer installierten Gesamtleistung von 21.366 MW. Diese 17 Kernkraftwerke sollen bis 2021/22 stillgelegt werden.¹⁵ Dies wird zu erhöhten Belastungen für das Klima führen. Das Votum des IPCC, alle CO₂-freien Kilowattstunden zu nutzen, wird missachtet.

Die Stromerzeugung im Umfang der heutigen Kernkraftwerke kann nach Lastgang und Umfang nur durch herkömmliche fossile Kraftwerke - v. a. auf Braunkohlebasis - gedeckt werden. Grundlaststrom aus KE kann auf absehbare Zeit weder durch Strom aus EE gedeckt werden, noch stehen clean-coal-Kraftwerke rechtzeitig zur Verfügung. Clean-coal-Technologien werden erst nach 2020 als etablierte Technik eingeschwungen sein, so dass einerseits erst jenseits von 2020 CO₂ flüssig abgetrennt vorliegen wird und CO₂ nicht mehr wie bisher unwiederbringlich an die Atmosphäre abgegeben werden muss. Dies bedeutet andererseits, dass bis dahin herkömmliche Kohlekraftwerke mit Wirkungsgraden von allenfalls 50 % errichtet und weitere 30 bis 40 Jahre CO₂ an die Atmosphäre abgeben werden.

In dieser Legislaturperiode steht in Schleswig-Holstein die Stilllegung des Kernkraftwerkes Brunsbüttel (KKB) im ersten Halbjahr 2009 an. Es bleibt abzuwarten, wie der gestellte Antrag auf Strommengenübertragung in der Dreier-Monitoringgruppe beim Bundeskanzleramt, der der Chef des Bundeskanzleramtes, der Minister für Wirtschaft und Technologie sowie der Minister für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit in personam angehören, entschieden wird. Eine Entscheidungs- oder Mitwirkungskompetenz Schleswig-Holsteins hierzu besteht nicht.

¹³ Mittlerer Abbrand: 50.000 MWd/tUO₂.

¹⁴ Vgl. Nicolas STERN: **STERN-Review – The Economics of Climate Change**; Cambridge 2006. STERN erkennt den Status der Kernenergie als Übergangstechnologie. Insoweit bedarf es keineswegs der Brennstoffstreckung über Schnelle Brutreaktoren mit eingeschwungenem Plutoniumkreislauf. Denn die dem Brüter zugeschriebene Brennstoffstreckung um den Faktor 60 wird erst nach einem Zeitraum 60xReichweite (in Jahren) erreicht. Geht man von einer Reichweite von heute 60 Jahren aus, also erst nach 3.600 Jahren. Nähme man insoweit also das Brüterargument überhaupt ernst, hieße dies analog, dass ab heute für weitere 3.600 Jahre im Voraus eine Energietechnologie festgeschrieben würde. Oder umgekehrt, die Pharaonen der Hyskos-Dynastie im 17.Jahrhundert v.Chr. hätten bis heute ihre Energietechnologie tradieren wollen.

¹⁵ Im Jahre 2006 waren die Kernkraftwerke Isar-2, Brokdorf, Emsland, Grohnde, Neckarwestheim-2, Philippsburg-2 und Gundremmingen-C mit den Plätzen 1, 2, 4, 5, 7, 8 und 10 unter den weltweit Top 10 der erzeugten Strommenge, was direkt auf die Verfügbarkeit und damit auf die Sicherheitskultur rückschließen lässt.

Gleichwohl rückt damit erst heute eine direkte Rückkopplung aus einem Bundesgesetz auf den Landeshaushalt ins Blickfeld, die bei der AtG-Novelle 2002 negiert wurde. Würde heute über diese Atomgesetznovelle in gleicher Weise entschieden, darf vermutet werden, dass hierfür ein Ausgleich zu erstatten wäre.¹⁶ Denn Schleswig-Holstein verliert durch die Stilllegung vom KKB im Zeitraum 2009 bis 2016 nicht nur mehr als 100 Mio € an Einnahmen aus Steuern und Abgaben, sondern ab Stilllegung des KKB knapp 400 Mio € p.a. im BIP¹⁷. Der BIP-Rückgang wirkt so lange, bis Ersatzkraftwerke ans Netz gehen, und würde den vorherigen Verlust im BIP bis dahin lediglich ausgleichen. Diese Einbrüche im BIP wiederholen sich bei der Stilllegung der Kernkraftwerke Krümmel und Borkdorf in 2016 und 2018 mit jeweils 650 Mio € (heutige Preise).

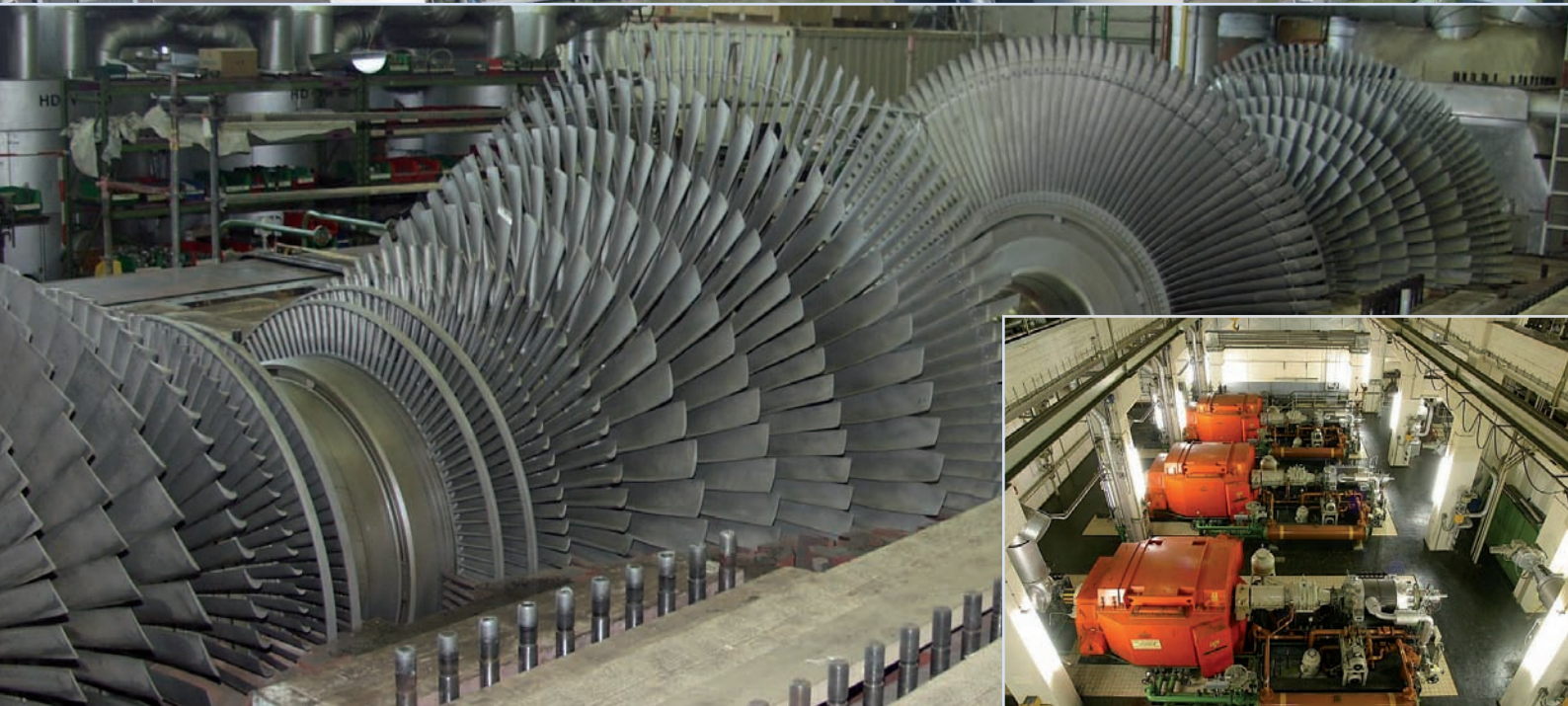
Nach alledem muss für Szenarienrechnungen unterstellt werden, dass der von schleswig-holsteinischen Kernkraftwerken heute erzeugte Strom wie auch immer ersetzt werden muss, zumal er nicht einfach weggespart werden kann.

Diese Investitionen in neue fossile Einheiten werden insbesondere über die kostenlose Zuteilung der CO₂-Zertifikate außerdem eher „planlos“ initiiert. Intention dessen ist, den Kapitalsdienst für ein neues Kraftwerk überwiegend aus den bisher kostenlosen Zuteilungen der erforderlichen CO₂-Zertifikate decken zu können. Dies musste vor 2003 indes aus der Gesamtkostenrechnung ohne CO₂-Zertifikate erfolgen.

Solche Investitionsanreize sind zwar positiv. Die infolge des erwarteten starken Ausbaus der Stromerzeugung aus EE erfordert unter Erhalt der heutigen Netzsicherheit in Schleswig-Holstein eine etwa gleiche Größenordnung an fossilen Kapazitäten, was indes negativ zu bewerten ist.

¹⁶ Betroffen sind allein Niedersachsen, Baden-Württemberg, Hessen, Schleswig-Holstein und Bayern.

¹⁷ Abgeschätzt gemäß Bruttostromerzeugung von 6 TWh p.a. und mittleren Börsenpreis von 50 €/MWh sowie etwa 100 Mio € externe Kosten.



Energiegewinnung aus Kohle – Gemeinschaftskraftwerk Kiel von außen und innen.

© Gemeinschaftskraftwerk Kiel GmbH

4. Klimakontext Stromproduktion

4.1 Klimakontext Schleswig-Holstein

Die CO₂-Emissionen der Jahre 2003 und 2020 sind in Tabelle 3 zusammengestellt.

Tabelle 3: Entwicklung der strombedingten CO₂-Emissionen in Schleswig-Holstein infolge der Abwicklung der Kernenergie bis 2020						
Energieträger	2003		2020			
	Bruttostrom- erzeugung in GWh ^{a)}	CO ₂ -Emissi- onen in 1.000 t	Bruttostrom-er- zeugung in GWh	Aus- bau- faktor	CO ₂ -Emissi- onen in 1.000 t	Zuwachs CO ₂ - Emissionen in %
Kernenergie	26.124	0	0	0,0	–	–
Steinkohle	4.539	3.963	19.200 ^{b)}	4,4	14.400	275
Öl und Diesel	37	47	30	0,8	36	- 24
Erdgas	211	95	420	2,0	170	+ 78
Biogas, Biomasse	20	8	120	6,0	48	+ 503
Wind ^{c)}	3.032		20.500	5,8	0	–
Wasser	5	0	10	2,0	0	–
Photovoltaik	2	0	24	10,0	0	–
Sonstige ^{d)}	193	185	232	1,2	222	+ 20
Summe	34.164	≈ 4.300	≈ 41.500	1,2	≈ 15.000	ca. + 247
CO ₂ -Fracht in g CO ₂ /kWh		134				347
Angenommene Kohlekraftwerks-Kapazitäten in Brunsbüttel						
4x800 MW			41.500	4 ^{e)}	14.400	347
3x800 MW			36.700	3 ^{e)}	10.800	294
2x800 MW			31.900	2 ^{e)}	7.200	226
<small> a) Quelle: Energiebilanz Schleswig-Holstein 2003, aktualisiert Oktober 2006 b) Annahmen: 3 x 800 MW in Brunsbüttel zzgl Gemeinschaftskraftwerke Kiel (GKK): 800 MW, 6000 h/a, NAP-II-Emissionsfaktoren. c) Windenergie: Land: 3.350 MW + 480 MW (320 MW + 160 MW Repowering außerhalb Eignungsgebieten), 2.200 Netzvolllaststunden (NVLh) pro Jahr: 8,5 TWh p.a.; offshore: 3.150 MW, 3.800 NVLh/a: 12 TWh p.a. d) inklusive Strom aus Deponiegas, Klärgas, Müll und Pumpspeicherkraftwerken e) bezogen auf 800 MWel GKK </small>						

Dabei wird auf eine Einrechnung der Prozesskettenemissionen aus dem gesamten Lebenszyklus¹⁸, wie viel CO₂ bis zur Kraftwerksfertigstellung in den vorgelagerten Prozessketten emittiert worden ist, verzichtet. Sofern diese Emissionen in Deutschland anfallen, werden sie ohnehin in den zugehörigen Industriesektoren bilanziert.

Mithin betrug im Jahre 2003 die spezifische CO₂-Fracht 134 g CO₂/KWh. Mit den steigenden CO₂-Emissionen wird dies bis 2020 in Schleswig-Holstein auf 347 g CO₂/KWh steigen.

Wenn angenommen wird, dass sich zwar der o. a. Ausbau der EE realisiert, die Kohleinvestitionen indes nicht, reduziert sich die CO₂-Fracht entsprechend um je 3,6 Mio t CO₂ je entfallenden Kohleblock von 800 MW. Demnach ginge die spezifische CO₂-Fracht von 347 über 294 auf 226 g CO₂/KWh zurück.

Allerdings ist weder im deutschen noch im europäischen UCTE-Netz denkbar, 5.350 MW Windleistung etwa nur mit dem Gemeinschaftskraftwerk Kiel (GKK) allein als Stützkraftwerk für den gesamten Netzbereich Schleswig-Holsteins zu betreiben.

4.2 Klimakontext Deutschland

Bundesweit wird durch diese abwicklungsbedingten Folgen die CO₂-Bilanz merklich beeinflusst.

Bei der Bruttostromproduktion 2005 von etwa 620 TWh ergibt sich eine strombedingte CO₂-Fracht von knapp 590 g CO₂/KWh **mit** KE, **ohne** KE etwa 800 g CO₂/KWh.

Die im NAP-II¹⁹ kostenlos für 14 Jahre ab dem Jahr 2012 zugeteilten CO₂-Zertifikate führen zwar zu einem erhöhten Investitionsschub für fossile, insbesondere Braun- und Steinkohle-Kraftwerke, zumal bis zum Jahr 2020 in Deutschland etwa 40.000 MW fossile zzgl. 20.000 MW Kernkraftwerke abgängig werden.

Die bisherige Einsparbilanz Deutschlands ist in Tabelle 4 zusammengestellt:

Treibhausgase	1990	1995	Einsparung % zu 1990	2000	Einsparung % zu 1990	2004/5	Einsparung % zu 1990	Ziel 2020 -20 % zu 1990
insgesamt	1.230	1.095	11,0 %	1.023	16,8 %	994	19 %	984
CO ₂ -insgesamt	1.030	920	10,5 %	886	14,0 %	865	16 %	824
CO ₂ -Stromsektor	410	354	13,7	348	15,1 %	362	11,7 %	328

¹⁸ Paul Scherrer Institut/CH: CO₂-Emissionen aus dem Nuklearen Kreislauf – Resultate aus PSI-Studien, 06.03.2007, Angaben für in Europa eingesetzte Technologien in g CO₂/KWh über den gesamten Lebenszyklus:

	BK	SK	Erdöl	G	GuD	PV	KE	Wind	Hydro
	g CO ₂ /KWh								
Brennstoffzyklus	1230	1078	885	644	426	78	8	17	4
Kraftwerksbetrieb	950 ^{a)}	750 ^{a)}	540	360 ^{a)}	280 ^{a)}	0	< 0,1 ^{b)}	0	« 0,1

a) NAP-II-Emissionsfaktoren; bei GuD $\eta > 60\%$.
b) Zwei Schnellabschaltungen p.a.; 1200 MWh p.a. Notstromdiesel

¹⁹ Alle Bezüge zu NAP II beziehen sich auf die Fassung vom 28.06.2006, die die Bundesregierung der EU-Kommission zugeleitet hat, die von dieser aber nicht genehmigt wurde. Die Überarbeitung von NAP II wird frühestens Ende März 2007 regierungsintern abgeschlossen sein.

²⁰ Wochenbericht des DIW Berlin 35/2006, S. 486/493; Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, **Zahlen und Fakten – Energiedaten – Nationale und Internationale Entwicklung**, Berlin, Stand: 31.01.2007, Tabellen 9 und 22.

Aus dieser Klimabilanz wird auch der „wall-fall-profit“ in der Klimapolitik ersichtlich:

Von 1990 - 1995 wurden 11 % der Treibhausgase sowie CO₂ insgesamt 10,5 % und im Stromsektor und 13,7 % eingespart.

Von 1996 – 2000 wurden entsprechend nur noch 5,8 % sowie 3,5 % und 1,4 % eingespart.

Von 2001 - 2005 reduzierte sich die Absenkung noch einmal um lediglich 2,2 % bei den Treibhausgasen und 2 % bei CO₂-gesamt; im Stromsektor erhöhte sich die CO₂-Emission um 3,4 %.

Im Jahre 2005 betragen die energiebedingten CO₂-Emissionen insgesamt 873 Mio t, die im Jahre 2006 auf 879 Mio t anstiegen (nicht temperaturbereinigt).²¹ Gemessen am Jahre 1990 wurden damit bis Ende 2006 14,7 % CO₂ reduziert. Hinzu kommt, dass sich die erst anlaufende Konjunktur in den Jahren 2006 und 2007 mit einer weiteren Steigerung - noch deutlicher als 2005/2006 - bemerkbar machen wird.

Mithin ist diese im Vergleich zu den anderen EU-Mitgliedstaaten zwar erfolgreiche Klimabilanz weniger das Ergebnis einer erfolgreichen Klimapolitik, sondern vielmehr der wie auch immer unvermeidbaren Deindustrialisierung in den Neuen Länder geschuldet, deren Anlagen die deutschen und i. W. auch EU-Umweltvorschriften verfehlten und sich auch nicht als nachrüstbar erwiesen.

4.2.1 Leitstudie 2007 des Bundesumweltministeriums ²²

Das Bundesumweltministerium hat in seiner aktuellen Leitstudie 2007 eine Ausbaustrategie der EE bis zum Jahr 2050 dargelegt. Darin wird das Referenzszenario von EWI/prognos 2005²³ zur Bruttostromerzeugung mit 594 TWh in 2020 zu Grunde gelegt und gemäß BMU-Leitstudie 2007 auf 591 TWh infolge Anpassung an neuere demografische und ökonomische Eckdaten abgesenkt.²⁴

Die BMU-Leitstudie 2007 entwickelt aus diesem Referenzszenario ein eigenes **LEITSZENARIO 2006**, das sich auf eine Bruttostromerzeugung im Jahre 2020 von 570 TWh festlegt.

Gegenüber dem Jahr 2005 erhöht sich in 2020 der EE-Anteil an der Stromversorgung auf 27,6 % (=156 TWh); dieser vglw. hohe Prozentsatz insinuiert lediglich einen Klimaerfolg, zumal er sich nur durch den geringeren Divisor von 570 TWh rechnerisch einstellt. Der EE-Anteil an der Primärenergie erhöht sich von 5,4 % auf 15,7 % (= 64 Mio t SKE).

Dieses Ergebnis ist eine Szenarienbetrachtung, die der Wenn-Dann-Konsequenz unterliegt: Wenn die Annahmen nicht eintreffen, werden die o.g. erwünschten Trends verfehlt.

Da dies ohne weitere Begründungen anhand von Sachverhalten erfolgt, kann von „*einer soliden und ausgewogenen Ausgangsbasis des Szenarios*“ keine Rede sein:²⁵

Demgegenüber gehen andere energiewirtschaftliche Institute von einer weiter steigenden Bruttostromerzeugung aus.²⁶ Entscheidend ist aber, dass die Europäische Kommission für das Jahr 2020 von 670 TWh ausgeht und ihrerseits sich auf Angaben der Bundesregierung aus 2004 stützt. Dabei ist keine technologische Entwicklung seit 2003/04 ersichtlich, die eine Einsparung um 100 TWh erklären könnte.²⁷ Der Dissens besteht mithin darin, dass die Annahme einer Stromeinsparung auf 570 TWh bis zum Jahr 2020 durch keine Trends der letzten 20 Jahre gestützt wird.

Allein der Annahme eines möglichen hohen Anteils von EE von 150 bis 156 TWh zum Jahre 2020 an der Bruttostromversorgung wird als erreichbar zugestimmt, darunter für den Wärmemarkt ein Anteil für Biomasse von 31 %.

Hingegen wird die Abwicklung der Kernenergie allein durch eine Reduktion der Bruttostromerzeugung auf 570 TWh zzgl. eines EE-Anteils für KWK „weggerechnet“.

Zutreffend gemäß der Leitstudie-2007 „schlummert“ im Wohnungsbereich in der Tat das größte Einsparpotenzial für fossile Brennstoffe. Die Folge davon ist aber ein steigender Strombedarf. Beim Niedrigenergie-Hausstandard, der zumindest auch im Altbaubestand das Ziel für 2020 sein sollte, werden Lüftungsanlagen obligatorisch, bei Einsatz von Erdwärme kommt der Strombedarf für Wärmepumpen hinzu. Diese Systeme leisten andererseits die unmittelbarste Substitution von Heizöl und Erdgas. So besehen ist auch von daher der Ansatz, im Jahre

²⁵ wie vor, S. 19: „...Zudem sind derzeit (noch) keine überzeugenden Anstrengungen zur Mobilisierung der technisch-strukturell vorhandenen Effizienz-Optionen sichtbar. Einen wichtigen Schritt in diese Richtung hat der 2. Energiegipfel der Bundesregierung am 09.10.2006 getan, der der beschleunigten Steigerung der Energieproduktivität (‘Verdopplung’ bis 2020 gegenüber 1990) hohe Priorität eingeräumt hat. Bis Mitte 2007 soll dazu ein wirksames Konzept ausgearbeitet werden. Das LEITSZENARIO 2006 geht hinsichtlich des zukünftigen Energieverbrauchs in den einzelnen Sektoren i.W. von einer erfolgreichen Umsetzung dieser Absichtserklärung aus. Es ist aber darauf hinzuweisen, dass dazu noch eine ganze Reihe von Instrumenten und Maßnahmen wieder aktiviert bzw. neu etabliert werden müssen. Insgesamt stellt das Szenario eine solide und ausgewogene Ausgangsbasis für die weitere energiepolitische Argumentation in einem vielfältigen und teilweise widersprüchlichen Umfeld dar.“

²⁶ vgl. VOB (EIR-Stuttgart), aaO.

²⁷ Die EU-Kommission, EC-Directorate-General für Energy and Transport: **European Energy and Transport: Trends to 2030 – update 2005**; Brüssel, 22.05.2006, S. 5 und 102 ff. geht auf Grund einer Datenabfrage bei den Mitgliedstaaten aus 2003/2004 von einer Bruttostromproduktion von 670 TWh im Jahre 2020 aus.

²¹ ZIESING: CO₂-Emissionen in Deutschland 2006 – nach wie vor keine Trendwende in Sicht, et 5/2007, S. 80-87.

²² BMU: Leitstudie 2007: „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“ – Aktualisierung und Neubewertung bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick auf 2050 – Zusammenfassung, 2/2007; NITSCH/Stuttgart, im Zusammenarbeit mit der Abteilung „Systemanalyse und Technikbewertung“ des DLR – Institut für Technische Thermodynamik.

²³ EWI/prognos: **ENERGIEREPORT IV: Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030 - Energiewirtschaftliche Referenzprognose**, i.A. des BMWi, Köln 4/2005.

²⁴ vgl. BMU-Leitstudie 2007, S. 16.

2020 würde sich der Stromverbrauch auf 570 TWh reduzieren lassen, systemar unerfindlich und nur bei isolierter Betrachtung, die die vielfältigen Wechselwirkungen im deutschen Wirtschaftssystem insgesamt negiert, CO₂-mindernd.

Ein weiteres Defizit der Leitstudie 2007 ist, dass die Option des KWK-Wärmemarktes deutlich überschätzt wird. So wird einfach unterstellt, dass KWK-Strom bis 2020 um 4,3% p.a. gesteigert werden kann.

Die vielversprechende Variante der **Ersatzbrennstoffe** insbesondere für industriellen Prozessdampf wird völlig übersehen. Ihnen wird allenfalls über die Müllverwertung die Option der KWK-Stromerzeugung zugewiesen, darunter auch nur eine Erhöhung im Zeitraum von 2005 - 2020 die Wärmeauskopplung von 7 auf 8 TWh p.a., während der Gesamt-KWK-Strom entsprechend von 63 TWh (2005: ca. 10 %) insgesamt auf 109 TWh p.a. (2020: ca. 8,8 %²⁸) und die ausgekoppelte Wärme von 66,7 auf 96,8 TWh p.a. angehoben werden soll.

Im Stromsektor wurde im Jahre 2000 bereits eine Einsparung von 15,1 % erreicht, die sich bis 2004/5 wiederum auf 12,8 % reduzierte. Letzteres legt auch die verfehlte Wirkung der Erhöhung der Staatsquote bei Strom von 20 % auf 40 % in der Zeit von 1998 bis 2005 offen.

²⁸ Die relationale Reduzierung erklärt sich daraus, da sich die Strombasis von 2005 auf 2020 von 612 auf 570 TWh reduziert; vgl. KWK: Tab. 4 und 6 „Müllfraktion“

4.2.2. Absehbare Entwicklung der CO₂-Emission

Vor diesem Hintergrund sind absehbare Entwicklungen der CO₂-Emission des deutschen Stromsektors in Szenarien bis zum Jahr 2020 in Tabelle 5 zusammengestellt.

Tabelle 5: Strombedingte CO₂-Emissionen für 1990/2004²⁹ und 2020										
Zeile	EE	KE	Fossil				CO ₂ -Emission		Änderung in % ab 1990	
	TWh	TWh	TWh	Anteile in % ^{a)}			g CO ₂ /KWh	Mio t		
				BK	SK	G				
EU-Bezugsjahr 1990: 550 TWh Bruttostromproduktion^{b)}										
0	20	153	348	49	41	10	ca. 800	415	--	
2005: ca. 620 TWh (+0,76 % p.a.)										
1	53	167	396	44	39	17	ca. 600	362	- 12,8	
<i>Für die nachfolgenden Szenarien bleiben Mineralöl und übrige Brennstoffe gesondert unberücksichtigt und werden unter BK/SK/G subsummiert; Für Ende 2020 wird bereits die Abwicklung der Kernenergie infolge Reststrommengentausches als abgeschlossen unterstellt; Abweichungen: ≤ 1,5%.</i>										
2015 : EE-Ausbau + KE-Abwicklung: 635 TWh (+ 0,3 % p.a. ab 2005)										
2	100	85	450	40	40	20	532	338	- 18,6	
2a	100	0	535	40	40	20	633	402	- 3,1	
2020 Grundszenario; 650 TWh (+ 0,3 % p.a.)										
3	150	10 ^{c)}	490	40	40	20	565	368	- 11,2	
4	150	150	350	40	40	20	405	263	- 36,6	
SENSITIVITÄTEN										
1. Jahr 2020: 210 TWh EE + 650 TWh										
5	150	0	500	50	30	20	594	386	- 7,0	
6	150	0	500	30	30	40	503	327	- 21,2	
7	150	150	350	50	30	20	415	270	- 34,9	
8	150	150	350	30	30	40	352	229	- 44,8	
2. Jahr 2020: 210 TWh EE + 650 TWh										
9	210	0	440	40	40	20	508	330	- 20,5	
10	210	0	440	30	30	40	443	288	- 30,7	
11	210	150	290	40	40	20	335	218	- 47,5	
12	210	150	290	30	30	40	292	190	- 55,2	
2. Jahr 2020: BMU-Leitstudie 2007 - Stromersparung auf 570 TWh (- 0,72 % p.a. ab 2010)										
13	150	0	420	40	40	20	553	315	- 24,0	
14	210	0	360	40	40	20	475	271	- 34,8	
15	210	150	210	30	30	40	240	137	- 66,9	
3. Jahr 2020: EWI/Prognos 2005 - Stromersparung auf : 591 TWh (- 0,35 % p.a. ab 2010)										
16	150	0	441	40	40	20	560	331	- 20,1	
17	210	0	381	40	40	20	486	287	- 30,8	
18	150	150	291	40	40	20	371	219	- 47,3	
19	210	150	231	40	40	20	294	174	- 58,1	
20	210	150	231	30	30	40	255	151	- 63,6	
5. Jahr 2030: 650 TWh, 1/3 CFT-Kraftwerke										
21	210 EE + 183 CFT	0	257	40	40	20	297	193	- 53,4	
a) BK: Braunkohle; SK: Steinkohle; G: Erdgas.										
b) 1990 nicht gelistet: Differenz auf 550 TWh: Öl und andere Energieträger (bspw. Müll).										
c) KKW Neckarwestheim-2 (voraussichtlich: 4/2021).										

²⁹ Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, wie vor, Tab. 9 und 22.; dsgl. BMU: Umweltpolitik: Nationales Klimaschutzprogramm 2005 – 6. Bericht der Interministeriellen Arbeitsgruppe „CO₂-Reduktion“, 7/2006, Tab. 6 ff.

Für die Szenarienrechnung ab 2015 ff. wurden folgende Annahmen übernommen bzw. getroffen:

Steigender Stromverbrauch bis 2005 mit knapp 0,75% p.a ab 1990. Im Jahre 2005 sind damit 620 TWh Bruttostromerzeugung erreicht³⁰; fortgeschrieben bis zum Jahr 2020 auf 650 TWh.³¹ Die EU geht von 670 TWh aus.³²

In 2020 werden 150 TWh aus EE produziert (1.Energiegipfel 2006); Sensitivität: 210 TWh.

NAP-II-Emissionsfaktoren³³ für den Kraftwerkspark mit Anteilen von BK:SK:G= 40:40:20. Damit wird allerdings die CO₂-Einsparung überschätzt, weil die Bruttostromkapazität von 132.500 MW des Jahres 2005³⁴ bis zum Jahr 2020 noch etwa 55.000 MW alte fossile Kraftwerksprojekte enthalten sind.

Mithin wurde im fossilen Stromsektor in 2005 spezifisch etwa 830 g CO₂/KWh, über die Bruttostromerzeugung etwa 600 g CO₂/KWh erreicht.

Nachfolgend ist 1990 das Basisjahr.

4.2.3 Einfluss durch fossile Anteile infolge Kernenergie-Abwicklung

Bilanz 2005:

Im Jahre 2005 erzielte der Stromsektor eine CO₂-Einsparung von 12,8 %: Zeile 1.

Zwischenbilanz 2015:

Im Jahr 2015 nimmt die CO₂-Einsparung auf 18,6 % zu, durch den Aufwuchs von 100 TWh EE, 85 TWh KE und Änderung im fossilen Kraftwerkspark (NAP-II-Emissionsfaktoren): Zeile 2.

Wird eine Vorverlegung der Abwicklung der KE auf das Jahr 2015 gefordert (Greenpeace e.V.), vermindert sich die CO₂-Einsparung auf 3,1 %. Der Stand etwa von 2005 (12,8 %) könnte allenfalls dann gehalten werden, falls die EE zusätzlich den Anteil von 55 TWh erzeugen könnten. Dies erscheint innerhalb der nächsten acht Jahre bis zum

30 Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen: Stand 5/2007. Hinzu kommen noch die Industrieinspeisung und der Bahnstrom, insgesamt 636 TWh.

31 Voß Alfred (EIR Stuttgart): Wege zu einer nachhaltigen Energieversorgung in Deutschland, in HILLEMAYER (Hrsg.) acatech Symposium: **Die Zukunft der Energieversorgung in Deutschland – Herausforderungen, Perspektiven, Lösungswege**, 21.11.-2006. Darin wird in Tab. 7, S. 19 die Nettostrombereitstellung für das Referenzszenario (REF), Präferenz Erneuerbare Energie (PEE), Clean Coal Technologies (CCT) und Effiziente Ressourcennutzung (ERN) angegeben. Aus Vergleichbarkeitsgründen zu Tabelle 5 wird die Bruttostromerzeugung mit + 7 bis 8 % Differenz auf 650 TWh für das Jahr 2020 errechnet.

32 EC-Directorate-General für Energy and Transport: **European Energy and Transport: Trends to 2030 – update 2005**; Brüssel, 22.05.2006, S. 102 ff. Demnach gehen die Indikatoren auf Grundannahmen Deutschlands zurück, wie sie der KOM gemeldet worden sind: „The Baseline for the EU and each of its Member States simulates current trends and policies as implemented in the Member States by the end of 2004.“, p. 5.

33 Annahme: NAP-II-Emissionsfaktoren: BK: 950, SK: 750 und G: 360 g CO₂/KWh. Dies ergibt einen gemittelten Wert von 752 g CO₂/KWh. Noch ist für BK kein verbindlicher Wert festgelegt. Bei 930 g CO₂/KWh ergäbe sich ein gemittelter Wert von 744 g CO₂/KWh.

34 BMWi: Energiedaten, wie vor, Tab. 22. Gegenüber der Engpassleistung von 132.500 MW betrug die Winter-Lastspitze im Dezember 2004 um 9:00 Uhr lediglich 72.615 MW; vgl. VKI: **Statistik der Energiewirtschaft 2005**, Tafel 5.04, S. 78.

Jahre 2015 nicht darstellbar: Zeile 2a.

Zieljahr 2020:

Im Jahre 2020 nähert sich die CO₂-Emission, je weiter die KE- Abwicklung fortschreitet, mit 11,6 % CO₂-Einsparung desto eher dem Stand 2005 und unterschreitet ihn letztlich (Rest KE: 10 TWh GKN-1): Zeile 3.

Wird Braunkohle präferiert (50 %), fällt dies weiter auf 7 % Einsparung zurück: Zeile 5.

Wird hingegen Erdgas präferiert (40%), steigt dies auf 21,2 % CO₂-Einsparung: Zeile 6.

Mithin schließt sich zum einen eine verstärkte Braunkohlenoption wegen der Verschlechterung der CO₂-Bilanz aus. Zum anderen erweist sich das Ausweichen auf Erdgas neuerdings als risikoreich aus Gründen der Versorgungssicherheit. Damit verflüchtigt sich die in den 1990er Jahren auf Erdgas gesetzte Hoffnung relativen Klimaschutzes, da Erdgas relational gegenüber Braun/Steinkohle spezifisch deutlich weniger CO₂ emittiert.

4.2.4 Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien in 2020 auf 30 % ohne Kernenergie

Erhöht sich in 2020 der EE-Anteil auf 210 TWh, wird gegenüber 1990 an CO₂ bei einem 40:40:20-Kraftwerkspark 20,5 % eingespart: Zeile 9. Bei zusätzlich 40 % Gasanteil beträgt die Einsparung 30,7 %: Zeile 10.

4.2.5 Stromeinsparung zu 2020 auf 570 TWh

Bei einer Stromeinsparung in 2020 auf 570 TWh - gemäß BMU-Leitstudie 2007, d.h. auf den Stromverbrauch 2000 - und 150 TWh aus EE werden 24 % CO₂ eingespart - Zeile 13.

Die Szenarien EWI/prognos zeigen analoge Trends bei 591 TWh - Zeilen 16-20.

4.2.6 CO₂-Einsparung bei Kernenergie-Abwicklung bis 2020 ff.

Das Ziel der Bundesregierung auf 20 % CO₂-Gesamteinsparung zum Jahre 2020 erfordert für den Strombereich eine Einsparung von 415 auf 332 Mio t oder um 83 Mio t.

Gemäß dem „Atomkonsens“ (Z 3) ist zum Jahre 2020 obschon 150 TWh EE und BK:SK:G zu 40:40:20 am Stromsektor eine CO₂-Einsparung von lediglich 11,6 % vorbestimmt.

Eine CO₂-Einsparung von 20 % ohne KE erscheint bis zum Jahre 2020 nur erreichbar innerhalb von drei Leitplanken:

150 TWh EE und einer Stromproduktion von 570 TWh und

210 TWh EE und einer Stromproduktion von 650 TWh.

Steigt die Bruttostromerzeugung darüber hinaus, wären neben 210 TWh EE noch 40 % Gasanteil erforderlich, bspw. bei 700 TWh.

In den ersten beiden Leitplanken müsste gegenüber heute deutlich mehr Strom absolut eingespart werden, was dem heutigen Trend entgegensteht. Denn seit 1998 haben sich die Staatsquote von 20 auf 40 % erhöht, die Energieträger obendrein verteuert, ebenso die Börsenpreise. Es herrschte eine tiefe Binnenrezession, dennoch ist die Bruttostromerzeugung von 1998 bis 2005 von 557 TWh auf 620 TWh, mithin um 11 %, gestiegen. So besehen kann die vorliegende Annahme von 650 TWh im Jahre 2020 auch übertroffen werden.

4.2.7 CO₂-Einsparung durch Restlaufzeitverlängerung bis 2020

Die bislang gemäß „Atomkonsens“ in der Atomgesetz-Novelle 2002 festgelegte Reststrommenge für die Kernkraftwerke beträgt 2.623,31 TWh.

Einmal eine Verlängerung um 10 Jahre unterstellt - die sicherheitstechnische Vertretbarkeit gemäß § 7 Abs. 2 Nr. 3 AtG einzeln nachgewiesen vorausgesetzt -, würden somit weitere 1.500 TWh ermöglicht, oder etwa 150 TWh p.a. In diesem Fall würden gemäß der Szenarien

„Restlaufzeitverlängerung“ mit 150 TWh EE die Einspar-Benchmarks mit 263 Mio t bereits um 69 Mio t CO₂ übertroffen oder 36,6 % CO₂ eingespart - Zeile 4.

Dies vergrößert sich innerhalb der Sensitivitäten 210 TWh EE und 40 % Gas bis auf eine Einsparung auf 190 Mio t CO₂ oder 55,2 % - Zeile 12.

Unterstellt man in einer Maximalabschätzung zusätzlich eine Stromeinsparung auf 570 TWh **und** KE, erhöht sich innerhalb der Sensitivitäten diese Einsparung auf 137 Mio t CO₂ oder 66,5 % - Zeile 15.

4.2.8 Entwicklung der Stromproduktion

Die Bruttostromproduktion stieg im Zeitraum 1990 – 2005 von 550 auf 620 TWh, bei einem deutlichen Rückgang in den Jahren 1990 bis 1997.

Wie in der BMU-Leitstudie 2007 - verklausuliert, aber dennoch unmissverständlich - angekündigt, könnte eine Bruttostromerzeugung von 570 TWh nur durch harte dirigistische Eingriffe erreicht werden, vgl. Kap. 4.2.9. Somit nähme ein solcher Eingriff unzweifelhaft Kaufkraft- und Wirtschaftseinbußen in Kauf.

Die Bruttostromerzeugung wird insgesamt steigen. Im Jahre 2006 wird dies weiter über das Niveau des Jahres 2005 von 620 TWh, zzgl. Industrieinspeisung und Bahnstrom von 16 TWh, gestiegen sein. Außerdem verstärkt sich infolge zusätzlicher Stromnachfrage bei Bürgern und Wirtschaft, obendrein verstärkt durch die jetzt auf Touren kommende Konjunktur. Zugleich sind alle Einsparungen und Effizienzsteigerungen zum einen stets mit zusätzlichem Stromverbrauch verbunden, zum anderen sind auch weitere neue Verbrauchsarten und -quellen zu unterstellen. Hinzu kommt, dass weiterer Stromhandel die Bruttostromerzeugung ebenfalls anhebt.

Absolute Stromeinsparungen etwa bei Stand-by-Schaltungen oder bei der Beleuchtung werden den Trend zu steigendem Strombedarf nicht brechen können. Im Übrigen sind solche Maßnahmen nur einmal zu veranschlagen. So belaufen sich bspw. die Stand-by-Verluste in den privaten Haushalten und Büros in Deutschland im Jahre 2004 nach Angaben des Umweltbundesamtes auf 22 TWh³⁵. Dieses Einsparpotential im Umfang von zwei Jahresproduktionen eines großen Kernkraftwerks oder von 3 % des Stromverbrauchs saldiert i.Ü. nur einmal und wäre nach drei Jahren durch den Stromzuwachs wiederum aufgezehrt.

Innerhalb der Bruttostromerzeugung wird der Ausbau auf 150 TWh EE in Deutschland bis zum Jahr 2020 bereits im Wege des „business as usual (BAU)“ zu realisieren sein. Hingegen wird das Ziel, auf 210 TWh EE zu erhöhen, weitere Anstrengungen, insbesondere auf der Kostenseite, erzwingen. Dies kann indes zu Einbußen in der Akzeptanz führen. Zumal ersichtlich ist, dass in den Szenarien ohne KE sich die CO₂-Freiheiten von EE und KE lediglich substituieren³⁶, hingegen in allen Szenarien mit KE sich beider CO₂-Freiheiten addieren. Damit gewönne man auch die erforderliche Handlungsfreiheit, bis zum 2020 weitere absolute CO₂-Einsparungen vornehmen zu können, ohne dass dies sogleich auf den Bürger oder das einzelne Unternehmen durchschlägt. Zugleich muss eine Werteentscheidung getroffen und wesentlich begründet werden, wie das **Risiko** von in Betrieb stehenden deutschen Reaktoren mit der **Gefahr** des angelaufenen Treibhauseffektes global abzuwägen ist. Denn während sich Risiken risiko-theoretisch realisieren **können**, aber nicht **müssen**, liegt eine Gefahr dann vor, wenn sich absehbare Abläufe durch Unterlassen von Maßnahmen realisieren **werden**.³⁷

Mit dem „Atomkonsens“ vom 14.06.2000 ist die Frage der Akzeptanz des kerntechnischen Risikos als sozial adäquat zumutbar bestätigt worden, zumal ersichtlich auf einen Sofortausstieg verzichtet wurde. Gleichwohl scheint in Deutschland dennoch abseits der deutschen

³⁵ Berechnung des Umweltbundesamtes vom 11/2006 auf Grundlage eigener Studien und Untersuchungen des BMWi.

³⁶ Dies ergibt sich bereits aus dem Bericht zum 1. Energiegipfel der Bundesregierung vom 03.04.2006, Abb. 10.

³⁷ vgl. BVerwGE, 72,300/315: „Wyhl“ vom 19.12.1985, dass eine Gefahr dann vorliegt, wenn Schutzmaßnahmen nicht ergriffen werden, „wo *aus gewissen gegenwärtigen Zuständen nach dem Gesetz der Kausalität gewisse andere Schäden bringende Zustände und Ergebnisse erwachsen werden*“ (so der klassische Gefahrenbegriff nach dem Urteil des ProVG vom 15.10.1894..).“

Sicherheitstechnik noch umgekehrt argumentiert zu werden, als das Risiko ausländischer Reaktoren (bspw. Forsmark) in Deutschland gewissermaßen zu Stillelegungsmaßnahmen führen können sollen, statt lediglich Übertragbarkeiten zu prüfen, die im Einzelnen zu Nachrüstungen führen mögen.

Bleibt es bei der KE-Abwicklung wird ein merklicher deutscher Beitrag zum globalen Treibhauseffekt - in der EU zumal - bis zum Jahr 2020 in Höhe von etwa 2.000 Mio t CO₂ Substitutionsbedarf in Kauf genommen.

4.2.9 Festlegung auf 40 Jahre: Fossile oder clean-fossil-Technologien

Bislang ist davon auszugehen, KE allein durch fossile Energieträger ersetzen zu können. Da bis zum Jahr 2020 die clean-fossil-Technologien (CFT³⁸) erst vereinzelt im Pilotmaßstab - keinesfalls als Stand der Technik im Sinne des § 3 Nr.6 BImSchG - zur Verfügung stehen werden, werden modernere Kraftwerks-Wirkungsgrade bis knapp 50 % ansteigen.³⁹ Dieser im Zeitraum 2015-2020 modernste Kraftwerkstandard würde aber für weitere 30 bis 40 Jahre festgeschrieben.

Durch die heutigen Stahlpreise werden Kraftwerke möglichst kompakt gebaut, um die Materialkosten zu reduzieren. Damit werden nachträgliche Einbauten von CFT-Systemen u. U. durch Platzmangel verhindert.⁴⁰ So besehen kommt es heute darauf an, dass die kommende Kraftwerksgeneration ab 2020 ff. „aufgeweitet“ errichtet wird, um sie für CFT-Komponenten nachrüstungsfähig zu machen. Dann könnten Kraftwerke, die bis 2025 errichtet worden sind, alsbald nachgerüstet werden und damit teilweise deutlich weniger CO₂ in die Atmosphäre

emittieren. Bei den Kraftwerksinvestoren existiert hierfür schon Problembewusstsein.

Unterstellt man bspw. im Jahre 2030 im Kraftwerkspark ein Drittel CFT-Anlagen, eröffnet sich die Option auf 60 % CO₂-freien Strom (210 TWh EE zzgl. 183 TWh CFT) und bei einem 40:40:20-Restkraftwerkspark eine CO₂-Einsparung von 52,9 % oder um 217 Mio t - Tabelle 5 - Zeile 21.

Damit sich auch die beiden systemaren Leitplanken, die einer CO₂-Vermeidung im Stromsektor stets zur Verfügung stehen. Denn die erforderliche Einsparung von absolut ca. 220 Mio t CO₂ aus dem Primärenergiebedarf gelingt zum Jahr 2020 mit etwa 150 TWh aus EE

entweder in einem technologischen Angebotsszenario

³⁸ Mit „clean-fossil“ ist gemeint, dass nicht nur allein Kohle, sondern insbesondere auch bei Erdgasfeuerungen CO₂ vermieden oder vermindert werden kann.

³⁹ Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: **Dokumentation: Forschungs- und Entwicklungskonzept für emissionsarme fossil befeuerte Kraftwerke** - Bericht der COORETEC-Arbeitsgruppen, Nr. 527, 2004, Kap. 7.2, road-map.

⁴⁰ vgl. Nachrüstungen zur Entschwefelung auf Grund der 13. BImSchV ab 1986, was i.d.R. zu einer externen, gleich großen Rauchgasentschwefelung neben dem Feuerungskessel geführt hat.

oder in einem Verzichtsszenario, im Jahre 2020 den Stromverbrauch auf den Stand von 2000 zurückführen zu müssen.

Mithin entsteht damit für den Industrie- und Wissensstaat Deutschland die Alternative zwischen einem Hightec-Pfad mit Entwicklung neuer Kraftwerkstechnologien (CFT und CCS: Carbon-Capture-Sequestration), ohne auf die Erneuerbaren Energien zu verzichten („**Sowohl-als-Auch**“), und einem Rezessionspfad auf mid-tec-Niveau („**Weder-Noch**“).

4.2.10 Zusammenführung

Insgesamt gilt daher, welche Einspar-, Effizienz- und neuen Technologien auch immer im Jahre 2020 realisiert sein werden, sie werden weder einzeln noch in ihrer Summe die Abwicklung der KE wirkungsgleich substituieren können. Die KE vermeidet bis 2020/21 kumulativ knapp 2.000 Mio t CO₂. Ihre CO₂-Freiheit kann durch die EE lediglich egalisiert werden. Dies muss erst in der CO₂-Bilanz ausgeglichen werden, so dass damit eine weitere absolute Reduktion der CO₂-Emission weiter verzögert wird.

Hingegen böte eine weitere Streckung der Abwicklung der KE bspw. um 1.500 TWh - entsprechend zusätzlich vermiedenen 1.125 Mio t CO₂⁴¹ im Zeitraum bis 2020 - die Möglichkeit, das Einsetzen der Abwicklung auf die Jahre nach 2020 zu verschieben. In diesem Fall würden sich sowohl aus ökonomischer als auch preislicher Sicht die CO₂-Einsparungen aus sonstigen Verbrauchssektoren von heute bis zum Jahre 2020 absolut saldieren.

Insgesamt würden damit allein aus der Stromerzeugung bereits zwei Drittel des gesamten CO₂-Einsparziels von 202 Mio t CO₂ erreicht. Und zwar ohne zusätzliche Investitionen, die ansonsten zusätzlich aus den anderen Verbrauchssektoren erbracht werden müssten.

Damit würden auch den Kernkraftwerken das bei Ihrer Investition einkalkulierte „goldene Ende“ nicht abgeschnitten, was heute als Verhandlungsoption zu einer mehrjährigen Strompreisstabilisierung genutzt werden könnte. Andernfalls sind „stranded investments“ intendiert und werden neue Investitionen erzwungen, die von den Konsumenten - ob nun Einzelverbraucher oder Wirtschaft - **zusätzlich** bezahlt werden müssen.

Letztlich würde mit einer solchen Streckung auch erreicht, dass der Ersatzbedarf von 22.000 MW als fossile Kapazitäten bis 2020 deutlich verzögert werden kann. Dies ist auch zwingend erforderlich, um ab 2020 stillgelegte Alt-Kapazitäten Zug um Zug durch CFT-Kraftwerke neuer Qualität zu ersetzen.

Auch würde eine allein durch die vorzeitige deutsche KE-Abwicklung fehlende absolute CO₂-Vermeidung gerade in

⁴¹ Annahme: Ersatz durch Grundlast aus Stein- und Braunkohle.

demjenigen kritischen Zeitraum in der CO₂-Bilanz fehlen, den der Klima-Alarm des IPCC vom Mai 2007 mit dem Reaktionszeitraum bis 2015 als kritisch identifiziert hat.

Freilich könnte man auch den Gaspfad beschreiten. Erdgas hat gegenüber Kohle etwa 40 % weniger spezifische CO₂-Emissionen. Hinzu kommt, dass in Schleswig-Holstein zunächst an den Energiestandort Brunsbüttel zu denken ist. Dieser ist aber bisher „gasfern“, außerdem sind alle Standorte der Kernkraftwerke in Deutschland KWK-fern. Wollte man bis über das Jahr 2020 hinaus 150 TWh KE-Strom p.a. durch Erdgas (GuD-Kraftwerk: 60 %) ersetzen, erforderte dies eine Steigerung des Erdgasimportes von heute 92 Mrd m³ um weitere 29 Mrd m³ p.a., d.h. um 32 %. Außerdem würde dies unzutreffend voraussetzen, dass innerhalb der EU kaum einer der Mitgliedstaaten auf dieselbe Politik verfällt. Andernfalls würden sich sogleich die Importgaspreise, weil hochvolatil, deutlich erhöhen.⁴²

42 Sollten in Schleswig-Holstein statt der z.Z. geplanten Kohlekraftwerke Erdgas-kraftwerke gebaut werden, müsste die Kraftwerke an eine leistungsfähige Erdgas-pipeline angebunden werden, wie sie von E.ON Ruhrgas und WINGAS gegenwärtig als „**Norddeutsche Erdgasfernleitung**“ von Wyborg/Russland) über Greifswald bis Achim bei Bremen geplant wird. Im Endausbau (2xDN 1200) können bis zu 55 Mrd m³ p.a. durch die Ostsee nach Deutschland transportiert werden. Hiervon müsste ein Abzweig nach Brunsbüttel erfolgen. Für drei GuD-Kraftwerke (14,4 TWh-el p.a.) wäre ein Abzweig für 4 Mrd m³ p.a. (100 bar: DN 500; ggf. 2-fach redundant: DN 350).



Windenergieerzeugung in Bosbüll/Nordfriesland.

© REpower Systems AG, Foto: Jan Oelker

4.3 Klimakontext der EU

In der EU streuen die bislang erbrachten Einsparungen ungewöhnlich stark. Sie sind i. Ü. auch nicht vergleichbar, weil die Datengrundlagen zur CO₂-Emission äußerst unterschiedlich sind, ebenso wie die Ausgangsbedingungen. Es gibt eine Reihe von Ländern in der EU-15, die bis 2012 mehr emittieren dürfen, ebenso in den EU-10-Ländern - Tabelle 6:

Tabelle 6: CO₂-Emissionen der EU-25 von 1990 bis 2005 Mio t CO₂⁴³ (Grau unterlegt: EU-Staaten mit CO ₂ -Reduktion)				
EU-15	1990	2000	2005^{a)}	Änderung in % 1990 - 2005
B	119,1	124,0	129,8	9,0
DK	52,7	53,1	49,8	- 5,5
D	1.030,2	886,3	885,9	- 16,0
FIN	56,7	57,1	57,6	1,5
F	395,1	405,6	417,5	5,7
GRI	84,3	104,0	109,2	29,6
UK	590,2	547,9	564,6	- 4,3
IRL	32,6	44,2	47,1	44,6
I	434,5	463,3	489,7	12,7
LUX	12,0	9,0	12,9	7,8
NL	159,4	169,7	184,4	15,7
A	61,9	66,2	80,1	29,3
P	43,4	63,8	54,8	26,3
S	56,6	53,5	54,4	- 3,9
E	228,6	307,7	369,0	61,5
Summe	3.357,3	3.355,2	3.496,3	4,1
EU-10				
EST	38,1	16,8	19,2	- 49,5
LET	18,6	6,9	7,5	- 59,8
LIT	38,9	14,1	13,8	- 64,5
MAL	1,9	2,4	2,8	49,3
PL	380,7	314,4	317,7	- 16,5
SK	60,5	40,9	43,9	- 27,5
SLO	14,7	15,2	16,5	12,1
CS	165,1	129,0	128,3	- 22,3
H	72,3	57,8	60,7	- 16,1
ZYP	4,6	6,7	6,9	48,7
Summe	795,4	604,3	617,3	- 22,4
Summe EU-25	4.152,7	3.959,5	4.113,6	- 0,9
a) vorläufige Schätzung				

43 Wochenbericht des DIW 35/2006, Berlin, Tab.4, S.493.

Der Europäische Rat (ER) hat am 8./9. März 2007 „**Schlussfolgerungen des Vorsitzes**“⁴⁴ zur Energiepolitik für Europa und den „**Aktionsplan (2007-2009) des Europäischen Rates: Eine Energiepolitik für Europa**“ verabschiedet.

Im Hinblick auf die Bereiche Klimaschutz, EE und Energieeffizienz bekräftigte der ER, dass

das strategische Ziel, den Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur auf höchstens 2°C gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen, unbedingt erreicht werden muss,

es zur Erreichung dieses Ziels eines integrierten Konzeptes für die Klimaschutz- und Energiepolitik bedürfe und sich beide Politikbereiche gegenseitig unterstützen müssten,

absolute Emissionsreduktionsverpflichtungen das Rückgrat eines globalen Kohlenstoffmarktes bilden sollten und

die Vorreiterrolle der EU beim internationalen Klimaschutz erhalten bleiben soll.

Der ER billigte das konditionierte Ziel der Kommission, „*die Treibhausgasemissionen bis 2020 gegenüber 1990 um 30 % zu reduzieren sofern sich andere Industrieländer zu vergleichbaren Emissionsreduzierungen und die wirtschaftlich weiter fortgeschrittenen Entwicklungsländer zu einem ihren Verantwortlichkeiten und jeweiligen Fähigkeiten angemessenen Beitrag verpflichten.*“ (Der ER beschloss), „*dass die EU bis 2012 und unbeschadet ihrer internationalen Verhandlungsposition die feste und unabhängige Verpflichtung eingeht, die Treibhausgasemissionen bis 2020 um mindestens 20 % gegenüber 1990 zu reduzieren.*“

... Der ER nimmt den energiepolitischen Aktionsplan für die Jahre 2007 bis 2009 an, der ... einen Impulsgeber für weitere Maßnahmen darstellt... Der ER

„betont, dass die Energieeffizienz in der EU erhöht werden muss, damit im Einklang mit ... ihrem Grünbuch zur Energieeffizienz geschätzten Einsparpotential das Ziel, 20 % des EU-Energieverbrauchs gemessen an den Prognosen für 2020 einzusparen, erreicht wird und fordert die Mitgliedstaaten auf, ihre nationalen Aktionspläne für Energieeffizienz diesem Ziel entsprechend zu nutzen,

fordert eine umfassende und zur raschen Umsetzung der ehrgeizigen fünf vorrangigen Maßnahmen .. zum Aktionsplan der Kommission für Energieeffizienz vom 23.11.2006: *Energieeffizienz im Verkehr, dynamische Mindestanforderungen für die Energieeffizienz von energiebetriebenen Geräten, Verbesserung des Verhaltens der Energieverbraucher hinsichtlich Energieeffizienz und Energieeinsparung, Innovation und Technologie im Energiebereich und Energie-*

44 RAT DER EUROPÄISCHEN UNION: **Schlussfolgerungen des Vorsitzes vom 8./9. März 2007**, Brüssel, 7224/1/07-REV 1 vom 02.05.2007; http://www.consilium.europa.eu/cms3_applications/applications/newsRoom/loadBook.asp?BID=76&LANG=1&cmsid=347.

einsparung bei Gebäuden,

ersucht die Kommission, rasch Vorschläge vorzulegen, damit strengere Energieeffizienzanforderungen für Büro- und Straßenbeleuchtung bis 2008 und für Glühlampen und sonstige Arten von Beleuchtung in Privathaushalten bis 2009 festgelegt werden können, ...

Daher billigt (der ER) unter Berücksichtigung unterschiedlicher Gegebenheiten, Ausgangspunkte und Möglichkeiten folgende Ziele: ein verbindliches Ziel in Höhe von 20 % für den Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtenergieverbrauch der EU bis 2020; ein in kosteneffizienter Weise einzuführendes verbindliches Mindestziel in Höhe von 10 % für den Anteil von Biokraftstoffen am gesamten verkehrsbedingten Benzin- und Dieserverbrauch in der EU bis 2020, das von allen Mitgliedstaaten erreicht werden muss. ...“

In der Frage der Kernenergie „(erinnert) der Europäische Rat daran, dass die Energiepolitik für Europa die Wahl der Mitgliedstaaten in Bezug auf den Energiemix in vollem Umfang respektiert, und ...

nimmt Kenntnis von der Einschätzung der Kommission, was den Beitrag der Kernenergie als Antwort auf die zunehmende Besorgnis bezüglich der Energieversorgungssicherheit und der CO₂-Emissionsreduzierung betrifft, wobei jedoch sichergestellt werden muss, dass die nukleare Sicherheit bei der Entscheidungsfindung an oberster Stelle steht;

bestätigt, dass es Sache jedes einzelnen Mitgliedstaates ist, zu entscheiden, ob er Kernenergie einsetzt⁴⁵; der ER betont, dass gleichzeitig die nukleare Sicherheit und die Entsorgung radioaktiver Abfälle weiter verbessert werden müssen ..“;

Hierzu sollen Forschung und Entwicklung unterstützt werden sowie eine hochrangige Gruppe „Nukleare Sicherheit und Abfallentsorgung“ in Betracht gezogen werden können. Der ER „schlägt vor, dass eine breit angelegte Diskussion über die Chancen und Risiken der Kernenergie geführt wird, an der sich alle relevanten Akteure beteiligen.“

Die politische Brisanz dieser EU-Klimaziele in ihren Wechselwirkungen zu den nationalen Energiepolitiken veranlasste offenbar Umweltkommissar Stavros DIMAS - vor dem Hintergrund des IPCC-Alarms - ein weiteres Mal, Deutschland wegen der Abwicklung der Kernenergie zu kritisieren, die zu den Klimaschutzzielen der EU, aber auch den einzelnen Energiepolitiken der Mitgliedstaaten in Konflikt gerät.⁴⁶ Diese Kritik mit Blick auf die deutsche

45 Zurückgehend auf die 4. Gemeinsame Erklärung zur Anwendung des EURATOM-Vertrags im **Vertrag der EU mit Norwegen, Österreich, Finnland und Schweden über den Beitritt zur Europäischen Union**, EG-Abl. C 241 vom 29.8.1994, S. 9/382.

46 DIMAS als Bewertung auf das IPCC-Votum von Bangkok: „*This important IPCC report confirms that significant global reductions in greenhouse gases are essential and urgent It recognises that the technologies and policies to achieve these cuts exist today, so there is no excuse for waiting. Its conclusions fully support the EU's view that developed countries must reduce emissions to 30% below 1990 levels by 2020, and global emissions must be halved by 2050, if we are to have a good chance of limiting global warming to no more than 2°C above the pre-industrial level. It is now time for the rest of the international community to follow our lead and commit to ambitious reduction targets. Negotiations on a new global climate change agreement must be launched at the next UN ministerial conference in December.*“ In der Bild am Sonntag

KE-Abwicklung hat der Executive Director der Internationalen Energieagentur (IEA, Paris), Claude MANDIL, in Berlin im Vorfeld zum G 8-Gipfel verstärkt.⁴⁷

4.4 Globaler Klimakontext

Bildet man die o. g. strombedingten CO₂-Emissionen Deutschlands für das Jahr 2020 (Grundszenario: Z 3 + 4) mit -47 (ohne KE) bzw. -152 Mio t CO₂ (mit KE) auf die Bevölkerung Deutschlands ab, reduzieren sich die Pro-Kopf-Emissionen ohne KE um 0,59 t CO₂/cap.a, mit KE um 1,84 t CO₂/cap.a.⁴⁸

Auf der globalen CO₂-Skala relativiert sich dies ein weiteres Mal. Deutschland emittierte in 2004 insgesamt 850 Mio t CO₂ oder 10,3 t CO₂/cap.a.

Demgegenüber fordert die reputierte Klimawissenschaft bis zum Jahre 2050 einhellig eine Reduktion um bis zu 80 % der Emission 2050, mithin weltweit eine Reduktion über alle sechs Treibhausgase auf 2 t CO₂/cap.a. Diese Einsparung von 80 % bedeutet somit, dass in Deutschland ab 2020 innerhalb der nächsten 30 Jahre weitere 7,7 t CO₂/cap.a (ohne KE) bzw. 6,5 t CO₂/cap.a (mit KE) über alle CO₂-Quellen außer Strom eingespart werden müssten.

Dies erscheint nur dann erreichbar, wenn in den Jahren 2020 bis 2050 jedes Jahr in allen Sektoren erhebliche Teile der privaten und Unternehmens-Kaufkraft ausschließlich in die CO₂-Einsparung gelenkt wird. Deshalb dürfte sich die Vermutung bestätigen, sollte Deutschland die Abwicklung der KE tatsächlich vollziehen, dass schließlich neben den einzelnen Wirtschaftsunternehmen auch den Bürgern für die eigene Wärmeversorgung und den PKW CO₂-Zertifikate aufkrotzt werden.

Hinzu kommt, dass diesem Einsparweg auch international so gefolgt werden müsste, um auf eine CO₂-Emissi-

on im Jahre 2050 von etwa 20 Mrd t CO₂ zurückzufallen, die heute schon um 9 Mrd t überschritten ist. Dies wird ohne die USA sowie ohne China und Indien nicht realisiert werden können. Denn dies bedeutete folgende CO₂-Reduzierungen:

Die USA müssten die Emissionen von 21 auf 2 t CO₂/cap.a senken.

China müsste seinen Emissionsvektor umdrehen, um das bereits erreichte Niveau von 3 t CO₂/cap.a wieder um eine Tonne zu reduzieren.

Lediglich Indien mit heute 0,9 t CO₂/cap.a und der Großteil Afrikas könnten noch auf 2 t CO₂/cap.a zulegen.

In diesem Zusammenhang hat Nicolas STERN⁴⁹ neulich darauf hingewiesen, dass die ökonomischen Folgekosten bis zu 5 % des weltweiten Bruttosozialprodukts (BSP) p.a. - heute etwa 30.000 Mrd \$ - erfordern, wenn auf Klimaschutzmaßnahmen verzichtet wird, in Einzelfällen auf 20 % des BSP.

Allerdings wird die Höhe der STERN'schen Annahmen von 5 bis 20 % BSP in der Literatur als überhöht eingeschätzt. Gleichwohl werden aber unzweifelhaft die Schäden und ökonomischen Belastungen auftreten. Eine aktuelle Schätzung des DIW relativiert dies allerdings:⁵⁰ Damit werden deutlich geringere Kosten als im STERN-Review abgeschätzt, denn die 3.000 Mrd € sind **einmalig** knapp das 1,5-fache des heutigen deutschen Jahres-BIP. Freilich zeigen solche Abschätzungen auch die relationale Freiheit von Kostenschätzungen auf, was sich bspw. bei der Land-, Forst- und Fischereiwirtschaft von 61 Mrd € bis zum Jahr 2100 erweist.⁵¹

vom 06.05.2007 konkretisierte DIMAS dies gegenüber Deutschland: „Braunkohle ist, was die Treibhausgase angeht, die ungünstigste Wahl ... Wer heute noch neue Kohlekraftwerke baut, muss sich im Klaren sein, dass eine solche Politik uns alle langfristig teuer zu stehen kommt. Auf mittlere Sicht sollten nur noch Kohlekraftwerke mit klimaverträglichen Technologien - etwa der Kohlenstoff-Abscheidung - betrieben werden.“

47 MANDIL (IEA) anlässlich der Vorstellung des IEA-Berichts Energy Policies of IEA Countries – Germany 2007 Review, Berlin 04.06.2007: „... as one of the largest energy markets in Europe and the third largest economy in the IEA, few countries have quite the same impact on European or even global energy policy ... Key among these challenges are the announced nuclear phase-out, reform efforts in electricity and natural gas markets, and overall climate changes policies. At the start of the decade, an agreement to phase out nuclear power was reached, one that will culminate with the last reactor shuttered in about 15 years. A significant piece of Germany's energy mix, nuclear supplies 12% of German energy and a quarter of its electricity generation. Losing the nuclear option will have significant impacts on energy security, economic efficiency and environmental sustainability. Eliminating nuclear from the supply portfolio will reduce supply diversity, increasing reliance on energy imports, particularly natural gas, which is not diversified enough. Shutting down productive assets before their useful lifetime will also impact economic efficiency, requiring additional near-term investments in new capacity that could otherwise be avoided. Finally, generation from nuclear power is free of greenhouse gas emissions. While additional renewables capacity, along with energy efficiency gains, could certainly make up some of the resulting gap, there will be greater reliance on carbon-emitting fuels. Without a doubt, a phase-out will limit Germany's full potential to reduce its emissions. The IEA urges the government to reconsider the decision to phase out nuclear power in light of these adverse consequences.“; www.iea.org/Textbase/press/pressdetail.asp?PRESS_REL_ID=229

48 Bevölkerung in Deutschland in 2020: 80 Millionen.

49 STERN: **STERN-Review – The Economics of Climate Change; Cambridge 2006.**

50 Wochenberichte des DIW, 11 /2007, Berlin, S. 165-170: „Sollte keine nennenswerte Intensivierung des Klimaschutzes erreicht werden, können sich die durch den Klimawandel insgesamt verursachten Kosten bis zum Jahr 2100 auf fast 3.000 Mrd € belaufen; gegenüber dem Betrag, der sich für die Zeit bis 2050 ergibt (792 Mrd €; Anm.; entsprechend 0,5 % Wachstumseinbuße), wäre dies fast eine Vervierfachung.“ Die Schadenskosten summieren sich auf 1.430 Mrd €, die Anpassungskosten auf 840 Mrd €.

51 Am Beispiel der Land-, Forst- und Fischereiwirtschaft zeigt sich die Diskrepanz möglicher Annahmen. Während die einen bspw. einen Waldbrand auch in seinen Folgen auf den Tourismus monetarisieren, mögen andere Waldbrände als Mittel zur Durchforstung beurteilen und insoweit dies sogar erwägen.

5. Die Handlungsfelder des MWV

Angesichts dieser Sachverhalte verbleiben dem Ministerium für Wissenschaft, Wirtschaft und Verkehr (MWV) innerhalb der o. g. Koalitionsvereinbarung folgende Handlungsoptionen:

1. Der Versorgungssicherheit ist größte Aufmerksamkeit zu schenken. Die Ziele des EnWG müssen zwar nicht unbedingt geändert werden; aber der Versorgungs- und Netzsicherheit sollte im praktischen Handeln im Zweifel der Vorrang gebühren. Letztere schließt auch die Versorgungssicherheit für Strom ein.
2. Ein vollständig diversifizierter Energieträgermix erhöht diese Versorgungssicherheit.
3. Zur Versorgungssicherheit gehören vorrangig die EE. Sie sind praktisch einheimische Energieträger.

Wenn der Einsatz der EE indes mehr kostet als eine ebenso umweltfreundliche, nachhaltige anderweitige Sicherstellung des Bedarfs, muss zukünftig gegengesteuert werden. Die Förderung ist grundsätzlich so umzustellen, dass die Investitionen in die unterschiedlichen EE dort vorgenommen werden, wo sie den höchsten Nutzen bringen. Dabei sollten auch regionale Vorranggebiete in Aussicht genommen werden. Dies soll, ohne es dirigistisch festzulegen, dazu führen, dass in aller Regel EEG-Strom vergütet wird für

Wind in Norddeutschland v. a. nördlich der Linie Aachen-Dresden, zzgl. Hang- und Höhenlagen der Mittelgebirge; mithin Standorte generell mit mittleren Windgeschwindigkeiten ab 5,5 m/sec (Referenz: 100),

Biomasse bundesweit je nach Aufkommen, wobei die Konkurrenz der Bodenqualitäten zur Lebens- und Futtermittelproduktion zu bewerten sein wird,

Wasserkraft - gewissermaßen als Spiegelbild zu Norddeutschland - in Süddeutschland und den Tallagen der Mittelgebirge; Pumpspeicherwerke je nach existenter Höhendifferenz,

Deponie-, Gruben- und Klärgase bundesweit an den Quellorten,

Geothermie bundesweit nach ausgewiesenen geophysikalischen Standorten und

Solarnutzung bundesweit vornehmlich als Solarthermik auf Gebäuden, insbesondere für Neubaugebiete.

Die EE haben im Jahre 2006 bereits einen Anteil von 12 % an der Stromerzeugung erreicht. Dies entspricht einem Anteil von 5,4 % am Primärenergiebedarf (PEB).

Hierfür hat Deutschland seit 1990 immerhin 16 Jahre gebraucht. Angesichts des Treibhauseffektes wären bis jenseits des Jahres 2020 aber mindestens 30% Anteil am PEB erforderlich. Hierfür stehen aber bei linearer Fortschreibung keine 90 Jahre mehr zur Verfügung. So besehen stellt sich infolge der erforderlichen überlinearen Einführung alsbald die Frage der Energieträgerdiversifizierung in verschärfter Form.

4. MWV wird bei der anstehenden Novellierung des EEG an der Förderung der erneuerbaren Energien festhalten, gleichwohl muss Strom aus EE an den Markt herangeführt werden.

Aus schleswig-holsteinischer Sicht ist darauf zu achten, dass die Windenergienutzung, einschließlich des Repowering, im vollen Umfang von bis zu 4.000 MW an Land erschlossen werden kann. Dies erfordert jedoch einen Zeitraum bis 2020, zumal dann das Repowering der 1. Generation abgeschlossen sein dürfte. Die mittlere Anlagenreferenz in Schleswig-Holstein von 136 lässt dies auch erwarten.⁵²

MWV unterstützt außerdem die Nutzung von Offshore-Windenergie. Deshalb kommt es darauf an, dass die Erleichterung gemäß Infrastrukturplanungs-Beschleunigungsgesetz, wonach die Netzbetreiber bis Ende 2011 den Netzanschluss im Offshore bei Fertigstellung von Windparks zur Verfügung gestellt haben müssen, auch von vielen Windparkinvestoren genutzt wird.

5. Die Rahmenbedingungen für die Planung und den Bau von Infrastruktur sind zu verbessern. Die Genehmigungsverfahren, insbesondere die Seekabelanbindungen, müssen vereinfacht und beschleunigt werden.

6. Für die Jahre 2007 bis 2009 stehen im Schleswig-Holstein-Fonds rd. 11 Mio € zur Förderung von Energiemaßnahmen bereit. Die Mittel werden um EU-Mittel aus dem Zukunftsprogramm durch Landesmittel ergänzt, so dass insgesamt für die Jahre 2007 bis 2009 ein Vielfaches der 11 Mio € investiert werden wird. Gefördert werden

die Verbesserung der Energieeffizienz bei Blockheizkraftwerken (BHKW) und Wärmenetzen mit 1,2 Mio €,

Maßnahmen im Wasserstoff- und Brennstoffzellenbereich mit 2 Mio €,

Anlagen der Biomasse-Nutzung mit rd. 3,3 Mio €,

die Heizenergieeinsparung in Alt- und Neubauten mit 4,5 Mio €, davon die neue Technologie Vakuumisolationspaneele mit 300 T€.

⁵² Für Windstandorte in Schleswig-Holstein ergibt sich gemäß EEG eine mittlere Referenz von 136 - vglw. zu den Ländern der höchste Wert -, entsprechend 2.050 Netz-Volllaststunden. Nach Abschluss des Repowering werden sich durch größere Nabenhöhen etwa 2.200 Netz-Volllaststunden erzielen lassen. Hinzu kommt, dass einzelne Regionen an der Westküste und auf Fehmarn Referenzen von 150 und mehr aufweisen (ca. 2.470 Netz-Volllaststunden).

7. Es sind in Schleswig-Holstein Investitionen angekündigt, fossile Kraftwerke zu errichten und zu betreiben. MWV unterstützt die Bemühungen der Investoren aktiv, insbesondere zu Netzanschluss und Ableitung des zu erzeugenden Stroms. Die angekündigten Investitionsprojekte sind nachfolgend zusammengestellt:

Tabelle 7: Kraftwerksneubauten/Kraftwerksplanungen und Netzbedarf in Schleswig-Holstein bis 2012:		
Stromerzeugungsanlagen: Standort Investor	elektr. Leistung MW	Inbetriebnahme in
Kraftwerksneubauten		
Ersatzbrennstoff-Heizwerk: Bayer, Brunsbüttel GWE ^{a)}	25	2009/2010
Biomasseheizkraftwerk Brunsbüttel: Stw. Flensburg	6	6/2008
Summe	31	
Kraftwerksprojekte - in Planung		
Kohlekraftwerk Brunsbüttel Electrabel Deutschland AG Option: weitere 800 MW	800	2011
Kohlekraftwerk Brunsbüttel: SWS Tübingen Option: weitere 800 MW	800	2011
Kohlekraftwerke Brunsbüttel: GETEC, Hannover	800	2012
Windenergie		
Onshore (Zubau bis 2012)	800	2011
Offshore, geplant (2011)	1.000	2011
Summe	4.231	
Erweiterung Gemeinschaftskraftwerk Kiel (GKK): E.ON/Stw. Kiel, zz. 477 MW ⁵³	800	2015
a) GWE: Gesellschaft für wirtschaftliche Energieversorgung GmbH, Freiburg; thermische Leistung: 124 MW; Strommenge: 166 GWh; Wärmeauskopplung: 487 GWh		

53 An der Ersatzinvestition zum Gemeinschaftskraftwerk Kiel (GKK) hat sich in der Landeshauptstadt Kiel eine Debatte über den Einsatz von Biomasse entzündet. Dabei werden allerdings die Skalierungsfaktoren außer Acht gelassen: Zum einen reduziert sich mit Biomasse der Energieinhalt etwa auf die Hälfte, zum anderen steigt das zu hantierende Volumen um mindestens das Dreifache (bspw. im Falle von Holzschnitzeln). Zum Dritten wird dieser Faktor 6 noch durch die Skalierung der Feuerungstechnik erhöht. Kohlenstaubfeuerung skaliert stets mit dem Feuerungsraumvolumen, indes Biomasse mit der Wirbelbettfläche. Bei einer Verdopplung der Leistung ergibt dies einen weiteren Faktor von $2^{1/2}/2^{1/3} = 1,12$ zu Gunsten der Kohlenstaubfeuerung. Mithin würden sich bei Biomasseeinsatz entweder die Grundfläche, oder die Höhe des Feuerungskessels deutlich vergrößern - was außerdem die Feuerungssteuerung erschwert -, nebenbei noch die Lagerflächen der Biomassemieten um das 6-fache, ebenso das Transportaufkommen.

Insgesamt würde sich im Lande eine Engpassleistung zu Ende 2011 von etwa 10.700 MW vorhanden sein:

Tabelle 8: Maximal mögliche Kraftwerksleistung in 2012	
Stromerzeugungsanlagen	Elektrische Leistung (MW)
Installierte Kraftwerksleistung 2006	7.230
Kraftwerksneubauten/Planungen bis 2012	4.226
Stilllegung KKB	- 770
Summe	ca. 10.686

Zum Vergleich: Die Verbrauchs-Winterspitzen betragen in Schleswig-Holstein max. 2.200 MW (1995) und im Mittel der letzten 10 Jahre 1.900 bis 2.000 MW.

Allerdings ist derzeit nicht abzusehen, ob die oben aufgeführten Kraftwerke und Windkraftanlagen tatsächlich alle realisiert werden. Die Erweiterung des Gemeinschaftskraftwerks Kiel ist erst ab 2015 geplant.

8. Das Biomassepotenzial in Schleswig-Holstein liegt bei ca. 13% des aktuellen Primärenergiebedarfs Schleswig-Holsteins. Bislang wird lediglich ca. 1% des PEB durch Biomasse gedeckt.

Die Nutzung von Holz, Stroh, Gülle, nachwachsende Rohstoffe in Anlagen zur Strom- und/oder Wärmeerzeugung sowie zur Herstellung von Biokraftstoffen ist CO₂-neutral. Durch die Speicherung des aus Biomasse gewonnenen Stroms kann dieser außerdem zeitunabhängig genutzt werden. Die Biomassenutzung verringert die Importabhängigkeit, schafft Arbeitsplätze und leistet Einkommenschancen für die Land- und Forstwirtschaft.

In den Jahren 2001 bis 2006 sind 27 Projekte mit 9,5 Mio € Förderung des Landes, der EU, des Bundes und der Innovationsstiftung SH gefördert worden. Damit sind 42,5 Mio € Investitionen realisiert worden. Diese geförderten Anlagen haben ca. 27,9 MW thermische und 7,3 MW elektrische Leistung. Im SH-Fonds stehen weitere 4,6 Mio € für die Jahre 2006 bis 2009 zur Förderung der Biomasse bereit.

Im Jahre 2005 haben sich die Christian-Albrechts-Universität zu Kiel (CAU), die FHn Kiel, Flensburg und Lübeck und die Universität Flensburg zu einem Netzwerk „**Biomassekompetenzzentrum SH**“ zusammengeschlossen. Das Biomassekompetenzzentrum soll die landwirtschaftliche Produktion, die Verwertung, die Extraktion der Wertstoffe aus der Biomasse und die Prozesstechnik voranbringen.

Mit der heimischen Biomasse könnte rechnerisch etwa die Hälfte des schleswig-holsteinischen Wohnungsbestandes mit Heizwärme und Warmwasser versorgt werden. In den letzten Jahren sind durchschnittlich 50 bis 80 T€ für Aktivitäten der Energieagentur-SH der Investitionsbank zur Beratungs- und Informationsarbeit zur Verfügung gestellt worden.

In Zukunft soll Biomasse industriell auch für den Kraftstoffsektor werden (btf: biomass to fuel). Hierzu sind Investitionsprojekte im Industriegebiet Brunsbüttel angekündigt.

9. An der FH Lübeck wurde in 2003 das „**Kompetenzzentrum für Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (KWB)**“ gegründet.

Das KWB modelliert, wie der diskontinuierlich anfallende Windstrom über die Elektrolyse und der dabei gewonnene Wasserstoff in Brennstoffzellen zur Glättung der Stromlastlinien beitragen kann: „**virtuelles Kraftwerk**“. Darüber hinaus soll es die dezentrale Energieversorgung mittels Brennstoffzellen erforschen.

Im Rahmen des Zukunftsprogramms des Landes wird die Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnik gefördert.

10. Anfang 2005 wurde das Kompetenzzentrum Windenergie **CEwind** an der Fachhochschule Flensburg gegründet. CEwind bündelt die Forschung aller Hochschulen in Schleswig-Holstein im Bereich der Windenergie-technik. Beteiligt sind die CAU, die FHn Flensburg, Kiel, Lübeck und Westküste, die FH Nordakademie, das GKSS-Forschungszentrum Geesthacht GmbH, das Leibniz-Institut für Meereswissenschaften (IFM-Geomar) und die Universität Flensburg. Durch Forschungs- und Entwicklungsprojekte, insbesondere in den Themenbereichen Mechanik/Elektrotechnik („condition-monitoring“), Informatik, Energiewirtschaft, soll die interdisziplinäre Verknüpfung von Ingenieur-, Natur- und Wirtschaftswissenschaften gewährleistet sein.

CEwind bearbeitet grundlegende Fragestellungen zukünftiger Windenergieanlagen, Windenergieparks und der dazugehörigen Infrastruktur. Die Fragestellungen werden unter dem Begriff „**Intelligente Windenergiesysteme der Zukunft**“ zusammengefasst und orientieren sich aktuell an dem von der Windenergiewirtschaft aufgezeigten Bedarf für Offshore-Projekte. Für diese Projekte mit Anlagen der Multi-MW-Klasse und extremen Standortbedingungen sollen Antworten auf die Schlüsselfragen Netzanbindung und -integration, Auslegung der Komponenten Rotorblatt, Generator, Turm und Gründung, Betriebsüberwachung und Wartung sowie die Auswirkungen auf die Umwelt geklärt werden.

Hierzu soll auch die Forschungsplattform FINO-3, ca. 70 km westlich von Sylt, genutzt werden.

11. MWV hat im Europäischen Netzwerk RENREN: **Renewable ENergy REgions Network** den Part Windenergie federführend übernommen. Hierzu haben sich als Gründungsmitglieder folgende (Bundes)Länder, Mitgliedstaaten und Island mit ihren Schwerpunkten in den EE zusammengeschlossen:

Schleswig-Holstein	Windenergie,
Oberösterreich	Biomasse,
Zypern	Solarthermik,
Wales	Wellen-/Meeresenergie
Nordschweden	Wasserkraft und
Island	Geothermie.

Der nucleus von RENREN geht auf Initiative des Hanse-Office und des Büros Oberösterreich in Brüssel vom April 2006 zurück.

RENREN hat zum Ziel, unterschiedliche Technologien und Umsetzungserfahrungen zu bündeln, von den Erfahrungen anderer zu lernen und diese zugänglich zu machen und zu optimieren, um insgesamt die EE in der EU voranzubringen. Das Ziel, den Anteil der EE in der EU insgesamt auf mindestens 20 % - ebenso mit einer analogen CO₂-Einsparung von mindestens 20% im PEB - bis zum Jahr 2020 zu realisieren, wurde dabei bereits antizipiert.

RENREN ist offen für andere Mitgliedstaaten, Regionen und weitere Staaten Europas. Insbesondere fehlt noch eine Region mit Schwerpunkt Fotovoltaik.

Die feierliche Unterzeichnung der RENREN-Charta fand in Anwesenheit von Energiekommissar Andris Piebalgs am 17.04.2007 im Hanse-Office in Brüssel auf hoher Ebene statt. Für Schleswig-Holstein hat Minister Dr. von Bötticher unterzeichnet.

12. Bei der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) - der zeitgleichen Erzeugung und Nutzung von Strom (Kraft) und Wärme - wird der Brennstoffnutzungsgrad gegenüber der getrennten Erzeugung von Strom und Wärme um 25 % erhöht.

Die modernsten Kohle-Kondensationskraftwerke mit 650°C Frischdampf Temperatur erreichen heute Wirkungsgrade von rd. 46 %. Je mehr Nutzwärme ausgekoppelt wird, desto höher wird der Brennstoffnutzungsgrad. Dabei geht je nach ausgekoppeltem Temperaturniveau der Stromwirkungsgrad zurück, bei wärmegeführten Anlagen unterschiedlicher Größe können Gesamtwirkungsgrade bis zu 90 % erreicht werden.

Nach einer aktuellen KWK-Studie wird das wirtschaftlich umsetzbare Potenzial der gesamten Stromerzeugung in Deutschland an KWK mit bis zu 57 % angegeben.⁵⁴ Dies würde der Studie zufolge pro Jahr 351 TWh Strom aus KWK (ca. 57 %), 328 TWh Wärme und eine Reduzierung um 50 Mio t CO₂ erreichen lassen.

Diese KWK-Studie insinuiert, dass es eigentlich keine Umsetzungsgrenzen und ökonomischen Folgen gibt, dass FW nicht generell umgesetzt werden kann. Die Umsetzung wird indes umso schwieriger je kleiner der Betrachtungsraum ist. Sie wird umso eher realisiert werden können, je verdichteter die Bevölkerungsregionen (Ruhrgebiet, andere Großstädte), und weniger die Erdgaspenetration vorangeschritten ist.

Für die Siedlungsstruktur des ländlichen Raums in Schleswig-Holstein wird deshalb die KWK-Option deutlich eingeschränkt. Dies gilt zunächst nicht für Neubaugebiete, sofern diese nicht ohnehin bereits auf Basis EE (Solarthermie, Erdwärme) versorgt werden, zumal auch der Niedrigenergiehaus- oder Passivhausstandard eine Nahwärmeversorgung obsolet machen.

⁵⁴ bremer energie institut & Deutsches Institut für Luft und Raumfahrt (DLR, Institut für Technische Thermodynamik, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung) Stuttgart: **Analyse des nationalen Potenzials für den Einsatz hocheffizienter KWK, einschließlich hocheffizienter Kleinst-KWK, unter Berücksichtigung der sich aus der EU-KWK-RL ergebenden Aspekte**, i.A. BMWi, Bremen 12/2005.

12.1 Fern- und Nahwärmeversorgung von Wohngebäuden

Bei Annahmen von 2,11 Personen pro Haushalt (HH) ⁵⁵, einem Wärmeanschlusswert von max. 15 KW/HH und einem Konzentrationsfaktor von 15 infolge der Landesstruktur⁵⁶ ergeben sich für Schleswig-Holstein konservativ überschätzte Wärmeabnahmedichten:

	Anzahl der Gemeinden	Bevölkerung		Wärmedichte MW/Km ²
		Tausend	Ew./Km ²	
Klein(er)e Gemeinden	1.092	1.580	110	12,4
Ober-/Mittelzentren	31	805	786	85
Flensburg		87	1.600	166
Kernstädte	2			
Kiel		235	2.000	213
Lübeck		215	1.000	108
Summe	1.125	2.833	179	19

Wird in Zukunft mit weniger Personen pro Haushalt gerechnet, würde zwar die Wärmedichte pro km² steigen, deren Steigerung wiederum von zukünftig ebenfalls steigender Wärmedämmung, etwa auf 12 KW/HH, egalisiert würde.

Die Stadt Flensburg weist einen FW-Anschlussgrad von 98 % auf, Kiel und Neumünster jeweils 47 %, Schleswig 13 % und Lübeck 11 %. Die weiteren Ober- und Mittelzentren sowie Gemeinden sind über Blockheizkraftwerke anteilig mit Nah- und/oder Fernwärme versorgt. Ihr Ausbau liegt i.A. in kommunaler Hand und Verantwortung. Die Stadtwerke Kiel legen bspw. die wirtschaftliche Betriebsführung für Fernwärme ab 250 MWh/Km² pro Stunde fest: 250 MW/Km².

Schleswig-Holstein weist deshalb mit 15 % KWK-Strom bereits mehr als der bundesweite Mittelwert von ca. 10 % auf.⁵⁷

Für die kleinen und kleineren Gemeinden gilt als wirtschaftliche Liniendichte eine Wärmeabnahme von 1,5 MWh pro Trassenmeter. Ab dieser Größe bejaht die Kreditanstalt für Wiederaufbau eine Förderfähigkeit⁵⁸,

⁵⁵ Siedlungs- und Haushaltsstrukturen vgl. Statistisches Bundesamt, Wiesbaden, www.destatis.de,

⁵⁶ Von der Landesfläche 15.763 Km² sind etwa 970 Km² Gebäude- und Freiflächen sowie 82 Km² Betriebsflächen, umfassen ca. 6,7 % der Landesfläche: Konzentrationsfaktor 15; vgl. CONRAD: **Handbuch Schleswig-Holstein 2006**, Druck- und Verlagsgesellschaft GmbH Kiel, 6/2006; Kap. 7, Tab. 4 – 6.

⁵⁷ Vgl. Energiebilanz Schleswig-Holstein 2003.

⁵⁸ BMU: **Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung Erneuerbarer Energien vom 17.06.2005**.

die Investitionsbank Schleswig-Holstein-/Energieagentur fördert bereits ab 1 MWh bzw. z. T. auch schon bei 0,8 MWh pro Trassenmeter.

Zur Abschätzung dieses KWK-Potenzials gilt für Schleswig-Holstein folgende Überlegung: Der Wärmebedarf eines moderneren Hauses (Baujahr 1990 ff.) beträgt etwa 70 KWh/m².a, bei 120 m² Wohnfläche ergeben sich 9 MWh/HH.a. Solche Häuser könnten an eine Nah- oder Fernwärmetrasse dann angeschlossen werden, wenn ihre Grundstücksfront 9 m nicht wesentlich übersteigt. Bei einem derartigen Wärmeschutz, der in der Regel in Neubaugebieten Anwendung findet, zumal bei den heutigen und zukünftigen Öl- und Gaspreisen, entfällt die KWK-Option, da damit auch konzeptionell richtig Energie absolut eingespart wird. Gleichwohl sind Arealversorgung für Wärme und Strom nicht ausgeschlossen.

Unterstellt man indes eine Bausubstanz mit 240 KWh/m².a (Baujahr vor 1980), ergäbe sich ein Wärmebedarf von 29 MWh/HH.a. Letzteres entspräche einer Wärmedichte von 80 MW/Km² (3.000 Gradstundenzahl). Unterstellt man im ländlichen Raum bei Einzelhausbebauung Grundstücksgrößen von 400 m² ergibt dies eine i.d.R. prohibitive Anschlussdichte von 67 MW/Km². Freilich gibt es praktisch in jeder Gemeinde auch dichter bebaute Kernbereiche, die als Optionsflächen verbleiben.

Insgesamt dürfte deshalb in einer Vielzahl von Gemeinden in Schleswig-Holstein die KWK für die Hauswärmeversorgung lediglich eine rechnerische Option sein. Oder es ergäbe sich die Diskrepanz, eher Altbausiedlungen mit Fern- und Nahwärme versorgen zu wollen, dafür aber auf Wärmedämmung zu verzichten. Letzteres legt insoweit nahe, dass der Wärmeversorger sich als Rundum-Contractor etabliert.

Damit konzentrieren sich potenzielle KWK-Gebiete auf die Landkreise um Hamburg, wo sich durch vglw. höhere Grundstückspreise Gartenvorstädte mit Einzel- oder Reihenhäusern eher gebildet haben und weiterhin bilden und sich damit die Abnahmeleistung pro Trassenmeter erhöht.

Mithin bieten sich kurzfristig nur Gebäude an, die bei abgängigen Heizungsanlagen anteilig auf Objekt-BHKW umstellen könnten. Die Energieagentur der Investitionsbank Schleswig-Holstein bejaht eine Förderung bei einem Wärmebedarf von 60 MWh p.a.

Insgesamt zeigt die o.g. KWK-Studie die Divergenz von Potenzial als Ausdruck des Möglichen zur Realität als Ausdruck des Machbaren oder bereits Gemachten auf. Mithin stellt sich das Potenzial von 57 % KWK-Strom als bloßes Rechenergebnis heraus und sagt nichts über die tatsächlichen Umsetzungsoptionen jeweils vor Ort aus.

Außerdem ist der gegenläufige Trend von Energieeinsparung durch Dämmmaßnahmen in den nächsten 20 Jahren zu beachten, die in Zukunft die KWK weiter konzeptionell zurückdrängen werden: Zum einen wird sich der Wärmebedarf pro Haushalt mehr und mehr vermindern, zum anderen erfordert es dann die Wirtschaftlichkeit von KWK-Systemen, dass dann die Anzahl von angeschlossenen Wohneinheiten erhöht wird, obschon eine weitere Verdichtung kaum mehr möglich erscheint.

Damit wird auch die Hürde für Nahwärmenetze über die Flächenleistungsdichte prohibitiv erhöht.

Energiepolitisch ist im Falle der Handlungsalternative zwischen einer absoluten Reduzierung über die Energieeinsparung einerseits und einer relativen Effizienzsteigerung bei unvermindert höherem Einzelwärmebedarf immer ersterer der Vorrang einzuräumen. Dies gilt sowohl für Einzelhäuser als auch für größere Wohn- oder Büroeinheiten. Zumal bei Wärmedämmung CO₂ absolut, bei KWK lediglich relativ gespart wird.⁵⁹

Außerdem durchdringen die Gasnetze auch schon den ländlichen Raum. Deshalb sind auch deren Leitungs- und Nutzungskonkurrenz zu beachten, denn in Straßen mit Erdgasverlegung wird schlechterdings eine Nah- oder Fernwärmeleitung prohibitiv. Dies ändert sich auch dadurch nicht, wenn die Erdgasleitungen saniert werden müssten, da einer Änderung der Wärmeversorgung noch die Hausanschlüsse entgegenstehen. Dies ändert sich erst dann, wenn über Erdgas kleine Haus-BKHW oder Haus-Brennstoffzellen betrieben werden können, die zugleich Strom erzeugen können. Letzteres ermöglicht außerdem noch Ansätze zu „virtuellen Kraftwerken“.

12.2 Industrielle KWK

Ganz anders ist dies bei der industriellen KWK-Stromerzeugung mit einem Potenzial von 90 TWh p.a.

Dieses Potenzial umzusetzen, hätte vorgelagert auch einen positiven Effekt auf die prognostizierten Netzausbaumaßnahmen infolge Windstromaufkommen bis 2020. Denn wird KWK-Strom industrie- und ortsnah verbraucht, reduzieren sich auch die Strom-Transportmengen.

Hinzu kommt, dass Industriekraftwerke in der Regel wärmegeführt sind, weil sie auf den industriellen Prozessdampfbedarf ausgelegt sind. Hierzu bietet sich v.a. der Einsatz von Ersatzbrennstoffen an.

Solche Ersatzbrennstoffe aus der Mechanisch-Biologischen-Aufarbeitung (MBA) werden bspw. von den Stadtwerken Neumünster eingesetzt und sollen im Industriegebiet Brunsbüttel auf dem Gelände der Fa. Bayer durch GWE (vgl. Tabelle 7) alsbald eingesetzt werden. Diese Anlage der GWE weist ein optimiertes Strom/Wärmeverhältnis von 25 MW-el und 124 MW-th auf, bei 166 GWh Strom- und 487 GWh Wärmeauskopplung.

⁵⁹ Ein Vergleich mit der hohen KWK-Durchdringung Dänemarks liegt neben der Sache, weil dort die entsprechenden Entscheidungen bereits ab den 1980er Jahren umgesetzt wurden. Eine generelle Übertragung auf Deutschland verkennt die zwischenzeitlich manifeste Unterschiede, was man zwar beklagen, aber nicht mehr ändern kann.

Die Ersatzbrennstoffe sollten alsbald eine bedeutende Rolle in der industriellen Wärmeversorgung spielen können. Normiert auf ein Abfallaufkommen von 1 Mio t dürften bundesweit etwa 50 % für solche Ersatzbrennstoffe prinzipiell verfügbar und davon knapp 70 % mit einem Energieinhalt von 3,2 TWh pro Mio t brennbaren Abfall geeignet sein.⁶⁰

13. Der Wärmebedarf für den Haus- und Wohnungsbestand, einschließlich der Warmwasserbereitung beträgt in Schleswig-Holstein 2,8 Mio t Heizöl-Äquivalent pro Jahr. Dies entspricht pro Quadratmeter Wohnfläche den vglw. hohen Bedarf von 24 Liter Heizöl oder 240 KWh/m².a, rechnet man die Warmwasserbereitung nicht gesondert heraus.

Würde der Haus- und Wohnungsbestand gänzlich nach dem Niedrigenergiehausstandard (NEHS) modernisiert werden, könnte der Wärmebedarf auf 70 KWh/m².a gesenkt werden.

Neubauten sind bereits heute nach der Energieeinsparverordnung so zu errichten, dass sie gemäß EnergieeinsparVO höchstens 100 KWh/m².a verbrauchen.

Im Jahr 2007 sollen etwa 1 Mio € Fördermittel bereitgestellt werden, um bei Altbausanierungen den Wärmebedarf auf 7 Liter und bei Neubauten auf NEHS mit höchstens 4 Liter Heizöl pro m² und Jahr (70 bzw. 40 KWh/m².a) zu beschränken.

Damit würden Wohneinheiten mit 120 m² Wohnfläche nur noch 840 bzw. 480 Liter Heizöl p.a. (entsprechend Erdgas) benötigen. Im Falle, dass dereinst der Wohnungsbestand auf diesen Wärmebedarf reduziert wird, erübrigen sich sowohl Zentralheizungen als auch Fern- und Nahwärmeversorgungen, zum einen wegen der geringeren Vor- und Rücklauftemperaturen, zum anderen infolge der geringeren Wärmenetzdichten.

Würde im Jahr 2020 gänzlich der NEHS umgesetzt sein (70 KWh/m².a), könnten ca. 2 Mio t Heizöl-Äquivalent oder entsprechend 6,2 Mio t CO₂ p.a. eingespart werden.

Tatsächlich wird aber nicht nur Heizöl, sondern auch Erdgas und Fernwärme zu Heizzwecken eingesetzt, so dass das praktische CO₂-Einsparpotenzial geringer ist.

Insgesamt besteht die Herausforderung in Schleswig-Holstein, aber auch in Deutschland insgesamt darin, warum es in Zukunft nicht möglich sein soll, in Neubaugebieten schlichtweg vorzuschreiben, dass generell mindestens der NEHS einzuhalten ist. Da sich die Investitionskosten für Wohn- und Büroinvestitionen nur mehr um wenige Prozent unterscheiden, besteht keinerlei Veranlassung mehr, Neubauten errichten zu lassen, welche die Obergrenze des rechtlich Vorgegebenen noch ausreizen.

⁶⁰ Fachtagung „Standortsicherung energieintensiver Betriebe – Sekundärbrennstoffe zur dezentralen Energieversorgung“, KERN/Witzenhausen-Institut: Identifikation abfallwirtschaftlicher Stoffströme zur energetischen Verwertung, 19.04.2007, Mainz.

Insgesamt sollten sich der NEHS und der Passivhausstandard angesichts der kommenden Öl- und Gaspreisentwicklung alsbald von selbst realisieren. Kommunen könnten diese Option indes schneller unterstützen, indem sie bei der Ausweisung von Baugebieten darauf hinwirken, dass mindestens diese Standards umgesetzt werden. Dies so zu regeln, steht kommunalen Energiekonzeptionen i.Ü. höchststrichlich frei.⁶¹

Nach alledem werden auch mit einer KWK-Präferenz große Stromkraftwerke zur Netzstützung und -regelung keineswegs obsolet.

14. Der Verkehrsbereich steht in der EU für nahezu 20 % des Gesamtverbrauchs an Primärenergie, wobei davon ca. 12 % auf PKW entfallen. 98 % des Energieverbrauchs in diesem Sektor fallen auf fossile Brennstoffe.

Die CO₂-Emissionen aus dem Straßenverkehr stiegen von 1990 bis 2005 um 26% an. Die EU-Kommission wird daher alsbald verbindlich vorschreiben, dass durch motortechnische Maßnahmen die durchschnittlichen CO₂-Emissionen neuer PKW-Modelle auf 130 g CO₂/Km zu senken und durch andere technische Maßnahmen und den verstärkten Einsatz von Biokraftstoffen eine weitere Senkung um 10 g CO₂/Km oder ein gleichwertiger Effekt zu erreichen sind. Derzeit liegt der durchschnittliche CO₂-Ausstoß von Autos in Europa bei 160 g CO₂/Km.

Darüber hinaus wird die EU-Kommission eine gemeinsame Technologieinitiative für Wasserstoff- und Brennstoffzellenantriebe gründen und eine Verordnung für wasserstoffbetriebene Kraftfahrzeuge vorschlagen.

Im Verkehrsbereich werden in Schleswig-Holstein pro Jahr ca. 2,3 Mrd Liter Kraftstoff (ca. 6 Mio t CO₂), in Deutschland ca. 64 Mrd Liter. Durch die Umwandlung von Windstrom in Wasserstoff und dessen möglichen Einsatz im Verkehrsbereich könnten ca. 1,1 Mrd Liter Kraftstoff ersetzt werden. Dies wären 1,5% des Gesamtkraftstoffbedarfs in Deutschland.

Insgesamt zielen verschiedene verkehrspolitische Maßnahmen auf eine Verbesserung der CO₂-Bilanz ab. Mit Hilfe des Einsatzes von Telematik wird eine Verflüssigung des Verkehrs und damit Stauvermeidung erreicht. Im Güterverkehr dient der Einsatz von Telematik der Verbesserung des Flottenmanagements zur Vermeidung von Leerfahrten.

Durch eine Steigerung der Attraktivität der Schiene wie z. B. durch die Förderung der KV-Terminals in Brunsbüttel, den GVZ Kiel und Lübeck wird eine Verlagerung von CO₂-intensiven LKW-Verkehren auf umweltfreundlichere Verkehrsträger angestrebt. Mit dem gleichen Ziel erfolgt in Schleswig-Holstein die Förderung des Schiffsverkehrs und der Ausbau der Hafeninfrastruktur.

Ergebnis:

Nach alledem können mit folgenden Maßnahmen CO₂-Einsparungen erzielt werden. Da indes hierfür keine belastbare Prognose abgegeben werden kann, sind die möglichen Potenziale mit einer Zielerrechnungsschätzung verbunden - Tabelle 10:

⁶¹ Urteil BGH vom 09.07.2002, „Börnsen“ (KZR 30/00), dsgl. BVerwG vom 06.04.2004, „Ahrensburg“ (CN 1.04) und 25.01.2006, „Wahlstedt“ (8 C 13/05).

Tabelle 10: Energie-Einsparziele und -potenziale in Schleswig-Holstein bis 2020							
Spalte	1	2	3	4	5	6	7
	2003			2020			
Energie(träger)	Erzeugung	Verbrauch	CO ₂ -Emission	Veränderungs- potenzial in 2020	Verbrauch (V) Erzeugung (E)	max. CO ₂ - Veränderung	Zielerreichung zu Spalte 6: 2020 a)
Einheit			Mio t			Mio t	%
Heizwärme (Heizöl, Gas ohne Fernwär- me)	2,4 Mio t	2,4 Mio t	6,7	7 Liter/m ² ·a Heizöl	1,7 Mio t (V)	- 2,2	ca. 30%, Neubau generell Altbau: - 30%.
Strom	34,2 TWh	12,2 TWh-netto ^{b)}	4,3	Stromzuwachs: 0,6 % p.a. des Verbrauchs	< 16 TWh (V) 40,5 TWh (E)		
KE	26,1 TWh		0	§ 7 AtG	0	0	100 % CO ₂ -Mehremission um bis zu 245 % wg. Ersatz KE durch Steinkohle
Kohle	4,5 TWh		4,0	NAP II	19,8 TWh (E)	+ 10,8 ^{d)}	
EE	3,0 TWh	< 1 TWh	0	EEG	20,5 TWh (E)	0	100 %
Sonstige	0,6 TWh	0,6 TWh	0,3	-	0,9 TWh (E)	- 0,5	-
KWK-Strom	1,9 TWh	1,9 TWh ^{d)}		KWK-Anteil 57 %	3,2 TWh (E)	- 0,6	30 %
Biomasse				CO ₂ -neutral	4 - 6 % des Potenzials (E)		40 - 50 % mit KWK
Ersatzbrennstoffe für indust. Prozessdampf	-	-	-	erheblich			nicht quantifizierbar, aber hohe Priorität
Verkehr	2,3 Mrd l	2,3 Mrd l	6,0	- 25%	1,75 Mrd l (V)	- 1,5	Realistisch durch Aussagen des EU- Klimagipfels, 2/2007
Summe		15,7 Mio t SKE	ca. 21,0			+ 6,0	realistisch
EU-Ziel 2020: - 20%			ca. 16,8			max. 27,0	EU-Ziel wird um bis zu 49 % verfehlt

a) bspw. 100 % bedeutet: Ziel wird erreicht.

b) Endenergieverbrauch, Tabelle A 8 der Energiebilanz Schleswig-Holstein 2003

c) exklusive CO₂-Emissionen des GKK

d) Wärmekraftwerke der allgemeinen Versorgung, Tabelle A 1 der Energiebilanz Schleswig-Holstein 2003

Tabelle 10 wird wie folgt erläutert:

Kohleverstromung: Wenn die derzeit bekannten Kohlekraftwerksprojekte realisiert werden, könnten max. 19,2 TWh p.a. erzeugt werden. Dies ist mit einer Erhöhung der CO₂-Emission bis ca. 250 % verbunden.

Raumwärmebedarf: Die Senkung des Wärmebedarfs im Gebäudebestand ist ein erklärtes Ziel der Landesregierung. Die Praxis der Altbauanierung zeigt, dass der NEHS angesichts steigender Energiepreise bereits in der Mehrzahl des Gebäudebestands in Schleswig-Holstein sowohl ökologisch als auch ökonomisch nachhaltig umgesetzt worden ist und weiterhin im Rahmen des anstehenden Sanierungsbedarfs umgesetzt werden sollte. Für Neubaubauten wird generell der NEHS unterstellt, bei Altbauten von einer Sanierungsrate von 2 % p.a. ausgegangen. Damit werden im Jahr 2020 etwa 2,2 Mio t CO₂-Äquivalent p.a. eingespart, d.h. Reduzierung um 30 %.

Kraft-Wärme-Kopplung (KWK): Mit dem Ausbau der wärmegeführten KWK könnten auch bei der Stromversorgung die CO₂-Emissionen 2020 gegenüber 2003 relational gesenkt werden. KWK auf Kohlebasis ist in Schleswig-Holstein, insbesondere mit dem Leuchtturm Flensburg, aber auch in Kiel und anderen Ober- und Mittelzentren gemessen am Bundesdurchschnitt bereits gut eingeführt.

Die generelle Konkurrenz von Wärme aus Erdgas kann durch KWK allerdings nicht aufgelöst werden. Es kommt i. A. darauf an, welche Leitung - Erdgas oder Fern-/Nahwärme - heute zuerst verlegt worden ist. Zwei leitungsgebundene Energieversorgungssysteme können nicht - und sollen auch nicht - wirtschaftlich gegeneinander konkurrieren. Damit verbleiben für KWK zum einen verdichtete Neubaugebiete⁶², die aber deutlich zurückgehen, zum anderen der Objektbereich (Umrüstung abgängiger größerer Heizungsanlagen auf KWK).⁶³

Allerdings zeigt das Beispiel der Stadtwerke Flensburg mit der Option des „Anschlusszwanges“ für Fernwärme, ohne ihn jemals ernsthaft ausgesprochen zu haben, dass die Preisgestaltung auch auskömmlich sein kann.

Landesweit wird der heute erreichte Anteil von 15 % KWK-Strom bis 2020 allenfalls um 5 % auf 20 % erhöht werden können.

Wind: Von allen Prognosen wird sich allein die zur Windkapazität im Jahre 2020 durch WIND-Test und E.ON Netz GmbH für Land-Wind (Abschluss Repowering 1. Generation) und offshore (7 Windparks) mit einer Stromproduktion im Jahre 2020 von 20,5 TWh bestätigen, d. h. sich zu

⁶² Die Gemeinde Börnsen bspw. erschließt und versorgt mit dem Gas- und Wärmedienst Börnsen Neubaugebiete grundsätzlich nur mit Wärme aus BHKWen, nutzt auch andere objektbezogene Möglichkeiten zur KWK, während im Altbestand Erdgas dominiert.

⁶³ In den meisten Gebäuden mit nennenswertem Wärmeenergiebedarf (> 60 MWh p.a.) kommen konventionelle Heizungsanlagen zum Einsatz. Mit BHKWen an erneuerten Heizungsanlagen kann eine deutliche Effizienzsteigerung erfolgen. Wirtschaftlich ist dies insbesondere dann, wenn mit dem erzeugten Strom der sonst anderweitig zu beschaffende Strombezug substituiert wird, bspw. in Schulen, Krankenhäusern sowie Büro- und Verwaltungsgebäuden.

100 % realisieren.

Biomasse: Der Anteil der Bioenergie am Primärenergiebedarf in Schleswig-Holstein von derzeit etwas mehr als 1 % könnte u.U. auf 4 % bis 6 % bis zum Jahre 2020 gesteigert werden. Das Potenzial beträgt ca. 13 %. Dazu sind optimierte bundespolitische Rahmenbedingungen (z. B. EEG, Bundesförderung) erforderlich. Landespolitisch soll die Zielerreichung mit der Fortsetzung des Landesförderprogramms Initiative „**Biomasse und Energie**“ unterstützt und Aktivitäten mit Unternehmen, Beratungseinrichtungen, Hochschulen verstärkt und zielgerichtet gebündelt werden. Auch die Möglichkeiten einer grenzüberschreitenden Zusammenarbeit, insbesondere zwischen Schleswig-Holstein und Süddänemark, sollen zum Ausbau der Biomasse Nutzung ergriffen werden.

Verkehr: Trotz moderner Verbrennungsmotoren haben die stark gestiegene Zahl der Kraftfahrzeuge in Deutschland und die hohen Verkehrsleistungen in den letzten 20 Jahren zu einem stetigen Anstieg der CO₂-Emissionen im Straßenverkehr geführt. Die vorliegenden Prognosen für die Entwicklung der CO₂-Emissionen im Straßenverkehr gehen weit auseinander: Während der Mineralölwirtschaftsverband in der Ölprognose 2020 eine Senkung der CO₂-Emissionen um 18% gegenüber 1990 prognostiziert, geht die EU-Kommission von einem weiteren Anstieg aus. Um diesem entgegenzuwirken, hat die EU-Kommission im Februar 2007 das gemeinschaftliche Ziel der Reduzierung des durchschnittlichen CO₂-Ausstoßes von PKW auf 120 g CO₂/Km beschlossen. Dies entspricht einer Reduktion um 25 % der heutigen durchschnittlichen CO₂-Emissionen von neu zugelassenen PKW.

Für Deutschland haben führende Autohersteller angekündigt, in den nächsten Jahren Fahrtriebe entweder auf Basis von Brennstoffzellen oder Batterien (Stadttauto) zu entwickeln. Damit wird der Einsatz von „blauem“ Wasserstoff in den Verkehrssektor erweitert.

Bei Batterien wird es darauf ankommen, Festkörperbatterien (Ionenleiter) mit hohen Standzeiten zu entwickeln. Dabei werden auch das ISIT/Itzehoe sowie die Fa. o.t.m./Lübeck einbezogen sein. Die Verbindung von Batterien mit dem Strombedarf ergibt ein weiteres Mal ein „virtuelles Kraftwerk“, weil damit ebenfalls Strom gespeichert und ggf. das teurere Abregeln von Kraftwerken unterbleiben kann.

Ergebnis:

Mithin ist bis zum Jahr 2020 mit einer CO₂-Emissionsverminderung - bezogen auf die gesamte Stromerzeugung in Schleswig-Holstein - nicht zu rechnen. Im Gegenteil, die Emissionen dürften insgesamt um bis zu 6 Mio t CO₂ steigen. Dies liegt v.a. an der unvermeidlichen Substitution von KE durch Kohle.

Würde indes die KE bis 2020 erhalten bleiben, könnte eine Emission von bis zu 10,8 Mio t CO₂ gänzlich vermieden werden, was insgesamt eine Reduzierung der

CO₂-Emissionen auf 16,2 Mio t CO₂ oder 23 % im Jahre 2020 erbrächte. Damit würde die Doppelbedingung
- mindestens 20 % EE am Stromsektor und 20 % CO₂ über die gesamte Primärenergiekette gegenüber 1990 einzusparen - in beiden Fällen erfüllt.

Würde bspw. das Kernkraftwerk Brunsbüttel statt in 2009 erst nach 40 Betriebsjahren im Jahre 2016 vom Netz genommen, käme erst danach ein weiterer 800 MW-Kohleblock in Brunsbüttel hinzu und nicht bereits in 2012. Dann dürfte sich - von heute aus gesehen rechnerisch - die CO₂-Bilanz wiederum um 3,6 Mio t CO₂ p.a. auf 19,7 Mio t CO₂ erhöhen, es sei denn der Ersatzbedarf wird anderweitig gedeckt oder anderswie gestreckt, bis sich die clean-coal-Option realisiert.



Windenergiezeugung

© Courtesy of Vestas Wind Systems A/S

6. Die Energieoption Schleswig-Holsteins im Jahre 2020

Grundlage für die Energiepolitik des Landes bleibt wie gesagt der „**energiepolitische Dreisprung**“

Energieeinsparung,

Energieeffizienz und

Restbedarfsdiversifizierung, mit Schwerpunkt Ausbau der EE, ansonsten ausgewogener und vollständiger Energiemix.

Zur **Energieeinsparung** wird vornehmlich bis zum Jahr 2020 die Wärmesanierung des Wohnungs-Altbaubestandes fortzuführen sein. Eine verpflichtende ordnungsrechtliche Regelung würde in Zeiten sinkender Reallohneinkünfte zusätzlich Kaufkraft dem Konsumsektor - ausgenommen dem Ausbaugewerbe - entziehen. Mithin bedeutete die Forderung danach, stets vom Geld anderer Leute zu sprechen. Deshalb wird realistischerweise angenommen, dass allein in den Sanierungszyklen von 25 bis 30 Jahren mit den zeitgleich unvermeidbaren Öl- und Gaspreissteigerungen⁶⁴ die Investition in Wärme(außen)dämmung von Wohnbauten aus sich heraus wirtschaftlich wird. Mithin wird die Annahme, bis zum Jahr 2020 den Wärmestandard von 70 kWh/m².a ubiquitär zu erreichen, als realistisch angesehen, als dann alle Altbauten mit letzter Sanierung bis vor 1990 bis 1995 einen solchen Standard haben können sollten.

Der Wärmestandard von 100 kWh/m².a gemäß EnergiesparVO ist seit dem 01.02.2002 verbindlich, womit eine 30 %ige Reduzierung normiert wurde.

Im Vorgriff dazu hat Schleswig-Holstein seit 1989 den NEHS mit 70 kWh/m².a in Einzelmaßnahmen gefördert und Mitte der 1990er Jahre in die Wohnungsbauförderungsstruktur übernommen. Zwischenzeitlich hat sich der NEHS als Baustandard eingebürgert, obendrein dadurch unterstützt, dass Bauherrn schon aus Eigeninteresse selbst bereits niedrigere Standards realisieren. Einzelprojekte mit Passivhausstandard mit 15 kWh/m².a sind ab 1999 gefördert worden.⁶⁵

Die **Energieeffizienz** wird neuerdings etwas überhöht, zumal sie in einem Industriestaat stets selbstregulierend ist. So ist die Energieeffizienz in der Industrie in den letzten 30 Jahren auf 30 % zurückgegangen und hat damit bereits den Grenzkostenbereich erreicht. In der Frage des Stromsparens wird oftmals die Einsicht verweigert, dass der gegenläufige Trend - Effizienzsteigerungen bei einzelnen Geräten (bspw. Wasch- und Spülmaschinen) werden vom gesellschaftlichen Trend überholt - Einsparpotenziale wieder auffrisst. Insbesondere der Trend zu sog. Singelhaushalten und eine Renaissance des

urbanen Wohnens, auch bedingt durch die Alterspyramide, ist mit dem vermehrten Aufkommen an zusätzlichen Stromgeräten und Nutzungen verbunden, die ihrerseits einen erheblichen, wenn auch schon optimierten Strombedarf (Wäschetrockner) generieren. Hinzu kommt die ubiquitäre Einführung der IuK-Technologien, was zu einem Leistungsbedarf von etwa 300 Watt pro Arbeitsplatz führt, der sich außerdem auch als Wärmeabstrahlung äußert. In großen Büros erhöhen sich dadurch der Kühlbedarf für die Serverräume und der Klimatisierungsbedarf für die Büros. Dies führt andererseits wiederum dazu, Bürogebäude allein aus dieser „Wärmequelle“ beheizen zu können.⁶⁶

MWW wird für seinen Zuständigkeitsbereich veranlassen, dass alle Stromverbraucher, insbesondere Drucker, nur bei Bedarf eingeschaltet, ansonsten im Standby-Status gehalten werden.⁶⁷

Für die Landesregierung insgesamt wird auch die GMSH zusätzlich Energieeinsparungen (Licht & Wärme) in den öffentlichen Liegenschaften realisieren können.

6.1 Windenergie

Schleswig-Holstein hat sich bereits sehr früh für die Option Wind entschieden:

Das Energiekonzept der Landesregierung von 1992/93 zielte auf einen Anteil von 25% am Stromverbrauch im Jahre 2010 ab, entsprechend einer dann installierten Leistung von 1.200 MW. Dabei wurde von einem Drittel des wirtschaftlichen und einem Siebentel des technischen erschließbaren Potenzials ausgegangen.

Im nachfolgenden Landesraumordnungsplan wurde dies bereits auf 1.400 MW angehoben.

Nach dem Bericht „Zukunft der Windenergie Schleswig-Holstein“ (2002) wurde eine installierte Leistung on- und offshore von 3.500 MW bis zum Jahre 2010 prognostiziert.

Zu Ende des Jahres 2006 sind bereits 2.300 MW erreicht. Damit ist die Windenergie bislang die einzige Energieart, dessen Prognosen stets von der Investitionsrealität überholt worden ist.

64 BMU, vgl. Leitstudie 2007, Bild 2, die von einer Steigerung auf 70 – 100 \$/bbl ausgeht.

65 Hierzu gibt es keine flächendeckend statistischen Erhebungen.

66 vgl. Preisverleihung Energiesparmesse Wels 01.03.2007.

67 MWW-interne Stromverbrauchsschätzung (green-label; Betrieb/Standby): PC: 40-95/50 W, Flachbildschirm: 50/3; Drucker: 350/6; Server: 1.300 W; Klimatisierung: 150 W. Nutzungsintensität pro Tag, 4/5/15 h: Ein/Standby/aus; www.eu-energystar.org.

6.1.1 Schleswig-Holstein: Wind 2020

Nach alledem könnten in Schleswig-Holstein im Jahre 2020 allein über die Windenergie 20,5 TWh Strom aus einer Anlagenkapazität von mehr als 7.000 MW erzeugt werden:

8,5 TWh Landwind (max. 4.000 MW); das Repowering der 1. Generation ist abgeschlossen, so dass alle Anlagen, die etwa bis zum Jahr 2005 errichtet wurden, einmal ersetzt worden sind. Vermutlich dürfte dann das Leistungsmittel pro Anlage 2 MW betragen; deren gestiegene Nabenhöhen von 80 m und mehr können die Netzvolllaststunden (NVLh) auf mehr als 2.200 p.a. steigern.

12 TWh aus offshore-Windparks (3.150 MW); deren Anlagen werden mit 5 MW unterstellt und vermutlich 3.800 NVLh erzielen können.⁶⁸

Demgegenüber wird Schleswig-Holstein im Jahre 2020 keinesfalls mehr als 16 TWh an Strom verbrauchen.

Damit würde deutlich mehr Windstrom erzeugt, als im Lande verbraucht werden kann. Durch die Asynchronität von Windaufkommen und Stromverbrauch kann bloß ein Anteil von 11 % der Land- und 30 bis 40 % der offshore-Windernte in Schleswig-Holstein selbst verbraucht werden.⁶⁹ Der Rest wird ins deutsche und/oder europäische UCTE-Netz eingespeist.

Dies bedeutet die **klimapolitische Umkehrung**, dass aus Schleswig-Holstein exportierter CO₂-freier Windstrom anderswo fossile Kilowattstunden ersetzt. Damit schließt sich der Kreis zurück in die 1950er bis 1970er Jahre, in denen Kohlestrom aus Nordrhein-Westfalen und dem Saarland die Industrialisierung Westdeutschlands ermöglichte. Heute fließt dies als CO₂-freier Windstrom zurück.

6.1.2 Windenergie und Netzeinspeisung

Die Asynchronität von Windangebot und Stromnachfrage wird oftmals verkannt, indem schlimmstenfalls Stromleistung und –arbeit verwechselt werden. Zugleich wird auch der Eindruck erweckt, man könnte damit mit solchen neuen Netzkonzepten sogar Strom speichern. Hierzu gilt, dass kein Netz jemals Speichermerkmale entfalten können wird, denn die Kirchhoff'schen Gleichungen sind statisch und müssen instantan an jedem Netzknotenpunkt erfüllt sein.

In der Frage der Versorgungssicherheit wird dies dann virulent, wenn die Leistungsverfügbarkeit von Windstrom, zu einer bestimmten Tagesstunde 24 Stunden im Voraus (day-ahead) auch verbindlich verfügbar zu sein. Diese Leistungssicherheit beträgt heute lediglich 10 %. Mithin

⁶⁸ Netzvolllaststunden (NVLh) ist die Stundenzahl: Stromarbeit/Kapazität eines Jahres. Nennlaststunden (NLh) sind die Stunden allein bei Nennlast; zu letzterer kommen die Unternennlaststunden hinzu, aus Windgeschwindigkeitsbeiträgen < 12 m/sec.

⁶⁹ SEYDLER: **Ermittlung des Anteils der verbrauchten Windenergie zur gesamten ins Netz eingespeisten Windenergie in Schleswig-Holstein**, Diplomarbeit FH Kiel, 3/2007.

verkennen Argumente wie bspw., mit Windenergie oder Erneuerbaren Energien generell könnten 50 % bis 100 % des Kraftwerksparks ersetzt werden, außerdem, wie viel physikalische Nennlaststunden (NLh) damit erzeugt werden können. Im heutigen bundesweiten Windpark mit der mittleren Referenz von knapp 100 sind dies allenfalls 200 Stunden übers Jahr. Weitere rechnerische Volllaststunden für den Unternennlastbereich summieren sich auf 1.300 Stunden.⁷⁰

Außerdem wird ein Kraftwerkspark, der einen hohen EE-Anteil aufweist, auch von seiner Engpassdimensionierung stets größer sein müssen. Heute beträgt in Deutschland die Engpassleistung 131.500 MW bei der Bruttostromerzeugung von 620 TWh. Selbst für die in der BMU-Leitstudie 2007 unterstellte geringere Bruttostromerzeugung von 570 TWh für das Jahr 2020 wird eine deutlich größere Engpassleistung von 155.100 MW, also zusätzlich 18 %, erforderlich.⁷¹ Die EU-Kommission schätzt dies nach Angaben der Bundesregierung (2004) sogar auf 161.000 MW ab.⁷²

Somit werden durch den Einspeisungsvorrang der EE alle anderen Kraftwerke zu weniger Laststunden gezwungen. Damit verschlechtert sich auch die Effizienz der Stromproduktion des Jahres 2005 von 4,72 MWh/KW auf 3,68 MWh/KW⁷³ im Jahre 2020, also um 22 %. Die heutigen Kohlekraftwerke weisen einen mittleren Wirkungsgrad von 38 % auf, die heute modernsten indes bereits knapp 46 %, bis zum Jahre 2020 wird sich dies vmtl. auf knapp 50 % erhöhen lassen. Diese technologiebedingte Einsparwirkung von heute 8 % CO₂ während ihrer Marktdurchdringung bis zum Jahre 2020 wird durch die Vergrößerung der Engpassleistung ersichtlich unterdrückt. Hinzu kommt zum einen, dass die CO₂-Vermeidung hinsichtlich ihrer Ursache (EE statt KE) lediglich ausgetauscht wird, zum anderen dass sich die spezifischen Stromgestehungskosten erhöhen.

Windstrom entfaltet daher seine Bedeutung integral allein als eingespeiste Strommenge (KWh), nicht als verfügbare Leistung (KW). Dieses Defizit besteht bspw. bei der Bioenergie, deren Einsatz maschinen- und nachfragebezogen gesteuert werden kann, nicht.

⁷⁰ Im Jahre 2006 betrug die Windstromeinspeisung etwa 30 TWh bei 20.621 MW Leistung; [www.wind-energie.de/...](http://www.wind-energie.de/); rechnerisch ergibt dies ein Strom/Leistungsgewicht von 1,46 GWh/MW, mithin 1.460 NVLh. Dies entspricht einer EEG-Referenz von knapp 100, was im Nennleistungsbereich mit Windgeschwindigkeiten >12 m/sec lediglich physikalisch 200 NLh ergibt. Mithin liegt der Schwerpunkt der Windstromeinspeisung mit 1.260 NVLh unterhalb der Nennleistungsschulter <12 m/sec. Der Median für Unternenn- und Nennlast wird bei der Windgeschwindigkeiten von ca. 8,5 m/sec erreicht, mit 1760 Nennleistungsstunden (> 12m/sec).

⁷¹ vgl. BMU-Leitstudie 2007, Tabelle 5, S. 83.

⁷² EC-Directorate-General für Energy and Transport: **European Energy and Transport: Trends to 2030 – update 2005**; Brüssel, 22.05.2006, S. 103.

⁷³ Quotienten aus 620 TWh/131,5 GW und 570 TWh/155,1 GW.

6.1.2.1 „Smart“ oder „intelligent grids“

Die Asynchronität von Windaufkommen und Nachfrage kann in Zukunft durch neue Netzstrukturen - „smart“ oder „intelligent grids“ - teilweise entkoppelt werden, als damit in bestimmten Netzgrößen und unterschiedlichen Netzebenen die Nachfrage so umgesteuert werden soll, dass regionale Stromspitzen reduziert und die Netzbelastung verstetigt werden. Dies ist indes die Rundsteuerung der 1970/80er Jahre, die bislang im Allgemeintariffbereich wenig erfolgreich war. Heute ist sie bei Industriestromanlagen nach wie vor so vereinbart, dass der Netzbetreiber vereinbarungsgemäß mit einem Industrieunternehmen bis zu mehreren Stunden gezielte Abschaltungen vornehmen kann.

Von da bis zur Möglichkeit eines Einzelhaushaltes, etwa mitten in der Nacht seine auf Preis programmierten Stromgeräte mit dem in Europa billigsten Strom zu betreiben, ist allerdings noch ein weiter Weg. Dies setzt v.a. die generelle Produktfähigkeit hierfür voraus.

6.1.2.2 „Virtuelles Kraftwerk“

Anders ist der Fall gelagert, wenn Stromspeicherungen erschlossen werden sollen: Synonym „Virtuelles Kraftwerk“. Dies umfasst bspw. Möglichkeiten der Wind-Wasserstoff-Kette, bereits im offshore mit Wind über die Elektrolyse das Speichermedium Wasserstoff zu erzeugen und dies in Haus-Brennstoffzellen in Wärme und Strom zu verwandeln.

Weitere Optionen reichen bishin zu Elektroautos, deren Batterien (Festkörper-Ionenleiter) über Nacht wieder aufzuladen. Mit letzteren würde der Strom- den Mineralölverbrauch direkt substituieren. Hinzu kommt, dass mit der Wind-Wasserstoff-Kette auch die Anzahl von Stromableitungen aus dem offshore, die allesamt durch das Wattenmeer durchführen, reduziert werden kann.

6.1.2.3 „Super grid“

Der Begriff „super grid“ wird heute mit der Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) gleichgesetzt. Eine Gleichstromübertragung böte zunächst den Vorteil, die Verluste der Wechselstromübertragung deutlich zu verringern. Zwar bedarf es beim HGÜ zusätzlicher teurer Systemkomponenten (Konverter, Umrichter etc.), gleichwohl wird die Kostengleichheit mit Wechselstromübertragung bereits ab 100 Km Leitungslänge erreicht.

Der Übertragungsnetzbetreiber für Nordsee-offshore-Parks, die E.ON Netz GmbH, prüft bereits im Rahmen ihrer Anschlusspflichten nach dem Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz (IPlanBG) für die Anbindung der sieben offshore-Parks im schleswig-holsteinischen Teil der Nordsee die HGÜ-Version (3 bis 4 Sammelstränge) mit Netzeinspeisung in Brunsbüttel.

Diese HGÜ könnten in Deutschland CO₂-freien Strom

sogar weiter bis in die großen Verbrauchszentren geführt werden (Rhein-Ruhr, Rhein-Main-Neckar). Vermutlich könnte damit der Netzneubau über 380 KV-Freileitungen bis in die Mitte Deutschlands reduziert werden. Außerdem könnte an einzelnen Anlandungsstellen durch die Schaltung dreier Konverter (Wind, Wasser und Last) ein Grundlastkraftwerk auf erneuerbarer Basis von mehr als 6.500 Volllaststunden virtuell agieren, mithin stets 100 % EE-Strom weiterzuleiten.⁷⁴

Bestechend wäre außerdem die europäische Option, die Ausnutzung des Windgefälles West-Ost und Nord-Süd im Stromtransport zu nutzen. So könnte bspw. im Falle einer Westwindfront atlantikseitig der Britischen Inseln oder in Großbritannien (GB) der dort erzeugte Windstrom bereits in Deutschland verbraucht werden, lange bevor im Laufe eines Tages die Windfront die Niederlande oder Deutschland erreicht. Treibt dann die Windfront Windanlagen auf dem Kontinent, könnte Strom zurückgeliefert werden.

Allerdings müssten dabei zwei Bedingungen erfüllt sein: Zum einen müsste im regionalen oder UCTE-Festlandsnetz generell ein Einspeisungsvorrang für EE bestehen, zum anderen müssen die Netzlasten stets synchron sein. Geht man bspw. von einer Starkwindfront mit knapp 25 m/sec (90 Km/h) aus und triebe diese Windanlagen auf den Hebriden, in Schottland oder in der Nordsee, käme diese Front nach bis zu 12 Stunden an der Nordseeküste von Holland bis Dänemark an. Erfolgt der Windstromtransfer instantan zu den kontinentalen Lastspitzen zu Mittag oder in der Zeit von 17:00 bis 19:30 Uhr, fiel die Rücklieferung in die lastschwachen auf die Abend- und Nachtzeiten. Gegebenfalls wird dadurch die Auslastung der kontinentalen Windanlagen eingeschränkt. So besehen sind wie auch immer weitere Speichermöglichkeiten erforderlich (bspw. Druckluftspeicherung).

Hinzu kommt, dass die Funktionalität und hardware-Voraussetzungen für ein super-grid erst konzeptionell erarbeitet werden. Bislang sind nur zwei Unterlagen bekannt, welche die ingenieurwissenschaftlichen Anforderungen für HGÜ beschreiben.⁷⁵ Allerdings bietet ABB als Alleinanbieter die neuere HGÜ-Version (300 KV/1100 MW, zweipolig, DN < 10 cm) heute erst an, die im Jahre 2011 verfügbar wäre.

6.1.3 Offshore-Vergütung

Die Nachfrage auf dem Weltmarkt hat bedingt durch gewissermaßen explosionsartige Preisschübe für Stahl

⁷⁴ vgl. VATTENFALL-Transmission; in der Ostsee sollen damit die offshore-Parks (bspw. Kriegers Flak) mit der Wasserkraft in Schweden und den Lastabnahmen im Versorgungsgebiet synchronisiert werden.

⁷⁵ ABB - Power Technologies AB: **It's time to connect – Technical Description of HVDC Light® Technology**, Ludvika/Schweden, 4/2005. Bislang gibt es weltweit vom bisherigen Alleinanbieter ABB acht HGÜ, darunter sieben Land-HGÜ, mit der leistungsstärksten: 350 MW, Estland-Finnland und der längsten: 180 Km, Murray Link/Australien und eine offshore-Anbindung der Bohrisel Troll A/Norwegen (68 Km vis à vis Bergen, 2x40 MW, bis 300 m Wassertiefe).

Eine aktuelle vollständige Netzrechnung liegt für das Leitungsprojekt Beverwijk-Bleiswijk (Großraum Rotterdam-Amsterdam, 60 Km, 700 MW) vor: COLE, Van HERTEM, PARDON & BELMANS: **Randstad HVDC**, Research Group Electa, Department of Electrical Engineering, KU Leuven, Heverlee, 29.08.2006.

und Kupfer sowie für die Gründung und durch die nach wie vor zu geringe Anzahl von weltweit qualifizierten Anbietern von Systemlösungen die Option offshore kostenmäßig erheblich verteuert. Für Offshore-Windanlagen mit Wassertiefen größer 20 m wird damit die bislang bestehende EEG-Grundvergütung von 9,1 cts/KWh investitionsbedingt prohibitiv.

Mit dem IPlanBG hat der Bundestag unter Zustimmung Schleswig-Holsteins im Bundesrat die Übertragungsnetzbetreiber bis zu Ende 2011 obligatorisch verpflichtet, den Anschluss von technisch betriebsbereiten offshore-Windparks ans bundesdeutsche Stromnetz sicherzustellen.⁷⁶ Die Netzbetreiber können bis Ende 2011 die Kosten auf den gesamten deutschen Strompool überwälzen. Damit entfallen zunächst erhebliche Investitionen für die einzelnen Parkinvestoren.

Insgesamt sind in der Nordsee etwa 25.000 MW offshore-Kapazität bei der E.ON Netz GmbH angefragt, davon 12.000 MW bis Ende 2011 mit vertiefenden Unterlagen konkretisiert worden. Angesichts der weitweiten, stürmisch steigenden Nachfrage wird eine Lieferung von hard-ware-Komponenten wie Windanlagen, Gründungselemente, Umrichter und Transformatoren sowie Kabelsysteme nicht für alle diese Projektanfragen realisiert werden können. So reicht die offshore-Nachfrage aus Deutschland bereits zu Kabelherstellern in Japan.

Vorliegende GuV-Rechnungen zeigen, dass bei einer Investitionssumme von 550 Mio € (Windpark: 792 GWh p.a.) und der Vergütung von 9,1 cts/KWh Ausschüttungen an Kommanditisten bilanzmäßig ausgeschlossen sind. Mithin wird sich wohl kein Investor hierfür finden lassen.

Das Bundesumweltministerium geht bis Ende 2011 von 1.500 MW offshore-Kapazität in Nord- und Ostsee aus, Schleswig-Holstein allein von 1.200 MW.

Damit Deutschland und insbesondere Schleswig-Holstein europaweit bei der offshore-Nutzung⁷⁷ nicht noch weiter ins Hintertreffen geraten, erscheint es angemessen, innerhalb der Stichtagsregelung des IPlanBG auch die **offshore-Vergütung auf 12 cts/KWh** anzuheben, zugleich auch das Einsetzen der Degression auf 2012 zu verschieben.⁷⁸

Allerdings müsste es mit dieser zeitlich befristeten Anstoßförderung bis Ende 2011 auch sein Bewenden haben. Die in den GuV-Rechnungen vorhandenen weichen Faktoren weisen aus, wer alles außer dem eigentlichen Investor noch von den offshore-Projekten profitieren möchte. Solche Begehrlichkeiten wären jeweils projektintern auszutarieren.

⁷⁶ Beschleunigung von Planungsverfahren für Infrastrukturvorhaben - IPlanBG - vom 09.12.2006, BGBl 2006 I S. 2833. Demnach legt § 17 Abs. 2a EnWG fest, dass „die Netzanbindungen zu dem Zeitpunkt der Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft der Offshore-Anlagen errichtet sein (müssen), § 118 Abs. 7 EnWG: „§ 17 Abs. 2a gilt nur Offshore-Anlagen, mit deren Errichtung bis zum 31.12.2011 begonnen worden ist.“ Der Begriff „Baubeginn“ ist eng auszulegen, so dass eine zügige Fertigstellung des Windparks unterstellt und lediglich symbolische Maßnahmen ausgeschlossen werden können.

⁷⁷ Es existieren bereits eine Reihe von Parks in DK, UK und IRL.

⁷⁸ Gemäß § 10 Abs.5 EEG zz. ab 2008.

6.1.4 EEG-Novelle: Referenz 100

Diese Anstoßwirkung der offshore-Vergütung könnte durch eine Anhebung der Referenz, ab der Landwind heute vergütet wird, finanziell ggf. neutralisiert werden. Gemäß EEG wird zz. Landwind ab einer Referenz von 60 über 20 Jahre vergütet, wobei der break-even für diese 20 Jahre ohnehin bei der Referenz 82,5 liegt.⁷⁹

Die gemittelte Referenz über alle Windanlagen in Schleswig-Holstein liegt bei etwa 136, Spitzenstandorte in Nordfriesland und Fehmarn weisen Referenzen von jenseits 160 auf. Alle norddeutschen Länder, inklusive Nordrhein-Westfalen und Rheinland-Pfalz, zeigen mittlere Referenzen von etwa 110, Deutschland insgesamt eine Referenz von 97 (2005).

Mit Einsetzen der EEG-Vergütung ab einer Referenz 100 würde auch die kaufmännische Realität abgebildet, dass Anlagen unabhängig von einer Standortreferenz 65 oder 165 zwar denselben Anlagenpreis aufweisen, sich indes in der Windernte mit 960 MWh/MW und 2.470 MWh/MW um den Faktor 2,6 unterscheiden.⁸⁰

So besehen würde eine Anhebung der Vergütung ab der Referenz 100 - gemessen oder berechnet an der jeweiligen Nabenhöhe - neue Windprojekte infolge höherer Leistung und größerer Nabenhöhen nicht betreffen. Alte Standorte haben Bestandsschutz und würden in der Regel auch bei Repowering noch in die Vergütung ab Referenz 100 kommen können, weil größere Anlagen nachfolgen. Mithin würde verhindert, dass an wind-schwachen Standorten eine EEG-Vergütung im kritischen Grenzkostenbereich für den Investor und im kritischen Belastungsbereich für den Netzbetreiber erfolgt.

6.1.5 Einbeziehung in den Emissionshandel

Bisher ist der Emissionshandel dadurch in die Kritik geraten, den fossilen Kapazitäten kostenlos CO₂-Zertifikate zu überlassen. Zumal dennoch diese kostenlosen Zertifikate in die Strompreise eingepreist wurden.

Deshalb liegt die Option auf der Hand, in die EEG-Vergütung den Erlös aus dem CO₂-Zertifikatehandel bei gleich bleibender Vergütungshöhe für solche EE einzurechnen, die tatsächlich CO₂-freien Strom erzeugen. Bei Deckelung der NAP-II-Mengen würde bei einem Zertifikatspreis von bspw. 30 €/tCO₂ der Strompreispool um 2,25 cts/KWh⁸¹ entlastet. Dies könnte ggf. stundenscharf diskriminiert werden, bspw. an der EEX/Leipzig, die auch die Zahlungsströme abwickeln können sollte.

⁷⁹ Gemäß der Referenzformel wird die 20 Jahre erhöhte Vergütung bereits ab der break-even-Referenz von 82,5 erreicht.

⁸⁰ Dieser eigentliche Unterschied wird erst aus den Nennlaststunden deutlich. Während eine 65er-Anlage lediglich über 53 Stunden p.a. die Nennleistung erreicht, bringt es eine 165er-Anlage schon auf 744 NLh. Die rechnerischen Netz-Jahresvolllaststunden (erzeugte GWh pro 1 MW) betragen entsprechend 960 und 2470 Stunden. Die Entwicklung von Windanlagen für windschwache Standorte, scheitert letztlich an der v³-Abhängigkeit der Leistungskurve für Windgeschwindigkeiten < 12 m/sec.

⁸¹ Beim gemittelten NAP-II-Emissionsfaktor von 750 g CO₂/KWh ergibt dies 1333 KWh/tCO₂; entsprechend: 30€/1333KWh = 2,25 cts/KWh. Würde auf die fossilen Energieträger spezifisch abgestellt, ergäbe sich bei Braunkohle 2,85 cts/KWh.

Eine solche Änderung im Handelsregime auf die Konstellation: CO₂-freier Verkäufer vs CO₂-emittierender Käufer ist auch deshalb zwingend erforderlich, damit klimapolitische Fehlentwicklungen eines Unterzeichnerstaates des Kyoto-Protokolls staatsintern bleiben und nicht zu Lasten anderer Staaten gehen. Damit nicht „die mit einem Kernenergieausstieg in Deutschland möglicherweise verbundenen zusätzlichen CO₂-Emissionen - sofern das internationale Klimaregime auch noch 2012 in ähnlicher Form weiter besteht - durch zusätzliche Emissionsminderungen in Entwicklungsländern kompensiert werden“⁸² müssen. Andernfalls wäre dies sicherlich ein ungewolltes Ergebnis der Klimapolitik, als bei letztlich global intendiertem Handel und steigenden Zertifikatspreisen diese Preisentwicklung auf die Entwicklungsländer durchschlüge. Mithin würden wiederum die ärmsten Länder der Erde, die deshalb auch die geringsten CO₂-Emissionen aufweisen und obendrein heute noch an Schulden aus den beiden Ölpreiskrisen 1973/79 tragen, von einer weiteren Kostenspirale aus dem Energiesektor der OECD bedroht.

6.2. Wasserstoff

Die Bundesregierung rechnet bis zum Jahr 2020 mit einer Steigerung der Wind-Bruttoleistung im Jahre 2005 von 18.400 MW auf 37.300 MW im Jahre 2020, darunter etwa 10.000 MW im offshore.

Aus dieser offshore-Option wird sich allerdings die Ableitung des offshore-Windstroms nicht gänzlich allein über Kabel realisieren lassen:

Zum einen ist - wie auch immer intendiert - mit vermehrten Einsprüchen oder Verbandsklagen zu rechnen, so dass es ggf. zu Verfahrensverzögerungen kommt, die wiederum zusätzliche CO₂-Emissionen bedingen. Immerhin erfolgt die Durchleitung durch das Wattenmeer, so dass schon rein formal - den unterschiedlichen Bewertungen weit vorgelagert - abzuwägen sein wird, ob und wenn ja, wie welche Schutzgüter belangt sein könnten.

Zum anderen wird der offshore-Wind zwar deutlich höhere Nennlaststunden (3.000 h entsprechend Mittelkraftwerk) erbringen, gleichwohl wird dadurch die Unstetigkeit des Windangebots nicht gänzlich aufgehoben.

Somit bedarf es zusätzlicher Speichermöglichkeiten. Eine der Optionen ist die chemische Speicherung über Wasserstoff, eine andere über die mechanische Speicherung in Druckluftspeicher-Kraftwerke. Hierfür gibt es bereits positive Äußerungen seitens E.ON und RWE.

Dieser „blaue“ Wasserstoff - im Gegensatz zum „schwarzen“ Wasserstoff, der heute industriell auf fossiler Basis erzeugt wird - soll über Elektrolyse im offshore erzeugt und über pipe-lines, ggf. auch per Schiff an Land gebracht werden. Wie die Wasserstoff-pipeline

von der Shell-Raffinerie Hemmingstedt nach Brunsbüttel zeigt, ist dies heute bereits Stand der Technik.

Damit wird der Windstrom von seiner bisher alleinigen Stromfixierung entkoppelt und gleichsam **qualitativ** aufgewertet, und zwar in vier Korridoren

„**heiß**“ (Verbrennung) und „**kalt**“ (Brennstoffzelle) sowie Energie und Verkehrssektor.

Allerdings verschlechtert sich mit der Elektrolyse des „blauen“ Wasserstoffs die **quantitative** Bilanz, was in der Nutzungskette mit Umwandlungsverlusten bis zu etwa 50 % zu Buche schlagen wird.⁸³ Dies wird v.a. auch dadurch ausgeglichen, dass Wasserstoff unter den konventionellen Energieträgern die höchste Energiedichte auf: 33,3 kWh/kg, das 2,4-fache von Methan (i.W.: Erdgas). Dieser quantitative Verlust wird außerdem noch überkompensiert, da Wasserstoff vornehmlich Öl und Gas substituieren wird. Zumal in der weltweiten Förderung von konventionellem Erdöl der mid-depletion-point bis zum Jahr 2025 längst überschritten sein wird, so dass im Vorfeld dessen der Ölpreis jenseits von 100 \$/bbl liegen wird.

So besehen werden dadurch die Wirkungsgradverluste der Wasserstoff-Elektrolyse wiederum vom Preisniveau her kompensiert. Mit anderen Worten: Wenn der Rohölpreis auf über 100 \$/bbl steigt, kann und muss sich ein Industriestaat diese Wirkungsgradverluste preislich auch leisten, weil die Alternative nur in noch teurerem Öl und Gas bestünde.

Die Störfallkommission beim BMU/BMWA hat im Jahre 2002 festgestellt, dass die Handhabung von Wasserstoff insgesamt keine höheren Risiken als die Nutzungskette von Erdgas aufweist.⁸⁴

Untrennbar verbunden ist die Zukunft des Wasserstoffs mit der von Brennstoffzellen. Dabei kann es hingenommen werden, bis zur wirtschaftlichen Einführung von Brennstoffzellen auch „schwarzen“ Wasserstoff einzusetzen. Die Brennstoffzellen werden neben dem Energie- und Verkehrssektor v. a. auch im Segment Batterien/Akkumulatoren erhebliche Marktanteile akquirieren können (bspw. Sekundärsysteme in der Autoindustrie, Energieversorgung bei Laptops).

6.3 Biomasse

Biomasse kann im Lande im Jahre 2020 etwa 4 bis 6 % des Potenzials von 13 % erschließen. Allerdings besteht in Schleswig-Holstein eine Nutzungskonkurrenz zwi-

⁸³ Störfallkommission (SFK): **Bericht Anwendung der Wasserstofftechnologie - Eine Bestandsaufnahme**, SFK-GS-37 vom 22.05.2002, demzufolge der Bereitstellungsgrad bei einer Hochdruckelektrolyse (485 m³/h, 2.825 h) 75 % beträgt; Tabelle 5, S. 19; dsgl. SFK: **Bericht Bewertung der Reglungsbedürftigkeit im Bereich der Wasserstofftechnologie**, SFK-GS-15, vom 17/18.06.1998.

⁸⁴ SFK-GS-37, wie vor, „dass ein mit herkömmlichen Energieträgern mindestens vergleichbarer Sicherheitsstandard geschaffen werden kann“, S. 40.

⁸² BODE: **Kernenergieausstieg und Strompreis**, Wirtschaftsdienst-Zeitschrift für Wirtschaftspolitik 4/2007, ZBW-Leibniz-Informationszentrum Wirtschaft Kiel, S. 258/261.

schen der energetischen Nutzung zum Nahrungs- und Futtermittelsektor.

6.4 Kraft-Wärme-Kopplung

KWK soll in den Städten weiter ausgebaut werden. In kleineren Nutzungseinheiten in den Kommunen soll KWK verpflichtend geprüft werden. Von der Möglichkeit, bei abgängigen Heizungssystemen in Objekten wie Schulen, Verwaltungsgebäuden und Bürobauten sog. Objekt-BH-KWe zu installieren, soll vermehrt Gebrauch gemacht werden.

6.5 Gebäudebestand

Bei Neubauten kann heute - im Vergleich zur konventionellen Bauweise - schon der NEHS mit 70 KWh/m².a generell umgesetzt werden, was kaum mehr als 2 bis 3 % der Investitionskosten erfordert.

Die Altbausanierung sollte in den nächsten drei Jahrzehnten alle Altbauten mit dem mittleren Wärmebedarf von heute 240 KWh/m².a auf den Stand von 70 bis 100 KWh/m².a reduzieren, sofern die letzte Sanierung aus den Jahren vor 2000 datiert. Die hierfür erforderlichen Investitionskosten werden sich anhand der heute absehbaren, stürmischen Entwicklung der Wärmeenergiepreise in Zukunft deutlich schneller amortisieren. Hinzu kommt auch der Komfortgewinn.

6.6 Verkehr

Der Verkehrsbereich entzieht sich infolge seiner gesamteuropäischen und bundesweiten Dimension einzelnen, Schleswig-Holstein-spezifischen Regelungen und Maßnahmen. Außerdem sind im Lande keine Unternehmen tätig, die unmittelbar auf die Motoren- und Fahrzeugkonzeption der Autohersteller Einfluss hätten.

Mithin ist ebenso wie die EU-Kommission von einem weiteren Anstieg an Verkehren und deren CO₂-Emissionen auszugehen. Um diesem entgegenzuwirken, hat die EU-Kommission im Februar 2007 das gemeinschaftliche Ziel der Reduzierung des durchschnittlichen CO₂-Ausstoßes von PKW auf 120 g CO₂/Km beschlossen. Dies entspricht einer Reduktion um 25 % der heutigen durchschnittlichen CO₂-Emissionen von neu zugelassenen PKW.

6.7 Zukunftstechnologien

6.7.1 Clean-fossil-Technologien

Die **Clean-fossil-Technologien** (CFT) für den Kraftwerks-

sektor stehen erst am Anfang der Entwicklung. Zunächst wurden Kraftwerkstechnologien identifiziert und ausgewählt sowie werden zum Stand der Technik i. S. d. Genehmigungsreife entwickelt.

Dies erfolgt in Deutschland im Rahmen des COORETEC-Programms des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie.⁸⁵ Darin wurden zunächst mehr als 45 Kraftwerkskonzeptionen untersucht, die sich nun auf die Kohlevergasung und den oxy-fuel-Prozess fokussieren.

Ziel dieser CFT-Kraftwerke ist, CO₂ in flüssiger Form abzuscheiden. Damit läge erstmals die Entscheidungsmöglichkeit vor, CO₂ nicht unwiederbringlich und instantan an die Atmosphäre ableiten zu müssen. Ab da wären fossile Technologien fortan klimaverträglich.

Da aber eine positive Technologieverbesserung nie gänzlich alleine steht, ergibt sich auch hier ein negativer, gleichwohl lösbarer Aufwand. Das flüssige CO₂ muss ebenso entsorgt werden (Sequestrierung). Obschon flüssig, handelt es sich dabei um erhebliche Mengen. Die gesamte CO₂-Menge aus dem Stromsektor des Jahres 2004/5 von 368 Mio t entspricht einem Volumen von 444 Mio m³ p.a.

Schleswig-Holstein wird in der Sequestrierung einen eigenständigen, maritimen Ansatz anbieten. Zusätzlich zum Exzellenzcluster „**Future Ocean**“ (IfM-GEOMAR und CAU, Kiel) wird im Rahmen der Gashydratforschung die Option untersucht und entwickelt, beim Abbau von Gashydrat - i.W. Methan - im sog. Vereisungskäfig das Gashydrat gegen CO₂ auszutauschen.⁸⁶ Der Phasenübergang Gas/Eis erbringt bei Methan einen Kompressionsgewinn von 164:1.

Die Sequestrierung von CO₂ durch den Austausch des Methans in natürlichen Gashydraten stellt ebenso eine CO₂-neutrale Energiequelle - wie die Biomasse auch - dar, zumal das beim späteren Verbrennen des Methans freiwerdende CO₂ zuvor als Gashydrat in Sedimenten gebunden wurde. CO₂-Hydrate sind zudem deutlich stabiler als CH₄-Hydrate unter identischen Druck- und Temperaturbedingungen. Die effizienteste, aber auch technisch anspruchsvollste Kombination aus thermischer Destabilisierung von Methanhydrat und CO₂-Injektion wird im Rahmen des vom BMWi und verschiedenen Firmen geförderten Projekts SUGAR⁸⁷ untersucht. Dabei liegt das Schwergewicht der F&E-Aktivitäten auf der Umwandlung von CH₄- zu CO₂-Hydraten und der Langzeitstabilität der CO₂-Hydrate.

In die Atmosphäre freigesetzt, entfaltet Methan eine Treibhausaktivität von mehr als das 27-fache des CO₂. Im Falle eines Methanhydratabbaus und nachfolgender ener-

⁸⁵ Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie; **Dokumentation: Forschungs- und Entwicklungskonzept für emissionsarme fossil befeuerte Kraftwerke - Bericht der COORETEC-Arbeitsgruppen, Nr. 527**, www.cooretec.de/...

⁸⁶ GRAUE et al: **Environmentally friendly CO₂ Storage in Hydrate Reservoirs Benefits from Associated Spontaneous Methan Production, 2006, OTC 18087, Offshore Technology Conference Paper.**

⁸⁷ IfM-GEOMAR u.a.: **Submarine Gashydrat-Lagerstätten: Erkundung, Abbau und Transport, 4/2007**, Antrag ans BMBF.

getischer Nutzung wird dieser Faktor 27 auf den Faktor 1 (=CO₂) entschärft. Eine anschließende Sequestrierung könnte sich dann wiederum als echte und wirksame CO₂-Senke erweisen.

Die Sequestrierung bietet sich terrestrisch oder marin an. Terrestrisch werden bspw. erschöpfte Erdgaslager oder Salzaquifere als Speichermedium untersucht. Die Verpressung in sich erschöpfende Erdöl- und Erdgaslagerstätten kann an den Förderstätten auch im offshore erfolgen und erfolgt z.T. bereits (StatOil, Nordatlantik). Dies wird wissenschaftlich von der CAU/Kiel getragen.

Insgesamt geht es bei der aktuellen Erörterung der CO₂-Sequestrierung auch darum, sich der Wenn-Dann-Situation gewahr zu werden:

Erst wenn es CFT-Kraftwerke gibt, bedarf es sicherheitstechnisch geprüfter CO₂-Sequestrierungstechnologien. So besehen ist heutzutage eine Ablehnung der CO₂-Sequestrierung verfrüht, bevor CFT technologisch entwickelt ist.

Wenn es indes CFT-Kraftwerke nicht geben sollte, bedarf es zwar keiner Sequestrierung, aber dennoch der Gashydrat-Abbautechnologien, um das Treibhauspotenzial 27 auf 1 zu reduzieren.

6.7.2 Solarzellen

Auch die Nanotechnologie wird sich zunehmend der Energieversorgung öffnen. Die Materialien für Solarzellen werden zunehmend effektiver und effizienter. Dabei geht es zum einen um das Finden von weiteren effektiven Materialien, um von der Fixierung auf Silizium wegzukommen. Zumal dies bereits zu Lieferengpässen im Weltmarkt geführt hat. Zum andern geht es materialunabhängig um die Beschränkung der Degradation, d.h. dem Verlust an Wirkungsgraden mit der Standzeit.

In Schleswig-Holstein werden insbesondere an der Technischen Fakultät der CAU⁸⁸, im Institut für Siliziumtechnologie – ISIT in Itzehoe sowie bspw. bei den Unternehmen o.m.t. GmbH und Peter Wolters AG, beide Lübeck, bahnbrechende F&E-Arbeiten durchgeführt.

6.8 Option: CO₂-Zertifikatehandel

Obendrein böte es sich für alle EE an, die Regelungen des CO₂-Zertifikatehandels den tatsächlichen Emissionsrealitäten anzupassen. Mit anderen Worten, den Verkauf von CO₂-Zertifikaten - bei Deckelung der handelbaren CO₂-Menge - generell denen zu ermöglichen, die CO₂-freien Strom erzeugen, und diejenigen zum Kauf zu

verpflichten, die CO₂ emittieren. Mithin könnten v.a. die offshore-Windparks aktiv am Zertifikatehandel teilnehmen.

Beispielsweise würde sich bei einem Zertifikatspreis von 10 €/t ein Vergütungsanteil von

0,95 cts/KWh aus Braunkohle und

0,75 cts/KWh aus Steinkohle etc. Erlösen lassen.

Wenn die CFT verfügbar sind, muss ihnen systemar auch diese Option eingeräumt werden. Durch die Möglichkeit, die Adressaten für einen solchen Zertifikatehandel abschließend zu bestimmen, bleibt der Primat der Politik erhalten, die KE von diesem Handelsregime auszuschließen.

⁸⁸ FAUPEL(tf-CAU), federführend für die **Norddeutsche Initiative Nanomaterialien - NiNa**, mit der die Wissenschaft aus Hochschulen und außeruniversitären Forschungseinrichtungen (bspw. ISIT) in Schleswig-Holstein und Hamburg mit der Wirtschaft (22 Unternehmen aus Schleswig-Holstein, 16 aus Hamburg) vernetzt sind.

7. Ausblick für 2020

Ungeachtet der aufgezeigten negativen CO₂-Emissions-trends auf Grund der aktuellen energiepolitischen Festlegungen wird Schleswig-Holstein im Jahr 2020 rechnerisch deutlich mehr als 100 % seines Stromverbrauchsäquivalents aus EE - ganz überwiegend aus Windenergie, als zweites Standbein aber auch aus Biomasse - erzeugen können.

Die Windenergie wird mithin in Schleswig-Holstein zu einem bedeutenden technologie- und wirtschafts- sowie arbeitsmarktpolitischen und Export-Faktor.

Mithin gilt die energiepolitische Formel:

SH 2020: $EE > 100 \%$

Mehr Energie.
Mehr Wirtschaft.

SCHLESWIG-HOLSTEIN

www.wirtschaftsministerium.schleswig-holstein.de