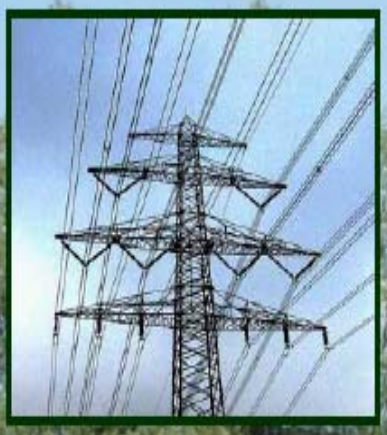
KOMPATIBLES REGULATIVES ENERGIEKONZEPT
DEUTSCHE OSTSEEKÜSTE MV



Paradigmenwechsel in der Elektroenergieversorgung

Infolge zunehmender Windenergienutzung an den Küsten und auf See (offshor) entkoppeln sich Erzeugerzentren und Verbraucherschwerpunkte. Verstärkt wird dies noch in Vorpommern durch einen neu zu errichtenden fossilen Kraftwerkspark in Lubmin.

Die räumliche Entkopplung führt zu einem Paradigmenwechsel in der Elektroenergieversorgung. Dies wird an den Küsten am deutlichsten sichtbar, da der Strom nur nach einer Seite - wo kaum traditionelle Verbraucherschwerpunkte sind - abfließen kann.

Das erfordert einen Umdenkungsprozess. Die volatile (wetterabhängige), d.h. schwankende Stromerzeugung bedarf - neben ihrer Ableitung - eines ausreichenden regelfähigen Back-ups. Eine sinnvolle und nachhaltige Nutzung dieser erneuerbaren Energieressourcen ist deshalb nur im “Dreierpack“ mit konsequentem Netzausbau und regelfähigen Kraftwerks- und Speicherkapazitäten möglich.

Dass dies bisher in unzureichendem Maße erkannt und verarbeitet ist, beweist der derzeitige Status der gesetzlichen Rahmenbedingungen. Hier besteht akuter politischer Handlungsbedarf.

Die privaten Energieversorgungsunternehmen (EVU) und der Markt richten es nicht, da die Windenergienutzung gesetzlich aufoktroyiert wurde. Das kollidiert aber wiederum mit den bisher genehmigten und im Bau befindlichen regelresistenten Großkraftwerken.

Dadurch bleiben Nachhaltigkeit, mehr Wettbewerb, weniger Importabhängigkeit, künftig bezahlbare Strompreise und CO_2-Reduktion - bisher gefördert durch Steuermillionen - auf der Strecke.

Aktualisierte und wesentlich erweiterte Fassung des KREDO vom Mai 2008
Version 2.03

Autoren und Herausgeber:

Horst Thieme, Zinnowitz
Eberhard Meißner, Dersekow

Nachdruck und Vervielfältigung nur mit schriftlicher Genehmigung der Herausgeber:
© kohlefreieslubmin@t-online.de

April 2009
http://www.kein-kohlekraftwerk-lubmin.info/images/downloads-links/KREDOapril2009.pdf

Inhalt Seite

Kurztext 5

1. Einleitung und Zielsetzung 7
2. Die Netzsituation und deren Ertüchtigung 9
3. Verfügbare Ressourcen - Vorfahrt für Windenergie 12
4. Die Regulationsnotwendigkeit - das Backup 14
5. Biogasstromerzeugung und andere Erneuerbare 17
6. Die Grundlastgewährung 19
7. Der Wirkungsgrad bei fossiler Stromerzeugung 24
8. Die CO_2-Emission und die CCS-Fata Morgana 26
9. Wärme-Kraft-Kopplung, BHKW und Abwärmenutzung 31
10. Industriestandort “Lubminer Heide“ 32
11. Welche Forschung und Innovationen? 34
12. Die Kompatibilität mit der Region und MV 36
13. Die Elektroenergiebilanz Deutschlands und Mecklenburg-Vorpommerns 38
14. Internationale Vergleiche 40
15. Das fehlende schlüssige staatliche Energiekonzept 42
16. Derzeitige gesetzliche Unzulänglichkeiten 44
17. Zusammenfassende Schlussfolgerungen 47

Verwendete Maßeinheiten 48

Anlage 1: Deutsches überregionales Hochspannungsnetz

Anlage 2: Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2007 nach Energieträgern

Anlage 3: Stromimport und -export 2008

Anlage 4: Die falsch gemachte Liberalisierung

Anlage 5: Alte und neue Kernkraftwerke in Europa

Kurztext

Das Kompatible Regulative Energiekonzept Deutsche Ostseeküste MV (KREDO) ist ein fundierter Diskussionsbeitrag für die Erarbeitung eines Landesenergiekonzeptes für Mecklenburg-Vorpommern.

- **K**ompatibel mit der Tourismus- und Gesundheitsregion Mecklenburg-Vorpommern und mit weiteren Industrieansiedlungen in einem nicht durch Kohleverstromung degradierten Standort, aber dennoch mit dem günstigen Angebot von Elektroenergie, Prozess- und Abwärme.
- **R**egulativ zur effektiven und nachhaltigen Windenergienutzung als Ressource unserer Küstenregion, als unverzichtbare Backup-Funktion.

Der Paradigmenwechsel in der Elektroenergieversorgung - d.h. die räumliche Entkopplung von Erzeugern und Verbrauchern - ist bei intensiver Windenergienutzung an den Küsten am deutlichsten sichtbar. Erheblich verstärkt wird dies noch in Vorpommern durch den neu zu errichtenden Kraftwerkspark in Lubmin.
Stellvertretend für die gesamte Bundesrepublik Deutschland erwächst hier beispielhaft eine Pilotfunktion hinsichtlich Folgen und Forderungen an die künftige Elektroenergiepolitik.

Die ursprüngliche Absicht war, das von der Landesregierung Mecklenburg-Vorpommerns (MV) favorisierte Steinkohlekraftwerk des dänischen Investors DONG Energy am Lubminer Standort zu kritisieren, weil es den Kriterien **k**ompatibel und **r**egulativ nicht entspricht.

Bei tieferer Durchdringung der Erstellung dieses (partiellen) KREDO-Konzeptes wurden die Lücken in den bestehenden politischen und gesetzlichen Rahmenbedingungen in der gegenwärtigen Elektroenergiepolitik mehr und mehr sichtbar. Dieser Blick hinter die energiepolitischen Kulissen, d.h. auf den Status der entsprechenden Gesetze, ist erschreckend. Diese scheinen vielfach ohne ausreichende Fach- und Sachkompetenz beschlossen worden zu sein.

Die Preise für Elektroenergie sind das Ergebnis. Sie sind in Deutschland wesentlich höher als in anderen EU-Ländern mit Stromversorgung durch eigene Staatskonzerne. Der Staat ist prinzipiell nicht der bessere Unternehmer, aber gerade für privatwirtschaftliche Energieversorgungsunternehmen sind geeignete gesetzliche Rahmenbedingungen umso wichtiger. Mehr Wettbewerb mittels ausländischen Staatskonzerne importieren zu wollen bleibt ein “frommer Wunsch“ bzw. entpuppt sich als Trugschluss, solange die richtigen Rahmenbedingen fehlen.

Das verwundert nicht, denn die Bundesregierung (obwohl im Koalitionsvertrag angekündigt) und unsere Landesregierung MV haben bisher kein schlüssiges staatliches Energiekonzept, so dass grundsätzliche Mängel und Lücken deshalb nicht erkannt werden.

Nur an einzelnen Stellschrauben drehend, ohne Beachtung von Aus- und Rückwirkungen, ist nicht zielführend. Die Hoffnung, dass der Markt es richtet, erfüllt sich an dieser Stelle nicht.

Mit einem partiellen Konzept eines einzelnen Bundeslandes ist das allein nicht heilbar, da die Energieversorgungskonzerne ländergrenzenübergreifend und sogar EU-weit agieren.
Jedoch sind deren Interessen oft nicht mit den Landes- Regional- und Bevölkerungsinteressen in Deckung zu bringen. Deshalb ist ein eigenes Konzept als Entscheidungs-, Optimierungs- und Verhandlungsgrundlage und auch zur Disziplinierung unverzichtbar.

Aus unserem Konzept sind nachstehende Prioritäten ableitbar:

1. Als vorrangig gilt der **Netzausbau**. Das ermöglicht die Vergleichmäßigung von Spitzenlast und Spitzenüberschuss an Elektroenergie und schränkt gleichzeitig vorzuhaltende Reserve-Kraftwerkskapazitäten ein und begrenzt Neubauten im “Wildwuchs“.

2. Der weitere Ausbau und die Gewährung der “**Vorfahrt**“ erneuerbarer Energien ist parteiübergreifend gewüscht. Hier hat MV erheblichen Nachholbedarf gegenüber anderen, windklimatologisch weniger begünstigten Bundesländern (z.B. Brandenburg und Sachsen-Anhalt).

3. Die nachhaltige Nutzung erneuerbarer Energien kann nur unter der Voraussetzung vorhandener und zu schaffender Kraftwerks-Regel- bzw. -Speicherleistung erfolgen. Nur im "**Dreierpack**" zu den v. g. Prioritäten ist Nachhaltigkeit zu gewährleisten.

4. **Konzeptionslose**, regelresistente Kohle-Kraftwerks-Neubauten als Ersatz für den Kernenergieausstieg können sowohl Gift für das Netz, als auch Gift für die Gesundheits- und Tourismusregion sein. Sie erbringen nicht mehr Wettbewerb.

5. Uns als Exportnation verpflichten die Ziele zur Verringerung von **CO_2-Emissionen** im besonderen Maße zur Glaubwürdigkeit und Vorbildfunktion für die Dritte Welt.

6. Nicht nur für neue Windkraftanlagen (onshore), sondern auch für Hoch- und Höchstspannungstrassen sowie für Kraftwerksneubauten sollte das vorrangige Gebot des **Repowering** gesetzlich verankert werden, denn Landschafts- Natur- und Standort-Ressourcen sind in Deutschland begrenzt.

Die beiden geplanten GuD-Großkraftwerke am Anlandepunkt der Nordstream-Erdgastrasse sind kompatibel, ermöglichen Regelbarkeit und gewährleisten gleichzeitig die Bereitstellung von nutzbarer Ab- und Prozesswärme für weitere Industrieansiedlungen.

Ein weiteres (Kohle-) Großkraftwerk am Standort Lubmin kann keinen zusätzlichen Beitrag zur Ab- und Prozesswärmenutzung leisten, da ein als optimistisch angesehener zukünftiger Bedarf bereits mit einem GuD-Großkraftwerk mehr als befriedigt wird.
Beide GuD-Kraftwerke wären jedoch für die Windenergiekompensation wünschenswert. Das ist jedoch nur in Abhängigkeit von deren Auslegung möglich. Dazu ist die entsprechende Gesetzeslage vordringlich zu korrigieren.

Zudem ist die Gasnachfrage in der heizfreien Zeit eingeschränkt. Viele KWK-Anlagen und BHKW sind in dieser Zeit außer Betrieb, so dass dadurch und insbesondere an windstillen Sommertagen ein erhöhter (Backup-) Grundlastbedarf entsteht.

1. Ein weiteres wichtiges Potenzial zum notwendigen Back-up der volatilen Energieträger ist bisher unbeachtet bzw. schlicht vergessen - die zunehmende Anzahl von Biogasanlagen. Diese eignen sich bestens zum Speicher- und Regelbetrieb. "**Guten Strom zur rechten Zeit**" kann man so erhalten, wenn Voraussetzungen und geeignete Förderung geschaffen werden. Die gesetzliche Realität weist neuerdings in die falsche Richtung. Auch hier besteht akuter Handlungsbedarf.

2. Forschungen zur CO_2-Abscheidung und -verpressung dürfen nicht weiter gefördert werden. CCS ist wie Kohleverstromung eine Sackgassentechnologie. Zudem konkurrieren potenzielle CO_2-Lagerstätten in Deutschland mit Erdgasspeichern als Staatsreserve mit einzurichtenden Druckluftspeichern für Stromspeicherbetrieb, mit potenzieller Geothermienutzung und ggf. als Endlager für radioaktiven Abfall. Hier wäre proritär ein Flächennutzungsplan vonnöten.

Der dringende konzeptionelle und gesetzliche Handlungsbedarf (siehe Abschnitt 16: *Derzeitige gesetzliche Unzulänglichkeiten*) ist offenbar von beiden Kontrahenten - BMWi und BMU - gegenwärtig an der Schnittstelle Elektroenergie nicht leistbar. Ein eigenes Energieressort - wie international bewährt - wäre zielführend.

Die Kernaussagen aktueller Gutachten beweisen es:

Gutachten des **BMWi** vom 30.05.2008: *Es gibt keine **Versorgunglücke trotz Atomausstieg*** und Gutachten des **BMU,** Leitstudie 2008 vom Oktober 2008: *Die **Genehmigung weiterer* Kohlekraftwerke** steht der Einhaltung der nationalen **CO_2-Ziele entgegen**.*
Da diese Gutachten den politischen Auffassungen ihrer Auftraggeber gerade nicht entsprechen, stehen sie dafür in ihrer Neutralität und Belastbarkeit außer Frage.

1. Einleitung und Zielsetzung

Energiepolitik ist Klimapolitik, sie ist auch Ressourcenpolitik und damit Zukunftspolitik, Wirtschaftspolitik, Umweltpolitik, und in unserem Falle beeinflusst sie wesentlich Landschaft, Tourismus und Gesundheit in unserer Region.

Energiegewinnung, Stoffwechsel und -aufbau sind bereits die ursprünglichen und primären Triebkräfte der Jahrmillionen währenden biologischen Evolution. Für die menschliche Entwicklung, deren Fortschritt und Fortbestand gilt dies unverändert. Die erhaltenswerte Natur lehrt uns somit konzeptionelle Verhaltensweisen, die auch für die menschliche Gesellschaft gelten.
Einer politischen Steuerung entgegen diesen Naturerkenntnissen ist der nachhaltige Erfolg weitgehend versagt.

Leider haben unsere Bundes- und Landesregierung bisher kein schlüssiges, staatliches Energiekonzept. Dieses politische Prioritäten-Manko erfordert Handlungsbedarf. Es führt zu einer nachteiligen Entwicklung. Die “heilenden Kräfte des Marktes“ sind hierbei überfordert.

Der Grund liegt darin, dass drei Kategorien vermischt und nicht klar getrennt werden:

- Die technisch-naturwissenschaftlichen Gegebenheiten bzw. Stand von Wissenschaft und Technik sowie dessen weitgehend neutrale Bewertung.

- Die bereits existierenden politischen Rahmenbedingungen und folglich etablierten wirtschaftlich-organisatorischen Gegebenheiten zur Einordnung privatwirtschaftlicher Konzerninteressen.

- Die politischen Argumentationen basieren oft auf Wiederwahl-, Profilierungs- und Koalitionsoptionen. Sie sind meist einseitig, verzerrt oder gar vorsätzlich unrichtig.

Die letzten beiden Kategorien sind politisch “hausgemacht“. Wobei die 2. Kategorie vielfach politisch nicht ohne weiteres korrigierbar ist, da sie bereits erhebliche staatsökonomische Dimensionen und Investitions-Rechtssicherheit beinhaltet. So gibt es Grenzbereiche, wo die gesellschaftliche Wirtschaftsorganisation und der Wettbewerb nicht oder nur eingeschränkt funktionieren.

Die Verantwortung für die Unzulänglichkeiten liegt nicht allein bei den Energiekonzernen. Schuld ist vorrangig der Gesetzgeber. Lobbyarbeit ist auch ein Grund für das Versagen gesetzlicher Regularien, aber nicht der einzige. (Siehe: S. Adamek und K. Otto, *Der gekaufte Staat - wie Konzernvertreter in deutschen Ministerien sich ihre Gesetze selbst schreiben*).

Die Bürgerinitiativen mit ihrer Verantwortung für die Zukunft halten es daher für notwendig, ein eigenes Energiekonzept vorzustellen, das Ziele für die Entwicklung der Region - auch über die Wirtschaftsinteressen der Stromkonzerne hinaus - formuliert.

Das kann und soll keinesfalls ein übergeordnetes, gesamtstaatliches Energieprogramm ersetzen. Das kann ein partielles Konzept eines einzelnen Bundeslandes ohnehin nicht, da die Energieversorgungskonzerne ländergrenzenübergreifend und sogar EU-weit tätig sind.
Deren Interessen sind oft nicht mit den Landes- Regional- und Bevölkerungsinteressen vereinbar. Ein eigenes Konzept als Optimierungs- Abstimmungs- und Verhandlungsgrundlage ist unverzichtbar.

Kompatibles **R**egulatives **E**nergiekonzept **D**eutsche **O**stseeküste MV, heißt

- **K**ompatibel mit der Tourismus- und Gesundheitsregion und mit weiteren Industrieansiedlungen in einem nicht durch Kohle verschmutzten, degradierten Standort, aber dennoch mit dem günstigen Angebot von Prozess- und Abwärme und Elektroenergie.

- **R**egulativ als Ergänzungskraftwerkskapazitäten zur effektiven und nachhaltigen Windenergienutzung als Haupt-Ressource unserer Küstenregion.

Die Energiegewinnung aus fossilen Rohstoffen ist limitiert. Es wird kein abruptes Ende der Vorräte geben, vielmehr werden diese bei unterschiedlich schneller Verknappung mehr und mehr unbezahlbar.
Zudem beeinflusst der zunehmende Verbrauch fossiler Energieträger durch die unvermeidliche CO_2-Emission das Klima negativ. Hinzu kommt die Freisetzung gesundheitsschädigender Stoffe. Im Verkehrsbereich und bei der Gebäudeheizung sind absehbar nur Sparalternativen und verstärkter Einsatz nachwachsender Brennstoffe, aber keine erkennbare Grundsatzwende zur Vermeidung des CO_2 -Ausstoßes möglich. Für wesentliche CO_2-Einsparungen verbleibt nur der Sektor Elektroenergieerzeugung.
Die Elektroenergieerzeugung aus nicht fossilen Quellen gewinnt wegen deren Unerschöpflichkeit, Importunabhängigkeit und Klimaneutralität zunehmend an Bedeutung und ist - bei nicht absehbarer Nutzung der Kernfusion - alternativlos.

Der Nachteil zu geringer Energiedichten bei Wind- Solar- und Bioenergie wird durch deren unerschöpfliche Verfügbarkeit kompensiert. Die Nutzung dieser Energiequellen ist allerdings abhängig von den Herstellungspreisen für die Anlagen und den begrenzten Standorten und deren Erschließung.

Die Energie - als wichtigstes Lebenselixier - muss dennoch bezahlbar bleiben Es ist der *Brotpreis des 21.Jahrhunderts* (G. Westerwelle).

Nach unserer Auffassung sind deshalb nachstehende Schritte sinnvoll und prioritär:

1. Vorrangig ist ein gesamtstaatliches Energiekonzept. Das sollte nicht nur aus Klimaschutzgründen, sondern in Zukunftsverantwortung auch im Rahmen der EU erarbeitet werden.

2. Daraus ableitend und parallel sollte der unverzichtbare gesetzliche Nachholungs- und Novellierungsbedarf noch vor der Bundestagswahl in Angriff genommen werden.

3. Der nationale und grenzüberschreitende Netzverbund ist zu verstärken, um sowohl Spitzenlast als auch Spitzenüberschuss an Elektroenergie zu vergleichmäßigen.

4. Die sinnvolle und notwendige Regellast- und Speicherfahrweise ist gesetzlich zu ermöglichen. “Guter Strom zur rechten Zeit“ ist zu fördern.

5. Die weitgehende Ausschöpfung und Vorfahrt der erneuerbaren Energien sollte parallel maßvoll gefördert werden. Nur im *Dreierpack* mit den Vorgenannten funktioniert es.

6. Die Forschung und die Einführung innovativer Lösungen für die Regelung und Speicherung volatiler (wetterabhängiger) Energien ist vorrangig zu fördern.

7. Repowering sollte nicht nur für Windkraftanlagen, sondern auch Hochspannungstrassen und für Kraftwerke gelten. Unsere Landschafts- und Naturressourcen sind begrenzt.

8. Förderung von Forschung und Innovationen auf den Gebieten Regelleistung, Energie-Speicherung, Repowering und Weiterentwicklung der Hochspannungs- und HGÜ-Trassen, Transfusionsforschung u. a. m

9. Zukunftsfähige elektronische Stromzähler - auch als Basis für ein künftiges sinnvolles Mehrtarifsystem - sind ein Beitrag zur Energieökonomie. Der Stand der Technik lässt es zu. Es kommen zu wenige Innovationen von den EVU. Nicht nur SIEMENS ist gefragt.

Das vorgestellte KREDO-Konzept lässt stellvertretend für die gesamte Bundesrepublik Deutschland Aussagen zu, da es beispielhaft die Auswirkungen und Anforderungen aus dem sich abzeichnenden Paradigmenwechsel der Elektroenergieversorgung aufzeigt. Dieser Paradigmenwechsel ist dadurch gekennzeichnet, dass Erzeugung und Verbrauchszentren nicht nur räumlich entkoppelt sind, sondern durch die volatile (wetterabhängige) Stromerzeugung einem primär großen Regelbedarf aufweist. Dies alles ist am Beispiel Lubmin nicht beachtet und gewährleistet.

2. Die Netzsituation, deren Ausbau und Ertüchtigung

Gehen der Wirtschaft die Lichter aus? - Lautet die Suggestivfrage der Stromkonzern-Lobby.

Ja, die reale Gefahr besteht. Durch Überspannung infolge regelresistenter Überkapazitäten, besonders für unsere Küstenregion. Bis zu 4000 MW Windenergiespitzenleistung wären allein im Norden des Vattenfall-Versorgungsbereiches nicht ausreichend herunter regelbar.

Der Netzausbau und die Ertüchtigung des vorhandenen Hochspannungsnetzes mit ländergrenzen-übergreifenden Hoch- und Höchstspannungstrassen, u.a. mittels Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ) hat Priorität vor dem Neubau großer konventioneller Kraftwerkskapazitäten, die ausnahmslos negative Folgen in sich bergen.
Das ist nunmehr erkannt und erste Gesetzesinitiativen zur Beschleunigung des Ausbaues der Höchstspannungsnetze liegen im Entwurf vor, greifen aber bisher zu kurz (s. auch Abschnitt 16).

Das ermöglicht die Vergleichmäßigung von Spitzenlast und Spitzenüberschuss an Elektroenergie und schränkt gleichzeitig die vorzuhaltenden Reserve-Kraftwerkskapazitäten ein und Neubauten vorerst aus. Das bedeutet:

- Aufschub des von den 4 in Deutschland ansässigen Stromkonzernen favorisierten, aber umstrittenen Neubaues von Kohle-Großkraftwerken.
- Da gegenwärtig jeder der vier deutschen Stromkonzerne in seinem Versorgungsbereich Netz, Großkraftwerkskapazität und deren Reservehaltung ausschließlich nach seinen wirtschaftlichen Gesichtspunkten optimiert, geht dies eindeutig an einer sinnvollen, zukunftsorientierten, deutschen und europäischen Elektroenergiestrategie vorbei. Hier ist politisch gegenzusteuern.
- Der Anteil an notwendiger Grundlast und Reservehaltung kann bei länderübergreifender Vernetzung degressiv gestaltet werden.
- Der Regel- und Speicherbetrieb ist hingegen gesetzlich und investiv vernachlässigt. Hier besteht akuter Handlungs- und Nachholbedarf.

Der Netzausbau kann den deutschen privaten Stromversorgungsunternehmen nicht allein überlassen werden, sondern bedarf - in Abstimmung mit der EU - enger politischer und staatlicher Begleitung und Verpflichtung der Konzerne. Bereits 2 der 4 in Deutschland ansässigen Stromkonzerne wollen sich von ihren Netzen oder Netzteilen trennen (E.ON und Vattenfall, RWE prüft einen solchen Schritt derzeit) (Börsenzeitung, Wirtschaft / Unternehmen v. 15.05.2008). Das deutet sowohl auf die unausweichlichen (unlukrativen) Netzinvestitionen der Stromkonzerne hin, aber mehr noch auf die - gesetzlich bedingte - äußerst nachteilige Netz- Regelverantwortung. Aus Sicht der 4 deutschen EVU sind das *"echte Renditekiller"*(Capital, vom 19.03.09).
Die notwendigen ergänzenden gesetzlichen Rahmenbedingungen und baulichen Voraussetzungen (gemäß Infrastrukturplanungs-Beschleunigungsgesetz) sind kurzfristig umzusetzen. Hier besteht akuter politischer Nachhol- und Handlungsbedarf hinsichtlich eines übergeordneten staatlichen und EU-Konzeptes.

Insgesamt sind gegenwärtig bereits zur nachhaltigen Windenergienutzung in Deutschland 850 km neue Hochspannungstrassen neu zu errichten. Die Kosten dafür betragen ca. 6 Mrd. Euro (lt. Joachim Schneider, Vors. des Fachverbandes Energietechnik im Branchenverband ZVEI, gem. Handelsblatt v. 23.04.08 und "*Durchhänger im Netz*", Capital, Fachpresse 19.03.09).
Damit ist jedoch nur ein geringer Teil der o.g. internationalen und nationalen Verbindungstrassen, einschließlich deren Verstärkung inbegriffen. Diese erhöhen den Umfang wesentlich.

Den Mangel zeigt bereits die in Anlage 1 dargestellte deutsche Netz-Konstellation. Hier ist immer noch nicht die - bereits nach der Wiedervereinigung vorgesehene - 380 kV-Ost-West-Trasse Schwerin-Krümmel bzw. Güstrow-Schwerin-Krümmel realisiert. Die Ost-West-Trasse ist ebenso für die nachhaltige Windenergienutzung unserer Ostseeküstenregion unverzichtbar und ist somit Bestandteil und Forderung unseres KREDO-Konzeptes.

Die Situation am Beispiel des Energieknotens Lubmin wo die Landesregierung meint, man könne uneingeschränkt Kraftwerke bauen, ergibt nachstehendes Bild:

Die vom ehemaligen Kernkraftwerksstandort Lubmin bereits vorhandenen 2 x 380 kV-Doppelleitungen und 2 x 220 kV-Doppelleitungen ermöglichen insgesamt eine große elektrische Übertragungsleistung von max. 7500 MVA in Nord-Süd-Richtung.

Die Netz- und Einspeisebilanz stellt sich wie folgt dar:
Im konkreten Fall der zu erwartenden Energieableitung (über den Netzknoten am ehemaligen Kernkraftwerk Lubmin) sollen mittels einfacher Überschlagsrechnung die zur Verfügung stehenden Netzkapazitäten im Verhältnis zu den Erzeugerkapazitäten betrachtet werden:

- 2 Doppelleitungen von je 380 kV mit einer übertragbaren Gesamtleistung von 5800 MVA
- 2 Doppelleitungen von je 220 kV (ursprünglich 3 Doppelleitungen) - " - 1700 MVA

Das ergibt eine übertragbare Gesamt-(Schein-) Leistung von 7500 MVA
(Eine 220 kV- Leitung ist bereits abgebaut, infolge Verbrauchshalbierung)

Die nutzbare Wirkleistung ist (in Abhängigkeit vom cos φ) geringer $\approx$ 7000 MW.
========

Diese übertragbare Wirkleistung - ob etwas mehr oder weniger - reicht bereits nicht aus, um die konkret vorhandene und konkret geplante Windenergie im Starkwindfeld gemeinsam mit der Leistung der beiden genehmigten/vorgenehmigten Gaskraftwerke abzuführen:

- Abzuführende vorhandene, bereits installierte Windenergie (onshore) im Bereich Vorpommern geschätzt. Hinzu kommt noch eine weitere Windenergie-Einspeisung über ein Seekabel von Dänemark: möglicherweise >1000 MW
- Abzuführende Windenergie (vor Rügen), bereits konkret geplant (offshore): ca. 4200 MW
- 2 vorgenehmigte Gaskraftwerke mit 1.400 bzw. 1.350 MW 2750 MW

$\sum$: 7950 MW
========

Dies ergibt bereits gegenwärtig eine nicht abzuführende Leistung in der Größenordnung von fast 1.000 MW ohne das beantragte Steinkohlekraftwerk und limitiert zugleich den weiteren Windenergieausbau. Die Bilanz geht nicht auf. Eine Leitungskapazitätserhöhung der Leitungen vom Energieknoten Lubmin ist in den bisherigen Planungen und im Gesetzentwurf "*Ausbau Höchstspannungsnetze*" nicht enthalten.

Neue Hochspannungs-Verbindungstrassen sind vorzugsweise als Höchstspannungsgleichstromübertragungen (HGÜ) zu errichten. Diese Infrastrukturinvestitionen sind (lt. G. Czisch, Spektrum der Wissenschaft 3/08) Voraussetzung für eine perspektivische Energiewende im betrachteten Szenariogebiet Europa / Vorderasien / Nordafrika, die uns schrittweise von der Abhängigkeit fossiler Energieträger befreien oder zumindest zukunftssicher machen kann. Dies ist mit der immensen jährlichen Investitionssumme von 78 Mrd. Euro für Leitungen plus alternative Energieträger im Euro-Raum verbunden. Wer soll das leisten? Es findet sich hierfür kein Investor als privater regionaler Energieversorger; warum auch?

So werden Hochspannungstrassen-Investitionen aus verschiedenen Gründen verschleppt (u.a. werden Unterlagen (zögerlich?) eingereicht (Capital, Fachpresse 19.03.09), Gutachter erkennen möglicherweise die Ausweitung ihres Auftrages, es werden Kabelverbindungen verlangt u.a.m.).
Zur den Höchstspannungs-*Kabel*verbindungen sei bemerkt:

1. Kurze, alternierende Kabel-Freileitungsabschnitte sind unwirtschaftlich und sollten Ausnahme bleiben. Längere 380 kV-Kabelverbindungen sind zunächst als Pilotprojekte vorgesehen.

2. HGÜ-Übertragungen sind z.Z. erst ab 500 km sinnvoll und als Seekabel bereits ab 30-50km. (Übertragungsleistungen von 6000 MW, wie beim SIEMENS-Vorhaben in China sind möglich.)

Trotz der Beschleunigungselemente im *Infrastrukturbeschleunigunsgesetz* vom 9. Dezember 2006 konnten Verzögerungen nicht verhindert werden und sind auch weiterhin zu erwarten. So liegt nun der Entwurf eines *Gesetzes zur Beschleunigung des Ausbaues der Höchstspannungsnetze* (vom 07.10.2008) vor. Dieser greift aber wiederum zu kurz und hebelt Demokratie und Vernunft zugunsten alleiniger Interessen der Stromkonzerne aus. Und was nützt das alles, wenn

es selbst von den Stromkonzernen unterlaufen wird und die Verpflichtung zum Repowering nicht enthalten ist?

Deutschland weist eines der dichtesten Hochspannungsnetze weltweit auf. Da bietet es sich an, die fast überall vorhandenen Trassen - auch als nicht ganz geradlinige Verbindungen - für eine höhere Spannungsebene zu nutzen. (Siehe Bild 1)
Richtige Ansätze sind in der Anlage zum v. g. Gesetzentwurf (zum vordringlichen Bedarf, Pos. 22-24 im Versorgungsbereich EnBW) enthalten: Umrüstung von 220kV und 110kV auf 380 kV-Leitungen.

Hier ist staatlich-gesetzgeberische Aktivität mehr denn je gefragt. Es sind sowohl geeignete Förder- als auch Fordervorschriften für den Trassenausbau zu schaffen.

Die klare Prämisse muss lauten:

Repowering von Hochspannungstrassen, wie es für Windkraftanlagen bereits diskutiert wird. Es gibt in Deutschland genügend Hochspannungstrassen, da bedarf es nicht noch mehr Landschafts- und Naturverbrauch.

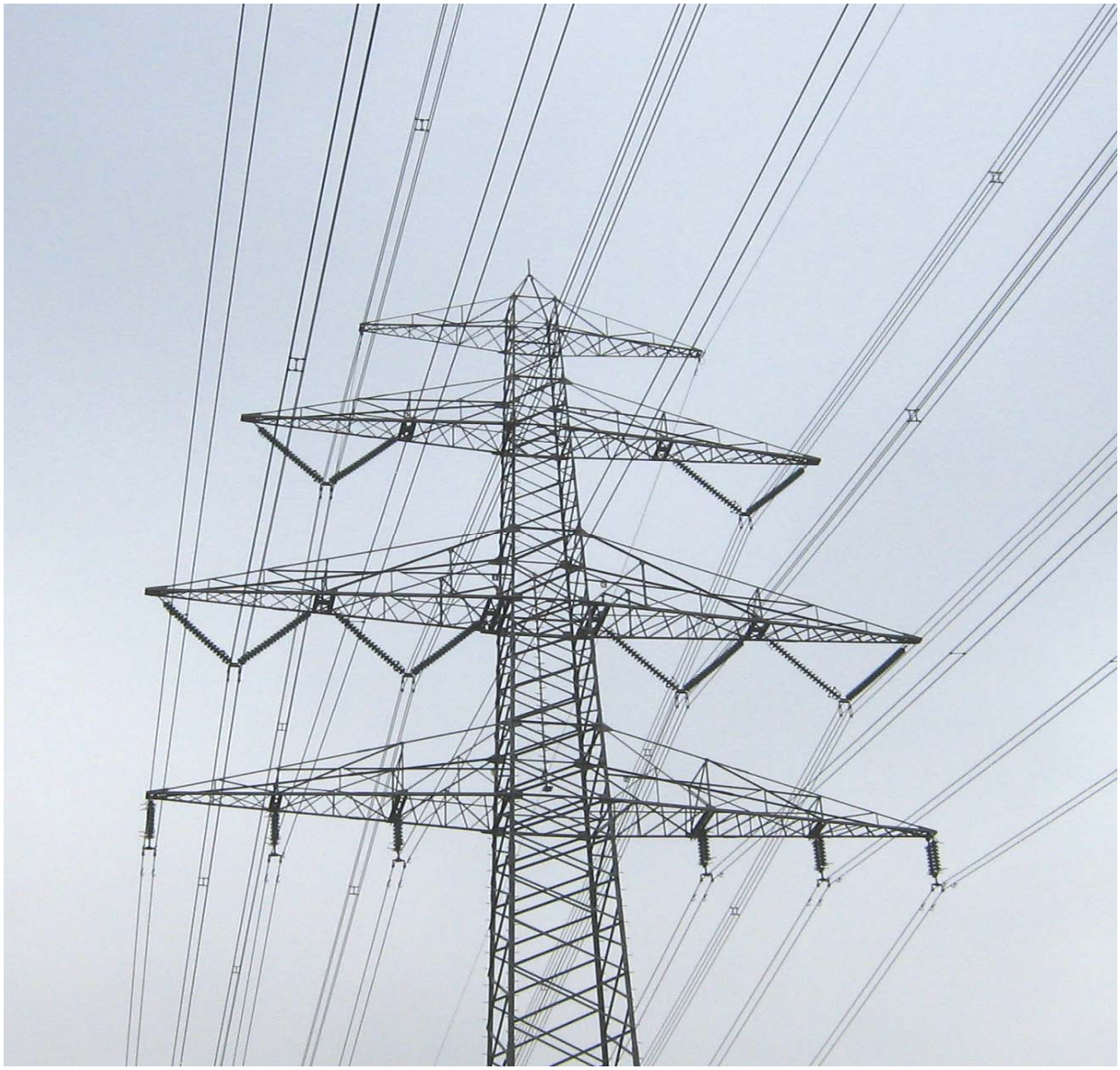


Bild 1: Beispiel für gelungenes Repowering. Auf einem Mast sind die 110 kV-Doppelleitung (unten) und eine neue 380 kV-Doppelleitung (oben) auf ein und derselben Trasse integriert. Zudem schirmt die 110 kV-Trasse die 380 kV-Trasse gegenüber dem Boden ab - eine gute Lösung!

3. Verfügbare Ressourcen - “Vorfahrt“ für Windenergie

Unsere wichtigste regionale Ressource ist das Windenergie-Potenzial im Ostseeküstenbereich. Mecklenburg-Vorpommern verfügt damit über günstigste wind-klimatologische Voraussetzungen, die sich als regionale Stärke aus der erneuerbaren Energie-Vielfalt, bestehend aus Wasserkraft, Windenergie, Sonne, Biomasse und Geothermie, hervorhebt.

Der weitere schrittweise Ausbau der Windparks, besonders im Offshore-Bereich als heimisches Energiepotenzial sollte vorrangig genutzt werden.

MV hat mit derzeit nur 5,9 %-Anteil (1327 MW) einen erheblichen Nachholbedarf in der Windkraftnutzung gegenüber anderen Bundesländern mit wesentlich geringeren Windressourcen, wie u. a. Sachsen-Anhalt 12,9 % (2786 MW), Brandenburg 15,3 % (3359 MW) und NRW 11,3 % (2558 MW) (Wirtschaftswoche, Wissenschaft/Forschung/Technik vom 19.01.09).

Nordöstlich von Rügen werden Offshore-Windparks mit einer Gesamtkapazität von bis zu 3.325 MW vorbereitet, deren Strom bei Lubmin ins Netz eingespeist werden soll (Quelle: Energie- und CO_2-Bericht 2007 des Wirtschaftsministeriums MV). Im Einzelnen sind an der Ostsee gegenwärtig vorgesehen:

-	Adlergrund	160	WK-Anlagen	max. 720 MW
-	Arkonabecken	201	- ″ -	max. 1005 MW
-	Beltsee	59-83	- ″ -	max. 415 MW
-	Kriegers Flak	80	- ″ -	max. 320,5 MW
-	Pommersche Bucht	200	- ″ -	max. 1000 MW
-	Ventotec Ost 2	200	- ″ -	max. 600 MW
-	Baltic I	21	- ″ -	max. 54 MW
-	Sky 2000 (SL)	50	- ″ -	max. 100 MW
-	mehrere kleine Anl.	n. b.	- ″ -	max. 211 MW
			∑:	max. 4425,5 MW

Bereits installiert sind in Mecklenburg-Vorpommern im Mix aller Energieträger 6415,4 MW (Stand 2005 gem. Energie- und CO_2-Bericht MV 2007). Zwischenzeitlich ist noch einiges hinzugekommen, so dass perspektivisch von insgesamt > 13000 MW installierter Leistung ausgegangen werden kann (siehe Abschnitt 8 Elektroenergiebilanz).

Auch das nutzbare Windenergie-Potenzial ist trotz Offshoreanlagen begrenzt. Das resultiert aus dem realen Flächenbedarf bei der faktischen Nutzbarkeit der vorhandenen See- und Landflächen. Auch hier existiert keine abrupte Grenze. Die Ausschöpfung ist von den zunehmenden Erschließungskosten und die - durch steigende Rohstoffpreise - und höheren Herstellungskosten begrenzt.

Durch *Repowering*, der Substitution kleiner und alter Anlagen durch größere und leistungsfähigere, lassen sich Reserven erschließen. Der Landschafts- und Naturverbrauch wird dadurch minimiert.

Als Faustformel für einen (unbeeinflussten) Ertrag einer Windenergieanlage im Parkverbund gilt: Abstand = 6 x D (Rotordurchmesser) quer zur Hauptwindrichtung. Geringere Abstände sind möglich, bringen jedoch Ertragseinbußen. Das gilt zunächst für Ein-Reihenanlagen, die ohne Ertragseinbußen 2 km freie Wasserfläche vor der Aufstellreihe benötigen. Hingegen führen bereits Grasflächen mit niedrigem Buschwerk bis zu 10% und Bäume in 1 km Abstand bis zu 20% Ertragseinbußen.

Die relativ langen Amortisierungszeiten (von derzeit 16 bis zu 22 Jahren) wirken als Gegebenheiten für potenzielle Investoren dämpfend. Eine Grobabschätzung, deren genauere Daten über entsprechende Gutachten zu erhalten wären, ergibt nachstehenden wirtschaftlichen Grenzwert.

Das ehrgeizige Klimaschutzziel der Bundesregierung bis 2020 lautet:
● 8 % Stromeinsparung, ● 30 % regenerative Energien, ● 25 % Kraft-Wärme-Kopplung.

Der Hauptanteil der 30% regenerativen Energien - das entspricht ≈ 20 000 MW müsste dabei aus dem Offshore-Bereich von Nord- und Ostsee kommen.

Windpark bei Dersekow mit 10 Windkraftanlagen je 2.000 kW Leistung

Dieser wird für die Ostseeküste MV optimistisch in einer Größenordnung von max. 10 000 MW geschätzt. Das ergibt eine Jahres-∅-Leistung von max. 2000-2500 MW ≈ 2 Mrd. kWh pro Jahr. Dieses Ausreizen aller potenzieller Möglichkeiten stößt irgendwo an eine Akzeptanzgrenze. Eine "Verspargelung" der Ostsee wird sowohl steigender Erschließungskosten und zunehmender Gefährdung der Schifffahrt als auch vom ethischen Gesichtspunkt fragwürdig.

Mit der Kraft-Netzanschluss-Verordnung (KraftNAV) wird die möglich zu installierende Leistung wegen der indirekt verordneten Regelresistenz erheblich eingeschränkt.

4. Die Regulationsnotwendigkeit – das Backup

Die notwendige Regellastfahrweise der Kraftwerkskapazitäten ist die zweite unverzichtbare Voraussetzung, neben den bereits genannten netzseitigen Vorleistungen, für die nachhaltige Windenergienutzung, um auch Starkwindfelder optimal nutzen zu können.

Während zwischenzeitlich eine Wende beim Netzausbau erkennbar ist (zum Zeitpunkt der KREDO-Erstfassung im Mai 2008 war dies noch nicht der Fall), so findet die Notwendigkeit der Regellast und Speicherfahrweise bisher keine Beachtung.

Dabei hat gerade der Vattenfall-Versorgungsbereich mit den Pumpspeicherwerken (PSW) u. a. Goldisthal 1060 MW, Markersbach 1050 MW und hier sogar im Norden mit Geesthacht 120 MW die besten Voraussetzungen im Vergleich zu den E.ON-, RWE- und EnBW-Versorgungsgebieten. Alle PSW befinden sich jedoch gegenwärtig außer Betrieb. Können wir uns das leisten? Offenbar - ja.

Wie soll dann der Netzbetreiber im Norden die Wind-Leistungsüberschüsse ausregeln bzw. puffern? Da hilft nur der Verkauf von Netz und damit Regelverantwortung. Denn Regelmöglichkeiten hat er im Norden nicht: Das sinnvolle, im Norden einzige Pumpspeicherwerk Geesthacht mit 120 MW steht (aus wirtschaftlichen Gründen), die gut regelbaren Siedewasser-Kernkraftwerke Krümmel und Brunsbüttel stehen (aus technischen und politischen Gründen). Die Abschaltung gerade dieser gut regelfähigen Kernkraftwerke mit einem Regelvolumen von fast 1000 MW (in der Größenordnung wie das PSW Goldisthal) ist - vor diesem Hintergrund - alles andere als klug.

Regelkapazität durch zunehmende Anzahl von kleinen Biogasstromerzeugern entfällt wegen fehlendem Anreiz, der überfällige Netzausbau zur Vergleichmäßigung von Spitzenlast und Spitzenüberschuss kommt nicht voran und Regelkapazität weit entfernt im Süden des Versorgungsbereiches ist ineffizient.

Die Gründe liegen in den ungeeigneten gesetzlichen Rahmenbedingungen, wie der gültigen Strom-Netzzugangs-Verordnung (NZV) und Strom-Netzentgelt-Verordnung (NEV).

Bereits zum gegenwärtigen Zeitpunkt - bei dem noch geringen Windkraft-Ausbau von < 20 % der möglichen Leistung - war es deshalb beim Durchgang eines Starkwindfeldes 2007 erforderlich, die Leistung des größten Braunkohle-Kraftwerkes im Vattenfall-Versorgungsbereich Jäntschwalde bis auf einen Kessel herunter zu fahren.

Wie soll das erst werden, wenn MV seinen Nachholbedarf in der Windkraftnutzung gegenüber anderen Bundesländern mit wesentlich geringeren Windressourcen, wie u.a. Sachsen-Anhalt, Brandenburg und NRW aufholt?

Eine nachhaltige, optimierte Windkraftnutzung erfordert einen entsprechenden Regellastausgleich. Elektroenergie ist großtechnisch nicht speicherbar, obwohl es zahlreiche Anläufe und Versuche hierzu gab und gibt. Einzig Pumpspeicherkraftwerke sind eine halbwegs ökonomische Alternative. Alle anderen Varianten, einschließlich Wasserstoffelektrolyse, Druckluftspeicherung, Elektro-Großspeicherbatterien (Säure-Vanadium) u.a. haben ihre Wirtschaftlichkeit noch nicht nachweisen können. Pumpspeicheranlagen entfallen für unsere Region, infolge nicht vorhandenen geodätischen Profils. Es verbleibt demnach für unsere Küstenregion nur eine sinnvolle Regellastfahrweise.

Gasturbinenkraftwerke eignen sich hierbei zur Ausregelung der Lastwechselfälle sehr gut. Sie verfügen über Schnellstarteigenschaften und können auch gut einen Insel- oder “Schwarzstart“ nach einem Netzzusammenbruch bewältigen.

Versorgungsunsicherheit mit Erdgas wird nicht gesehen. Russland war zu allen Zeiten - trotz politischer Differenzen - ein verlässlicher, vertragstreuer Handelspartner. Zudem sorgt dessen unmittelbare Strommarktbeteiligung in Deutschland im unlösbaren Verbund mit der Gasmarktbelieferung über die Nord-Stream-Leitung nach Deutschland und Europa für ausgleichende Stabilität. Eine andere Frage ist der perspektivisch sicher unausweichlich steigende Erdgaspreis. Selbst dann wäre die Existenz der Gaskraftwerke mit einer Mindestregelfunktion als Back-up alternativlos.

Ein Gas- und Dampfkraftwerk (GuD) ist auch für Lastregelfälle auslegbar. Die Gasturbine verfügt über Schnellstart- und Schnell-Lastabsenkeigenschaften, da sie keinen vorgeschalteten Feuerungskessel mit großer Wärmekapazität und damit großer Regelträgheit besitzt. Der nachgeschaltete Wärmetauscher mit der Dampfturbine ist naturgemäß träger, aber immer noch wesentlich regelgeeigneter als ein kohlebefeuerter Kessel.

Wenn es sich beim GuD-Kraftwerk um einen Einwellen-Turbosatz handelt, bestimmt der Dampfteil die Regeleigenschaften. Aber - wie bereits angedeutet - ist das eine Auslegungsfrage. Wenn die vorgesehenen GuD-Kraftwerke auf maximalem Wirkungsgrad von annähernd 60 % unter Inanspruchnahme der (deplatzierten) gültigen Kraft-Netzanschluss-Verordnung (KraftNAV) ausgelegt werden, kann die gewünschte Regelfähigkeit auf der Strecke bleiben. Das wäre fatal. Denn gerade am Standort Lubmin machen Gaskraftwerke Sinn, da

- die alternierende Windenergie standortnah kompensierbar ist,
- in der heizfreien Jahreszeit sich dadurch die Erdgasabnahme vergleichmäßigen und
- die notwendige Grundlast in der heizfreien Zeit bei Nichtverfügbarkeit der zahlreichen BHKW und KWK-Einheiten (besonders bei Stadtwerken) abgedeckt werden kann.

Bei nahenden Starkwindfeldern dürfte eine adaptive Lastregelung bei einem entsprechend ausgelegten GuD-Kraftwerk ausreichend sein. Auch von der Leistungsgröße wäre mit dem zweiten geplanten GuD-Kraftwerk ausreichend Regelgröße vorhanden, da die bestehenden und zu errichtenden Verbundleitungen und die räumliche Verteilung der Starkwindfelder die Regelgröße dämpfen.

Es soll darauf hingewiesen werden, dass bei Sturm- und Orkanstärken (> 10 Bft) die so genannte Überlebensstellung der Windkraftanlagen (Feststellbremse + Beidrehen der Rotorflügel) einsetzt, die eine weitere Elektroenergieerzeugung ausschließt. D.h. Orkanfelder sind nicht nutzbar. Beim Durchgang eines Starkwindfeldes kann es deshalb zu einem kurzzeitigen Leistungsabfall kommen, der jedoch jeweils nur lokal und damit nicht gleichzeitig eintritt.
Als Faustformel gilt für die nachhaltige und effektive Windnutzung: für jedes installierte Kilowatt Windenergie sollte 1 Kilowatt fossiler Regelleistung beigestellt werden (Quelle: Subsidies by the German EEG to wind parks: A promising investment to fufil the Kyoto protokol). Das gilt im Netzverbund.

Von einer “Vorfahrt“ für erneuerbare Energien kann auf Grund der v. g. Gesetzeslage und den nicht vorankommenden Netzausbau bei einer genehmigten Schaffung erheblicher Überkapazitäten (DONG-Steinkohlekraftwerk) nicht mehr ausgegangen werden.
Die zu erzeugende Elektroenergie wird weder als regelresistente Grundlast gebraucht, noch ist sie (gesetzlich) als Back-up für die erneuerbaren Energien (Wind) geeignet.
Sie kann zudem - wie dargelegt - nicht abgeleitet werden und das noch oft fernab von Verbraucherschwerpunkten mit erheblichen Leitungsverlusten.

Dass es sich um potenzielle und regelresistente Überkapazitäten handelt, wird deutlich, weil die Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie die Kraftwerks-Netzanschluss-Verordnung (KraftNAV) vom 26.06.2007 den Neuerrichtern 10 Jahre Volllasteinspeisung gesetzlich garantiert:

§ 7 Netzzugang bei Engpässen:
(1) Anschlussnehmern steht…ein Anspruch auf bevorzugten Netzzugang im Fall von Engpässen im deutschen Übertragungsnetz zu.
(3): Der Anspruch auf bevorzugten Netzzugang nach Absatz 1 ist auf zehn Jahre ab dem Datum der ersten Netzeinspeisung, spätestens jedoch ab dem 31. Dezember 2012, befristet. Er hat zum Inhalt, dass abweichend von § 15 Abs. 2 der Stromnetzzugangsverordnung von dem Netzbetreiber im Fall eines Engpasses die Bereitstellung von Leitungskapazität ohne die Erhebung von zusätzlichen Entgelten verlangt werden kann. Würde durch die Ausübung von Rechten nach Absatz 1 mehr als die Hälfte der verfügbaren Leitungskapazität in Anspruch genommen, so sind die bevorzugten Netzzugangsrechte anteilig zu kürzen…

Wer als Investor und Betreiber senkt dann seine Kraftwerksleistung freiwillig ein, besonders wenn er EVU-fremder Einspeiser ist, der keine Regelverantwortung trägt? Hier geht es um sehr hohe Geldbeträge und das weckt Begehrlichkeiten.

Warum wollen sich Vattenfall und E.ON vor diesem Gesetzeshintergrund von ihren Netzen und damit von der Regelverantwortung trennen? Offenbar nicht nur wegen des unlukrativen Investitionsstaus beim Netzausbau. Die Regelverantwortung ist damit nicht nur unlukrativ, sondern auch - in Abhängigkeit der Anzahl neuer, EVU-fremder Kraftwerke - kaum noch zu leisten. Das führt dann zwangsläufig zu regionalen Netz-Überspannungen. Die KraftNAV muss schnellstens annulliert werden (siehe auch Abschnitt 16). Hier besteht dringender Handlungsbedarf.

Teil der Freiluftschaltanlage von Vattenfall am Energiestandort Lubmin. Im Hintergrund ein Teil des atomaren Zwischenlagers Nord (ZLN)

Für den Energiestandort Lubmin bedeutet das:

Die Übertragungskapazität der 2 x 380 kV- und 3 x 220 kV-Doppelleitungen mit max. 7.500 kVA begrenzt den On- und Offshore-Windkraftanlagenausbau auf 7 GW. Im Falle einer maximalen Leistungserbringung der Windkraftanlagen müssten die beiden GuD-Kraftwerke (1.400 MW + 1.350 MW) und das Kohlekraftwerk (1.600 MW) auf Null gefahren werden (siehe auch Punkt 2).

5. Biogasstromerzeugung und andere Erneuerbare

Ein ebenso unhaltbarer Zustand ist das derzeitige “Brachliegen“ der zunehmend zahlreichen Biogasstromerzeuger. Das “Brachliegen“ bezieht sich auf die nicht ausgeschöpften potenziellen Speicher- und Regelmöglichkeiten zum notwendigen Backup der volatilen Energieträger. Das ist bisher unbeachtet geblieben. Die Biogasanlagen haben bereits mit insgesamt ca. 1.300 MW eine nicht zu unterschätzende Leistungs-(regel-)größe erreicht (Handelsblatt v. 11.02.09).

“Guten Strom zur rechten Zeit“ kann man so erhalten, wenn Voraussetzungen und geeignete gesetzliche Rahmenbedingungen vorhanden wären. Aber diese sind z. Z. nicht einmal angedacht. Auch hier besteht akuter Handlungsbedarf, denn dies wurde bei der Novellierung des Erneuerbaren Energien Gesetzes EEG (erst Ende 2008) schlicht vergessen.

Gerade Biogasanlagen könnten einen gewichtigen Speicher- und Regeleffekt leisten. Das Biogas ermöglicht eine bestimmte Speicherfahrweise. Die Leistung muss dann über eine intelligente und sinnvolle **Informationstechnik** abgerufen und entsprechend gefördert werden. Das IKT- basierte Energiesystem (IKT = Informations- und Kommunikationstechnologien) des BMWi könnte dabei hilfreich werden - aber dazu sind auch geeignete gesetzliche Rahmenbedingungen vonnöten.

In dem 2006 durch über 5000 Kleininvestoren in Penkun errichteten Biogas-Anlagenpark mit vierzig 500 kW-Modulen herrscht „Untergangsstimmung“. 250 Anlagen sind von der Pleite bedroht (Welt, Wirtsch. v.26.03.09).

40 standardisierte 500kW$_{el}$-Module ergeben 20 MW – das ist der größte Biogasanlagenpark der Welt.
©NAWARO BioEnergie AG

Es sind keine “verkappten Großanlagen“, wie das Gabriel-Ministerium glauben machen will. Es sind wertvolle Speicher- und Regelanlagen. Man muss nur die richtigen Rahmenbedingungen schaffen! Da fragt man sich, wer berät das BMU?

Wenn allein die Biogasanlagen in Deutschland verstärkt zur Abdeckung der Spitzenlast eingesetzt würden, käme bereits beim heutigen Anlagenbestand die o. g. Regelleistung von mehr als 1300 MW zusammen. Das ist mehr Leistung als das derzeit größte Pumpspeicherwerk Goldisthal mit 1.042 MW.

Durch kluge Steuerung der Bioenergien wären zahlreiche konventionelle Kraftwerke überflüssig (TAZ, Wirtschaft /Unternehmen v. 19.01.09).

Zum “Nulltarif“ bekommt man dies natürlich nicht. Aber es ist immer noch billiger als hocheffiziente Grundlastkraftwerke zurückzufahren. Das Beispiel E.ON aus dem Jahre 2008 zeigt bei einem Windüberangebot, dass man lieber die Windanlagen vom Netz nimmt statt die Kraftwerke herunterzufahren. Die Einspeisevergütung wird dann eben aus der “Portokasse“ bezahlt.

Aber das sind verlorene Fördermittel (vergeudete Steuern), verlorene (nicht erneuerbare) Energie-Ressourcen und unnötige Klimabelastung.

Wie bereits ausgeführt, kann der Grundlastanteil (mit Synchrongeneratoren) gegenüber der asynchronen Windkraft- und BHKW-Einspeisung insbesondere durch den Netzausbau reduziert werden und wird sich auch künftig degressiv gestalten.

Auch bei einer perspektivischen Geothermienutzung - die durchaus langfristiges Potenzial hat - sind sinnvolle Förderrichtlinen vonnöten. Ebenso, aber entgegengesetzt ist für die Photovoltaik eine stärker degressive Gestaltung der Förderung vonnöten. Die Ausreichung von Fördergeldern für eine bekannte Technik in sonnenscheinarmer Region ist uneffektiv.

Auf dem Gelände der Energiewerke Nord wird außerdem bereits eine Solarstromanlage mit 1,8 MW betrieben. Perspektivisch wird der Anteil von Solarenergie in MV jedoch gering bleiben. Regionen mit mehr Sonnenstunden - wie der Mittelmeerraum oder Nordafrika haben ungefähr den 2,5-fachen Flächenertrag. Zudem wird und muss die Förderung hierzu mehr degressiv gestaltet werden. Das jedoch soll nicht heißen, dass Solarenergie langfristig keine Perspektive hat, nur in unserer Ostseeküstenregion sind die klimatologischen Voraussetzungen hierfür geringer.

Biogasanlagenpark Penkun ©NAWARO BioEnergie AG

6. Die Grundlastgewährleistung

Um allen Elektroenergie-Verbrauchern Frequenz- und Spannungskonstanz zu gewährleisen, bedarf es eines sicheren Anteiles an Grundlasterzeugung in Kraftwerken mit Synchrongeneratoren. Hierbei gelten als Grundlastkapazitäten in Deutschland Kraftwerke, die mindestens 7000 Stunden im Jahr am Netz sind.
Der Begriff Grundlast ist hierbei doppeldeutig: Zum einen die v.g. definitionsgemäß 7000 Volllast-Stunden und anderseits die ständige (rund um die Uhr-) Grundlast-Kapazitäts-Verfügbarkeit.

Die installierten Grundlastkraftwerkskapazitäten setzen sich derzeit in Deutschland anteilig zu ≈ 23% aus Kernenergie und das doppelte zu ≈ 46% aus Kohle zusammen.
Dabei trägt die, aus Kernenergie erzeugte Elektroenergie zu 50% und die aus Kohle erzeugte Elektroenergie nur zu 30% zur Grundlast bei.
Der daraus resultierende Grundlastanteil beträgt z.Z.(noch) 80% an der Gesamtstromerzeugung.

So ist für die Zukunft eine EU-weite Netzplanung sinnvoll. Das würde versorgungsgebiets- und national-optimierte Grundlastinvestitionen erübrigen.

Dass in der Literatur dazu kaum belastbare quantitative Angaben zu finden sind, liegt an der jeweils vorhandenen spezifischen Netzkonstellation.

Als vorsichtig optimistisches Zukunftsziel sollte 50% ständiger Grundlastanteil genannt werden. Das entspräche dann einer Leistung von nur noch ≈ 22 GW. Die Grundlastkapazität müsste natürlich höher angesetzt werden, aber nicht das Doppelte.

Das setzt aber eine - von wirtschaftlichen Einzelinteressen freie - überregionale Planung voraus. Die Situation ist gegenwärtig in der EU noch national-staatlich geprägt. Die meisten EU-Länder setzen auf Kernenergie oder auf ihre Wasserkraftressourcen. Kohlekraftwerke wollen derzeit immer weniger EU-Länder, außer Deutschland.

Auch Küstenländer wollen keine neuen Kohlekraftwerke, obwohl sie günstige Voraussetzungen für Kohleimporte haben (s. Abschnitt 14. Internationale Vergleiche) Sie importieren lieber seit Jahren Grundlast (Niederlande und Italien), offenbar mit Rücksicht auf den dortigen Wählerwillen.

Eine wichtige Größe in diesem Zusammenhang ist die räumliche Entfernung von den Verbraucher-Schwerpunkten. Die notwendige, enge nationale und internationale Vernetzung stößt erst dann an ihre Grenzen, wenn infolge von Leitungsverlusten im Hochspannungsnetz die Wirtschaftlichkeit eingeschränkt wird. So lässt sich der tages- und jahreszeitliche Gang des Elektroenergiebedarfes nur begrenzt um den Globus verlagern. Eine Verbesserung stellt hierbei die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) dar, wie bereits ausgeführt.

Ebenso besteht derzeit bereits - bezogen auf die Kohleverstromung - ein unausgewogener Mix aus einzelnen Energieträgern: Steinkohle ist gegenwärtig überproportional in MV (56 %); und in Deutschland insgesamt mit 46 % als Stein- und Braunkohleverstromung vertreten.

Mit dem beabsichtigten Ausstieg aus der Kernenergie verbleibt für die Grundlastgewährleistung nur das Verstromen fossiler Energieträger, besonders Kohle.

Das Gutachten / Abschlussbericht v. 30.05.08 des vom Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) beauftragten Gutachterkonsortiums, ermittelt keine Versorgunglücke, trotz schrittweisen Ausstiegs aus der Kernenergie bis 2023 und entgegen der bisherigen Auffassung des Bundeswirtschaftsministeriums und der dena. Die Versorgungssicherheit könnte demnach mit dem Zubau von neuer Kraftwerkskapazität von 5 Gigawatt (nach 2015) vollständig gewährleistet werden.
So sind derzeit in Deutschland bereits nachstehende neue Kraftwerksvorhaben im Bau bzw. genehmigt (Quelle: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft):

Braunkohlekraftwerk Neurath / Grevenbroich	2200 MW	in Errichtung
Braunkohlekraftwerk Boxberg	675 MW	- " –
Braunkohlekraftwerk Goldberg N1	200 MW	- " –
Steinkohlekraftwerk Duisburg	750 MW	- " –
Steinkohlekraftwerk Datteln	1050 MW	- " -
Steinkohlekraftwerk Herne	750 MW	- " –
Steinkohlekraftwerk Lünen	750 MW	- " -
Steinkohlekraftwerk Hürth	450 MW	- " -
Steinkohlekraftwerk Moorburg	1640 MW	- " -
Steinkohlekraftwerk Wilhelmshaven	800 MW	genehmigt
Steinkohlekraftwerk Gelsenkirchen-Scholven	1500 MW	- " -
Steinkohlekraftwerk Ruhrgebiet	1100 MW	- " -
Steinkohlekraftwerk Karlsruhe / Rheinhafen	910 MW	- " -
Braunkohlekraftwerk Schwarze Pumpe	300 MW	- " –
Braunkohlekraftwerk Wählitz	500 MW	- " –
Steinkohlekraftwerk Hamm	1640 MW	- " -
Steinkohlekraftwerk Köln-Niel	800 MW	- " -
	∑: 16.015 MW	
	=========	

Hinzu kommen die im Bau befindlichen, genehmigten und vorgenehmigten Gaskraftwerke:

Gas- bzw. GuD-Kraftwerk Irsching 4	800 MW	
Gas- bzw. GuD-Kraftwerk Irsching 5	530 MW	
Gas- bzw. GuD-Kraftwerk Braunschweig	400 MW	
Gas- bzw. GuD-Kraftwerk Dettelbach	800 MW	
Gas- bzw. GuD-Kraftwerk Lingen neu	1160 MW	
Gas- bzw. GuD-Kraftwerk Bocholt	400 MW	
Gas- bzw. GuD-Kraftwerk Lichterfelde	150 MW	
Gas- bzw. GuD-Kraftwerk Mecklar-Marbach	1000 MW	
Gas- bzw. GuD-Kraftwerk Querschied-Weiher	400 MW	
Gas- bzw. GuD-Kraftwerk Reuter West Topp.	150 MW	
Gas- bzw. GuD-Kraftwerk Wertheim	400 MW	
Gas- bzw. GuD-Kraftwerk E.ON /GAZPROM	1400 MW	(Lubmin ist für Erdgas der güns-
Gas- bzw. GuD-Kraftwerk EnBW	1350 MW	tigste Standort in Deutschland)
	∑: 8 940 MW	
	=========	

Diese im Bau befindlichen und genehmigten Kraftwerkskapazitäten von insgesamt **25 Gigawatt** sind dann rechtlich verbriefte Grundlastkapazitäten (gem. KraftNAV). Die noch real vorhandenen Kernkraftwerke mit einer gegenwärtigen installierten Leistung von **21,5 Gigwatt** sollen schrittweise vom Netz genommen werden, so dass jedoch bereits ab 2013 eine Überkapazität an Grundlastkraftwerken entsteht.
Dennoch sind weitere geplant bzw. beantragt. (u. a. Brunsbüttel 1600 MW, Stade 800 MW Mainz-Wiesbaden 800 MW, Lübeck 444 MW und DONG Energy Lubmin 1600 MW, insgesamt mehr als 5 GW). Diese finden aber immer weniger Akzeptanz (Rede der Bundeskanzlerin am 18.02.09 in Neubrandenburg).

Z.Z. hat Deutschland eine installierte Leistung (gem. BMWi) von ≈137 GW und z.B. 2007 wurden in der Spitze maximal ≈ 78 GW abgerufen wurden (minimal ≈ 34 GW).Nun sollen eine Reihe älterer Kohlekraftwerke mit schlechterem Wirkungsgrad ersetzt werden, was vernünftig und richtig ist. Aber auch hier muss man mit Augenmaß handeln, um nicht unverhältnismäßig Arbeitskräfte aus der Kohlegewinnung auf die Südhalbkugel zu exportieren. Schließlich sind alte abgeschriebene Kraftwerke für die Betreiber immer noch rentabel.

Die Steuerung der Kraftwerke durch die Energiekonzerne erfolgt ohnehin nach dem **Kosten-Verhältnis-Zuwachs-Verfahren** (die preisgünstigsten Kraftwerke sind vorrangig am Netz). Die weniger rentablen Altanlagen mit schlechtem Wirkungsgrad sind weniger am Netz, d. h. in Reserve, aber werden deshalb nicht stillgelegt. Dadurch fällt bei letzteren deren höhere CO_2-

Emission weniger ins Gewicht und der effektive Ø-Wirkungsgrad ist dadurch höher, als es die installierten Kraftwerke ausweisen.

Stellt man nun eine einfache Summation bzw. Dreisatz-Überlegung über die derzeitige Grundlastgestellung an, so entfällt beim Atomausstiegsszenario schrittweise die z. Z. real noch vorhandene **21,5 GW** Kernenergiekapazität, die derzeit **50 % der Grundlast** beisteuert.
(Die Nettoleistung ist geringer, da bei Kernkraftwerken die max. Verfügbarkeit $^{11}/_{12} \approx$ 92% im Jahr infolge der durchschnittlichen Revisions- und Umladezeiten von ca. 4 Wochen gemindert ist. Der Realwert betrug 2007 ≈ 88 %, was der o. g. Grundlastdefinition entspricht).

Die restliche benötigte Grundlast von derzeit **30 % entspricht** dann ca. **13 GW.** Diese erzeugen vorhandene neuere und ältere Kohle- und Gaskraftwerke. Die installierte Kohlekraftwerksleistung ist jedoch wesentlich höher. Sie beträgt derzeit mindestens etwa 45 GW, wobei durchschnittlich weniger als ⅓ voll am Netz ist. Mehr als ⅔ wird dagegen leistungsgemindert gefahren oder in Reserve gehalten. Das sind überwiegend die uneffektiven Altanlagen in der Größenordnung von ca. **32 GW**. Hier regeln die EVU das Verhältnis Neuanlagen zu Altanlagen durch das Kosten-Verhältnis-Zuwachs-Verfahren vernünftig selbst.

Das Vattenfall-Steinkohlekraftwerk Moorburg, Bautenstand vom 30. November 2008
Foto: Jelinski

Wenn spätestens 2013 die o. g. neuen Anlagen mit mehr als **25 GW** in Betrieb genommen sind, wäre - trotz planmäßiger Abschaltung - immer noch eine installierte Kernkraftwerksleistung von insgesamt knapp **≈ 15 GW** vorhanden. Das wäre bereits eine **Überkapazität**, denn es existieren ja gegenwärtig auch neuere und modernere Kohlekraftwerksanlagen, die nicht ersetzt werden

müssen (z.B. KW Lippendorf mit 1800 MW oder KW Rostock mit 550 MW und viele weitere, die nicht im Einzelnen betrachtet werden sollen). Schätzungsweise beträgt dieser Anteil **6 GW**.

D.h. die Überkapazität an Grundlast beträgt somit spätestens 2013 mindestens **5,5 GW**, da **15 GW** (Kernkraftwerke) + **6 GW** (relativ neue Kohle-Kohlekraftwerke) + **25 GW** neu errichtete (Grundlast-) Kraftwerke ≈ **40 GW Grundlast** zu derzeit insgesamt ≈ **34,5 GW** Grundlastbedarf. (Dieser könnte perspektivisch sogar auf bis zu 22 GW absinken s. o.)

Der Komplettausstieg aus der Kernenergie würde aber erst 2023 eintreten.

Neben den überdeckenden Restlaufzeiten der Kernkraftwerke kommen die zunehmenden Kapazitäten erneuerbarer Energien hinzu. Ebenso ist der derzeitige Exportüberschuss von ca. fast 20 Mrd. kWh jährlich nicht berücksichtigt, der der Leistung von ca. zwei Großkraftwerken entspricht.

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BEDW) nennt insgesamt eine Zahl von 60 neuen Anlagen (Kohle- und Gas- und Laufwasserkraftwerke sowie Wind- und Großsolaranlagen mit einer installierten Gesamtleistung von **34,4 Gigawatt**, die von 2009 bis 2018 in Betrieb gehen sollen. Diese alle würden in den "Genuss" einer 10-jährigen Volllastfahrweise (als Vorfahrt!), sozusagen auch grundlastwirksam kommen.

Es wäre eine Katastrophe, wenn das so eintreten würde. Uns würden "die Lichter - wegen Überspannung - ausgehen", wenn die EVU nicht (freiwillig) ihrer Regelverantwortung gerecht würden. Aber was ist, wenn die EVU ihre Netze und damit Regelverantwortung verkaufen?
Die Energie- und Investitions-Effizienz bliebe "auf der Strecke"- oder Schadenersatzforderungen?

Was wird aus dem Grundlastüberhang? Er wird zurückgehalten, um den Preis an der Leipziger Börse hochzuhalten. Von mehr Wettbewerb keine Spur - zumindest war es bisher so und es sind keine Regularien in Sicht, die das künftig verhindern.

Die Ansicht, dass allein der Bau neuer Kohlekraftwerke zu mehr Wettbewerb und damit zu niedrigeren Preisen führt, ist so nicht haltbar. Im Gegenteil: Die *scheuentorgroßen Lücken* bei der Liberalisierung (Handelsblatt 05.02.09) für Marktmacht-Missbrauch und Insidergeschäfte beim Stromhandel sind die Realität (siehe auch Anlage 4).

Der Fehler, der bei den früheren Aussagen zu einer Energielücke der dena und des BMWi zugrunde liegt, ist die Gleichsetzung von installierter Kraftwerksleistung zur effektiven (abgerufenen) Energieerzeugung. Die Reservehaltung und eingesenkte Fahrweise wurde ebenso unzureichend berücksichtigt, wie auch der Zuwachs an erneuerbaren Energien.

Dass die Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) eine konsortiale Gründung mit unterschiedlichen Gesellschafteranteilen, die eigens zur Regierungsberatung geschaffen wurde, innerhalb eines Jahres mehrfach ihre Grundaussagen ändert, ist für die chaotische Energiepolitik kennzeichnend. Einmal wird - als Untergangsszenario - eine Energielücke von 12 bis 22 GW prognostiziert, die in der Konsequenz 35 neue Ersatz-Kohlekraftwerke einfordert. Dann entsteht wiederum gar keine Lücke! Das ist wie "Lebenslänglich oder Freispruch".

Die Argumente, die beispielsweise S. Kohler, Geschäftsführer der dena (im OZ-Interview vom 22.05.2008) zur Begründung des Steinkohlekraftwerkes Lubmin vertritt, sind schlicht falsch. Es betrifft dies die Schaffung von neuen Arbeitsplätzen, weniger CO_2-Emissionen, mehr Wettbewerb, was bereits hinreichend widerlegt ist. Und man solle die Entscheidung (über Bau oder Nichtbau) dem dänischen Investor selbst überlassen. Der dänische Staatskonzern DONG Energy hat sich bereits entschieden und klammert sich mit allen sich bietenden Mitteln an sein Jahrhundertgeschäft, da sich nirgendwo anders in Europa Kohleverstromung so "rechnet".

Neben den überdeckenden Restlaufzeiten der Kernkraftwerke kommen die zunehmenden Kapazitäten erneuerbarer Energien hinzu. Ebenso ist der o. g. Exportüberschuss von fast 3 GW nicht berücksichtigt.

Man investiert deshalb viel lieber in Steinkohlekraftwerke. Hier ist gegenwärtig das meiste zu verdienen. Ohne Rücksicht auf Zukunft, Klima, Landschaft, Bevölkerung - und in der Hoffnung auf das große Europa-Exportgeschäft - werden die vielfältigen Effizienzbemühungen gewissenlos

ausgehebelt. Man steuert “sehenden Auges“ in eine Überkapazitätskrise - die Finanzmarktkrise “lässt grüssen!“

Zusätzliche Steinkohlegroßkraftwerke bringen keine Strompreissenkung. Sie erhöhen (zunächst) nur den Gewinn der Konzerne durch Personal- und Brennstoffkostenersparnis. Nicht subventionierte Braunkohlearbeitsplätze würden dann im Versorgungsbereich von Vattenfall oder RWE auf die Südhalbkugel exportiert. (Die 140 Dauerarbeitsplätze des vorgesehenen Steinkohlekraftwerkes Lubmin bei einer Jahreserzeugung von ≈ 12 Mrd. kWh entspricht einem Bedienungsfaktor von 10 AK/Mrd. kWh.

In Mecklenburg-Vorpommern werden im Gegensatz dazu zur Erzeugung von einer Mrd. kWh mehr als 200 Arbeitskräfte benötigt. Die so jährlich erzeugten 7,6 Mrd. kWh sind trotzdem nicht unrentabel. Daraus ist ersichtlich, dass neben dem o.g. nicht funktionierenden Wettbewerb das strapazierte Arbeitskräfteargument unserer Landesregierung und des Investors in keiner Weise stichhaltig ist.

Hinzu kommt, dass alle europäischen Länder (insbesondere die begünstigten Küstenländer mit ausreichend Häfen) Import-Steinkohlekraftwerke - offenbar aus Wählerzwängen - nicht wollen (s. Abschnitt 14. Internationale Vergleiche).

Eine politisch und staatlich oktroyierte Entscheidung für die Errichtung eines reinen Kohle-Grundlast-Kond.-Kraftwerkes passt hierzu weder vom derzeitigen energetischen Netzkonzept, noch von der notwendigen Regellastfahrweise bei der effektiven Nutzung von Starkwindfeldern. Für neue fossile, regelresistente Großkraftwerke lässt sich über die bereits genehmigten Kraftwerke hinaus kein technisch-sachliches, kein beschäftigungspolitisches, kein wirtschaftlich-fiskalisches und kein solidarisches Argument finden und eine zusätzliche Förderung in bekannte Technik ist unangemessen. Es entsteht der Eindruck einer politischen “Würfelentscheidung“.

D. h. es geht völlig an den technischen Notwendigkeiten und selbst gesteckten Zielen vorbei. Daran fühlt sich der potenzielle Investor, der dänische Staatskonzern Dong-Energy mit seinem übergroßen wirtschaftlichen Interesse (frei von Wählerzwängen) natürlich nicht gebunden.

Eine Preissenkung von Elektroenergie ist infolge der Börsenpreisbildung nicht zu erwarten. Es sei an dieser Stelle vermerkt, dass die Braunkohleförderung und -verstromung nicht subventioniert, also rentabel ist, aber den Konzernen zuweilen nicht reicht, obwohl keine Wettbewerbszwänge bestehen.

Zur Wettbewerbssituation sei ein Interview mit dem renommierten Kölner Ökonomieprofessor A. Ockenfels (im Handelsblatt vom 16.03.08) zitiert: “*…es gibt keine Studie, die für Strommärkte einen nennenswerten Zusammenhang zwischen Marktstruktur und Preisen herstellt. Der Grund ist, dass man den Strom nicht lagern kann. So lange es Überkapazitäten gibt, ist es nicht wie ein Markt für Äpfel und Autos. Es kann keine Marktmacht ausgeübt werden. Erst wenn die Erzeugungskapazitäten knapp werden…“*.

Aber diese kann man auch - wie das Beispiel E.ON aus der Vergangenheit zeigt - künstlich knapp halten und hebelt den Wettbewerb dadurch aus. Das ist Preistreiberei und muss künftig durch Korrekturen an der Liberalisierung vermieden werden. Das ist ein ebenfalls akuter politischer Handlungsbedarf (Tageszeitung, Wirtsch./Untern. vom 27.03.09, Handelsblatt 05.02.09).

D. h. dennoch klar und deutlich, mit der engeren Vernetzung können Erzeuger- und Reservekapazitäten gespart werden, ohne dass Verknappung eintritt.

7. Der Wirkungsgrad bei fossiler Stromerzeugung

Der Wirkungsgrad ist besonders bei der Erzeugung von Elektroenergie aus fossilen Rohstoffen ein entscheidendes Kriterium und von herausragender und dreifacher Bedeutung, wegen

- der begrenzten fossilen Ressourcen
- der Importabhängigkeit und
- der klimaschädigenden CO_2-Emissionen.

Deshalb werden international Forschungs- und Entwicklungsbemühungen unternommen, um wirkungsgradverbessernde Maßnahmen einzuführen. Wirkungsgradprüfungen sollten unverzichtbarer Bestandteil von Umweltverträglichkeitsprüfungen und Genehmigungsverfahren sein.

Aber es wird zuweilen Unwahres verbreitet, aus welcher Motivation auch immer. Dies reicht bis in die Politik hinein. Politik sollte immer mit der Analyse der Realitäten beginnen und nicht mit fundamentalistischen Wunschvorstellungen.

An dieser Stelle muss außerdem angemerkt werden, dass verschiedentlich Wirkungsgrade bei KWK und Blockheizkraftwerken von 90% und mehr genannt werden. Das ist im Jahresdurchschnitt unreal und die halbe Wahrheit, da diese Wirkungsgrade nur im tiefsten Winter bei voller Wärmeabnahme erreichbar sind. Deshalb ist die wirtschaftlich zu erzeugende Strommenge bei BHKW's wesentlich geringer als die installierte Leistung (es wird im Schnitt von maximal 35% bis 40% ausgegangen).

Bei Nutzung von Prozess- und Abwärme als Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ließe sich mit einem GuD-Kraftwerk am Standort Lubmin, in Abhängigkeit des Bedarfes, durchaus ein Wirkungsgrad von 65…70 % (je nach Wärmeabnahme) erreichen.

Ganzjährige Abwärme- und Prozesswärmeauskopplungen sind allerdings "seltene Edelsteine" und man kann sie nicht herbeizaubern.

Es ist das Gebot unserer Zukunftsverantwortung, dem Wirkungsgrad - sofern keine Alternative zur Energieerzeugung aus fossilen Rohstoffen besteht - höchste Priorität einzuräumen.
Wirkungsgradverbessernd sind in jedem Falle nachgeordnete Industrie-Ansiedlungen zur ganzjährigen Nutzung von Ab- und Prozesswärme als Kraft-Wärme-Kopplung (KWK).

KWK um jeden Preis, nur für Wohn- und Gesellschaftsbauten, führt zu einem Trugschluss. Als trauriges Beispiel hierfür sei Dänemark benannt: Unser nördliches Nachbarland ist weltweit führend in der Windenergienutzung pro Kopf und es ist führend bei der Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung. Dennoch belegt es z. Z. den letzten Platz in der EU wegen der Verfehlung seiner nationalen CO_2-Einsparziele um ca. 9% (FAZ, Politik vom 05.08.2008).

Der Hauptgrund liegt darin, dass ein hoher Wirkungsgrad von Kraft-Wärme-Kopplung, BHKW etc. nur bei überwiegend kontinuierlicher Prozesswärmeabnahme erreicht wird. Wenn die KWK nur für Heizung von Wohn- und Gesellschaftsbauten realisiert wird, liegt keine Nachfrage in der heizfreien Zeit vor. KWK-Anlagen - sofern man nichts anderes hat - erzeugen die auch im Sommer notwendige Grundlast mit einem "grottenschlechten" Wirkungsgrad.

Die verfehlten CO_2-Einsparungsziele könnten auch der wahre Grund für die Nichtgenehmigungsfähigkeit des DONG-Kraftwerkes in Dänemark zu sein und nicht die fehlende KWK. Man braucht aber dringend in der heizfreien und windarmen Zeit CO_2-freie Grundlast. Doch woher bekommt Dänemark in der heizfreien Zeit seine fehlende Grundlast, um sein CO_2-Konto nicht noch weiter zu belasten? Da bietet sich aus dänischer Sicht Deutschland hervorragend an.

Über die bereits existierende Seekabelverbindung kann die Leipziger Börse für die fehlende Sommergrundlast umgangen werden. Darüber hinaus kann auch dänischer Stromexport von deutschem Boden aus erfolgen unter Umgehung aller gesundheits- und umweltschädigenden Nachteile für das eigene Territorium. Außerdem hätte Dong Energy eine Referenzanlage für den Ostasienexport eines nicht gerade fortgeschrittenen Kraftwerkskonzeptes. Das ermöglicht ein Partizipieren an dem höchst profitablen Ablasshandel mit Zertifikaten (als Nullsummenspiel). Es fließt viel Geld in die Staatskasse.

Diese Vorteile sind sehr einseitig auf dänischer Seite. Versprochene Gewerbesteuereinnahmen für die Kommunen Rubenow und Lubmin bleiben mit Sicherheit aus. Erstens wird durch die hochgespielte Investitionssumme von 2,5 Mrd. Euro langfristig kein Gewinn ausgewiesen. Gemäß internationaler Kennziffern müsste die Investitionssumme bei der komplett vorhandenen Infrastruktur und ohne Kühlturm unter 1,8 Mrd. € liegen. Das Beispiel Moorburg mit größerer Leistung und Fernwärmeauskopplung zeigt dies.

Andererseits besteht die Möglichkeit, billige Importkohle durch ein dänisches Tochterunternehmen von Dong Energy, wie beispielsweise das Kraftwerk Stigsnæs, einzukaufen. Dort kann die Kohle vorzerkleinert werden, bevor sie an Dong Energy Kraftwerke Greifswald GmbH & Co. KG zu einem überhöhten Preis verkauft wird. Die deutsche Dong-Gesellschaft schreibt eine schwarze Null oder Verlust. Die Gewinne fließen in das Ursprungsland Dänemark.

Begehrlichkeiten mecklenburg-vorpommerischer Politiker kehren sich so in das Gegenteil um (Wirtschaftsminister Seidel: „So eine 2,5-Mrd.-Investition lasse ich mir nicht vom Tisch nehmen“).

Als typisches Beispiel einer schöngefärbten Angabe ist der mit 47% angegebene Wirkungsgrad des beantragten Steinkohlekraftwerkes von DONG Energy hier zu nennen:

Der reale Nettowirkungsgrad des Steinkohlekraftwerksvorhabens von Dong-Energy hält einer näheren Betrachtung nicht Stand (d. h. Erzeugung von Elektroenergie fern eines Verbraucher-Schwerpunktes (in Deutschland, der Niederlande oder Dänemark) und wenn man Kohlegewinnung, -transport und -aufbereitung mit einbezieht:

- Wirkungsgrad bei der angegebenen Kraftwerksleistung von **1600 MW:** ≙ **43,8 %**
  (Nettowirkungsgrad bei einer elektrischen Blockleistung von
  747,5 MW ≙ 1495 MW bei einer Nenn-Feuerungsleistung von 3200 MW_{th} ≙ 46,7 %)
- Wirkungsgradverlust durch Kohlegewinnung, -transport und -aufbereitung
  um die halbe Welt + 2x Umschlag: ≈ - 4,5 % ≙
- Wirkungsgradverlust durch vorgesehene und nicht realisierte KWK:
  (geschätzt, vorbehaltlich geforderter Variantenrechnung) ≈ - 4,0 %
- Energiefortleitung zu den Verbrauchs-Schwerpunkten
  Umspannverluste durch 380 kV-Trafo, Hochspannungsleitungsverluste, ≈ - 2,0 %
  im Sommer, denn die Elektroenergie wird in MV grundsätzlich nicht benötigt

(Erhebliche Wirkungsgradverluste durch evtl. CO_2-Sequestrierung nicht betrachtet!) ≈ 33,3 %

Damit wird fast ⅔ der fossilen Energieträger zur CO_2-Erzeugung, d.h. ohne Nutzeffekt verheizt. (Durchschnitts-Wirkungsgrad modernerer deutscher Kohlekraftwerke: 41 % an Verbraucherschwerpunkten, die überwiegend am Netz sind, gemäß gewissenhafter Recherche von Dr. Günter Vater, Greifswald Februar 2008).

Bei konservativer Betrachtung der vorgenannten Wirkungsgrade kann davon ausgegangen werden, dass zwar der Wirkungsgradverlust durch vorgesehene und nicht realisierte KWK entfallen würde (im Nachhinein ist keine Kraftwärmekopplung technisch vernünftig nachrüstbar, diese muss vor der Kraftwerksauslegung bekannt sein). Damit verbleibt der Wirkungsgrad dennoch deutlich unter 40 %. Demgegenüber beträgt der Durchschnittswirkungsgrad der deutschen Kohlekraftwerke nicht 37 % - was für die installierte Leistung zutreffen könnte - aber tatsächlich gefahren werden die Kraftwerke nach dem sogenannten Kosten-Verhältnis-Zuwachs-Verfahren. Das bedeutet, dass uneffiziente Kraftwerke (mit schlechtem Wirkungsgrad) überwiegend die “Reservebank drücken“.

So sind auch Behauptungen der Stromkonzerne, u.a. DONG Energy, haltlos, die glauben machen wollen, dass der Wirkungsgrad ihres neuen Steinkohlekraftwerks bis zu 20 % besser sei als der herkömmlicher Kraftwerke. Die propagierten CO_2-Einsparungen - bei Stilllegungen älterer Kohlekraftwerke – treten so nicht ein.

Das ist damit doppelt unwahr, da alte Kraftwerke nur zögernd stillgelegt werden (Reservehaltung) und der tatsächliche (gefahrene) Ø-Wirkungsgrad bei ≈ 41% liegt, so dass sich aus den obigen Bruttowirkungsgrad ein Negativsaldo ergibt.

8. Die CO_2-Emission und die CCS-Fata Morgana

Zur CO_2-Emission

Die Korrelation zwischen Wirkungsgrad und CO_2-Ausstoß wird auch durch die Art des fossilen Brennstoffes mit beeinflusst. So erzeugt die Verbrennung von

Wasserstoff (H_2) chemisch kein CO_2, nur H_2O,
Methan (CH_4), mit nur einem Teil CO_2 + 2 Teilen H_2O, dann
Äthan (C_2H_6) mit 2 CO_2 + 3 H_2O,
Propan (C_3H_8) mit 3 CO_2 + 4 H_2O usw.

D. h. mit höheren Kohlenwasserstoffen bis hin zur Kohle nimmt der Anteil von Wasser als Reaktionsprodukt ab und CO_2 asymptotisch zu, bis ausschließlich nur noch CO_2 entsteht. Da Erdgas ein Mischgas aus niedermolekularen Kohlenwasserstoffen mit vorwiegend Methan ist, entsteht bei der Verbrennung ein wesentlich geringerer CO_2-Anteil bezogen auf Steinkohle.

Zudem beträgt der Heizwert von Erdgas ≈ das 2,3-fache gegenüber der eingesetzten Steinkohle (Der Heizwert der bei DONG verwendeten Kohle entspricht dem von Hartbraunkohle oder Pechkohle).

Der Wirkungsgrad ohne Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist bei einem GuD-KW höher, d.h. mindestens ca. 17% im Vergleich zu dem korrigierten Wert des DONG-Steinkohlekraftwerkes (siehe unten). Wir gehen von einem Wirkungsgrad des durch E.ON/GAZPROM zu errichtenden 1400 MW GuD-KW von annähernd 60% aus. Das von E.ON/Siemens bei Ingolstadt-Irsching in Errichtung befindliche GuD-Kraftwerk verfügt über einen derzeitigen Weltspitzen-Wirkungsgrad von 60%, (Spektrum d. Wissenschaft 12/2007).

Daraus ergibt sich eine CO_2-Emission von ≈ 36 %, also etwas mehr als ⅓ pro kWh, bezogen auf das Steinkohlekraftwerk von DONG Energy. D. h., wenn das 1600 MW-DONG-Steinkohlekraftwerk 10,5 Mio Tonnen CO_2 pro Jahr emittiert (hinzu kommen noch die CO_2-Emissionen aus Kohleabbau, -transport und -aufbereitung) dann sind es bei einem GuD-Kraftwerk von 1400 MW nur 3,3 Mio t CO_2 pro Jahr und bei beiden zusammen mit 2750 MW sind es ca. 6,5 Mio t CO_2 pro Jahr.

Das ist natürlich den Konzern DONG Energy und auch den Genehmigungsbehörden bestens bekannt. Dennoch versucht Dong mit großem Werbeaufwand eine Akzeptanz sowohl bei den politischen Entscheidungsträgern bei der Landes-Regierung, als auch bei der Bevölkerung seine Ansiedlung zu erreichen. Der Eindruck einer beabsichtigten Täuschung wird verstärkt, da sich die Angaben von DONG wiederholt als unrichtig erwiesen haben. Versprechungen seitens Dong hinsichtlich der Nachrüstung von CCS-Technik sind haltlos (siehe hierzu Anzeige von Dr. Vater bei der Staatsanwaltschaft Rostock vom 26.03.2008. Diese Anzeige hatte für DONG keine Konsequenzen, weil Lügen in Deutschland strafrechtlich nicht verfolgbar sind).

Erforderliche Nachbesserungen in den Antragsunterlagen sowie die Filterproblematik - man "könnte" auch die teueren Textilfilter einsetzen (z. Z. sind nur Elektrofilter vorgesehen), das Einräumen der Möglichkeit auch Biomasse und Müll zu verbrennen usw. zeigen ebenso wie das strapazierte Arbeitplatzargument, dass man den "Fuß in die Tür" bekommen möchte.
Aber:

- Erstens ist die CCS- oder eine adäquate Technik zur großtechnischen Verpressung von CO_2 technisch frühestens - wenn überhaupt - erst in 20 Jahren verfügbar;

- zweitens gibt es keine erkennbaren geologischen Formationen hierfür. Die geplanten Salz-Kavernen-Ausspülungen (Moekowberg) sind als Erdgasspeicher vorgesehen,

- drittens würde der zusätzliche Wirkungsgradverlust von bis zu ca.15% so immens, dass im Ergebnis nur noch 20 bis 25% vom propagierten Wirkungsgrad verblieben, d. h. mehr als ¾ der Steinkohle würde sinnlos verheizt und

- viertens ist bereits jetzt absehbar, dass die Nachrüstungsvariante die aufwendigste und teuerste ist (siehe Rauchgaswäsche). Welcher Investor rüstet nach?

Die CO_2-Abscheidung (Capture)

Um insbesondere Kohle als vorratsreichsten fossilen Brennstoff weiter nutzen zu können, ist eine mögliche CO_2-Abscheidung von außerordentlichem Interesse. Deshalb wird in Europa, unterstützt mit EU-Fördergeldern, intensiv geforscht.

Es zeichnen sich derzeit drei Verfahren ab, um das Kohlendioxid bei der Kohleverbrennung, insbesondere bei der Verstromung, abzutrennen:

1. Das Oxyfuel-Verfahren (auch CCS Carbon Capture and Storage genannt)
   Die Luft wird vor der Verbrennung in ihre Bestandteile zerlegt und nur der abgetrennte reine Sauerstoff der Verbrennung zugeführt. Damit ist der Stickstoff entfernt, der zu ca. 80% im Rauchgas enthalten ist. Nach der Verbrennung wird das Rauchgas entschwefelt und entstaubt, so dass fast reines CO_2 verbleibt (was oben bereits chemisch erläutert wurde).

2. Das Integratet Gasification Combined Cycle- (IGCC-) Verfahren
   Hier wird die Kohle vor der Verbrennung in ein Kohlenmonoxid- und Wasserstoff-Gas umgewandelt. Mit Wasserdampf reagiert dies zu CO_2 und wird abgeschieden. Der Wasserstoff wird in einem GuD-Kraftwerk verbrannt. Der sogenannte Kohlevergasungs- und GuD-Prozess wird in den durch Siemens zu errichtenden spanischen Vorhaben bei Puertollano bereits realisiert, allerdings ohne CO_2-Abscheidung.

3. Die Rauchgaswäsche
   Das Kohlendioxid wird erst nach der Verbrennung kurz vor dem Schornstein mit einer Aminlösung aus dem Abgas eines konventionellen Kraftwerkes extrahiert. Dieses Verfahren ist prinzipiell nachrüstbar, ist aber offenbar die teuerste Lösung.

Alle 3 Verfahren befinden sich derzeit in der Entwicklung. Sie sind teuer und verschlechtern zudem den Gesamtwirkungsgrad des Kraftwerks um bis zu 15% oder möglicherweise mehr, was bereits ein herber Nachteil ist. Die Kosten nur für die Abscheidung des CO_2 werden bereits auf 26…38 € pro Tonne geschätzt. Das übersteigt die gegenwärtig absehbaren Kosten für die Zertifikate von ≈ 20 € erheblich. Zudem würde die Kohle - nur durch den Wirkungsgradverlust der Abscheidung - zu ≈ 79%-85% bei Braunkohle und zu ≈ 70-80% bei Steinkohle nutzlos verheizt.

Die CO_2-Lagerung (Storage)

Das größte Problem ist jedoch, wohin mit den Unmengen des flüchtigen Gases CO_2?
Man halte sich vor Augen, welche Unmengen Kohle einem Kohlekraftwerk, z.B. der Größe von 1600 MW zugeführt werden müssen, die letztlich in CO_2 und Asche (1/4) ≈ 10 Millionen Tonnen CO_2 jährlich umgewandelt werden. Das resultiert aus der Masse an Kohlenstoff plus 2-mal der Masse Sauerstoff, die zu addieren ist (Kohlenstoff mit Atomgewicht 12 und die doppelte Menge an Sauerstoff mit Atomgewicht 16 beim chemischen Verbrennungsvorgang ≙ Molekülgewicht von ≈ 44).

- Die Gesamtmasse, d. h. das Gesamtgewicht des CO_2 beträgt nach der Verbrennung mehr als das **2 ½-fache der eingesetzten Kohle** (abzüglich der unverbrennbaren und flüchtigen Rückstände, wie Asche, Schlacke, Feinstaub, NOx, etc.). Das Gewicht bzw. die Masse des CO_2 ist dabei die eine Seite, das Volumen die andere.

- Im gasförmigen Zustand bei Atmosphärendruck nimmt 1 Tonne CO_2 ein Volumen von ca. 500 m^3 ein. Das Volumen eines bereits als **flüssig** angenommenen **Kohlendioxids** ist immer noch **5,4 mal so groß** wie das von **Steinkohle** und 1,35 – 2,5 mal so groß wie Braunkohle (in Abhängigkeit von deren Heizwert und Trocknungsgrad). Und für die Sequestrierung von CO_2 braucht man wiederum mindestens ein Drittel mehr Energie.

- Für die o.g. **10 Mio t CO_2**, die bereits verflüssigt seien, benötigt man ein **Volumen von ≈ 50 Millionen Kubikmete**r. Um es abzutransportieren sind allein rund **15.000** Güterzüge

pro Jahr notwendig (H. W. Sinn: “Geisterfahrer Deutschland“ Wirtschaftswoche, Wirtschaft/Unternehmen v. 21.07.08).

- In Deutschland fallen jährlich 350 Millionen Tonnen durch die Energiebranche an. Das wären bei einer mittleren Betriebsdauer der Kohlekraftwerke von 40 Jahren ≈ **14 Mrd.** Tonnen nur in Deutschland**.** Um es um 40% zu reduzieren (Ziel der Bundesregierung bis 2050) wären das mindestens ≈ 5,6 Mrd. Tonnen, da Gebäudeheizung und KFZ-Verkehr hinzukommen.

- Aber damit ist die Frage - *Wohin damit*? - immer noch nicht beantwortet.
  Trotz intensiven Nachdenkens, findet man in Deutschland keine Lösung. Die möglichen und seltenen unterirdischen Kavernen sind bereits mit den überaus notwendigen Erdgasspeichern belegt.
  Wenn man alle in Deutschland sich leerenden Öl- und Gaslagerstätten betrachtet, ergäbe sich etwa ein maximales (theoretisches) Speichervolumen von geschätzt 2,3 Mrd. Tonnen CO_2. D.h. bereits **mit 2 Kraftwerken** wären alle nur möglichen **Speicher voll** - sofern man sie überhaupt alle nutzen könnte. Zudem ist es notwendig das CO_2 mindestens in einer Tiefe von mehr als 700m zu lagern, um Dichtheit zu gewährleisten

- Bei Lagerung im porösen Speichergestein würde das benötigte **Volumen 8-16 mal größer** als das Volumen des CO_2 (in unserem Fall die 15000 Güterzüge) betragen. Dieser riesige Gesteinskörper müsste dann die notwendigen Dichtigkeitsvoraussetzungen erfüllen, um eine Haftung zu ermöglichen. (Deutscher Bundestag 16. Ausschuss, Protokoll 16/30, 16. Wahlperiode v. 07.03.07).

Zur Transportoptimierung wäre nur ein Kraftwerksstandort am potenziellen CO_2-Lager sinnvoll. Doch haben wir in Deutschland ausreichend Lagerkapazität? – Definitiv Nein. Zudem konkurrieren potenzielle Lagerstätten in Deutschland mit

- Erdgasspeichern als Staatsreserve,
- evtl. einzurichtenden Druckluftspeichern für Stromspeicherbetrieb,
- Gebieten für potenzielle Geothermienutzung und
- ggf. einem Endlager für radioaktiven Abfall

Hier wäre zunächst ein Flächennutzungsplan vonnöten, wie der WWF fordert - auch hier eine staatliche Aufgabe!

In der Wassersäule (Ozeane) ist keine Lagerung möglich, ebenso wenig in erschöpften Erdöllagerstätten. Alte Kohlebergbaue entfallen, wie auch ausgebeutete bzw. ausgespülte Salz- und Kalilager. Dann verbleiben nur Pipelines ins Ausland in zur Neige gehende Erdgaslagerstätten z.B. nach Russland oder die Niederlande. Die Niederlande dürften entfallen. D.h. die CCS-Technologie ist eine Fata Morgana - sie dient nur der Akzeptanzintention für Kohlekraftwerke.
RWE hatte bereits für sein geplantes Kohlekraftwerk Hürth bei Köln (450 MW) eine (teils vorhandene) Pipeline für abzuscheidendes CO_2 nach Schleswig-Holstein vorgesehen, doch dieses Bundesland will es nicht haben (FAZ v.30.08.08 und 01.09.08). Das musste auch Bundeskanzlerin Angela Merkel zur Kenntnis nehmen.

Ein sicherer Einschluss des CO_2 ist jedoch unumgänglich. Man stelle sich vor, es tritt durch Undichtigkeiten aus, dann wäre das hochgradig lebensgefährlich für dortige Anwohner, weil CO2 schwerer als Luft ist. Sie wären einem grausamen Erstickungstod ausgesetzt. Mindestens 10.000 Jahre sollte ein Speicher dicht halten, fordert der wissenschaftliche Beirat der Bundesregierung für globale Umweltveränderungen (WGBU). Das bedeutet, dass jährlich nur max. 0,01% entweichen darf (Tagesspiegel, Wiss./Techn./Forsch. v. 15.07.08).

Die Havarie (Gasunfall) von Mönchengladbach/Güdderath am 16.08.08, wo Kohlendioxid - das einen Brand löschen sollte - unkontrolliert austrat, hatte bereits verheerende Folgen. Begünstigt durch eine ruhige Wetterlage wurden im Ortsteil Güdderath von 150 Einwohnern 100 Menschen vom austretenden CO_2 verletzt. 19 davon mussten zeitweise ins Krankenhaus eingeliefert und ein Feuerwehrmann auf der Intensivstation behandelt werden. 480 Rettungskräfte waren zur Evakuierung im Einsatz (OZ v. 18.08.08):

Die Bilder am Ort des Geschehens waren erschreckend: Vorbei fahrende Autos blieben einfach stehen, weil die Motoren wegen Sauerstoffmangels ausfielen - einige Fahrer öffneten die Türen und brachen zusammen… Ein Mann sei plötzlich von seinem fahrenden Motorroller gefallen…"Unsere Einsatzkräfte sind plötzlich in die Knie gegangen", berichtet der Feuerwehr-Einsatzleiter. "Die hatten plötzlich Schwindelgefühl, ihnen wurde übel, dann sind sie umgefallen" Sie wurden mit Sauerstoff beatmet…

Das alles bei einem unkontrollierten Austritt von nicht einmal einer einstelligen Tonnage CO_2. Die zu verbringende Menge an CO_2 bei einem 1600 MW-Kohlekraftwerk bei einer Betriebsdauer von 40 Jahren beträgt etwa 400 Millionen t. Da kann man sich ausmalen, was - bei theoretisch angenommenen vorhandenen unterirdischen Kavernen in denen man die Unmengen CO_2 verflüssigt lagern könnte - ein kleines Leck für katastrophale Auswirkungen hätte.
Wer übernimmt die Haftung? Dazu müssten wie bei den Kernkraftwerken Rückstellungen gebildet werden – und wer bezahlt das dann alles?

In der DDR hatte es beim Erdgaszwischenlager für die Ortschaft Ketzin bereits einmal eine Evakuierung gegeben. Es wurde bemerkt, dass aus dem unterirdischen Gasspeicher das gespeicherte Erdgas austrat. Das Vorkommnis wurde weitgehend nicht öffentlich gemacht.

Nun muss man sich dies bei einem undichten CO_2-Lager vorstellen. Das Erdgas ist 40 % leichter als Luft und verflüchtigt sich. Das CO_2 ist jedoch 50 % schwerer als Luft…

Das Resümee kann nur lauten: A priori illusionär! Es ist schlicht ein kapitaler Denkansatzfehler, was offenbar dazu geführt hat, dass man in den USA das landesweit größte Projekt zur CO_2-Abtrennung eingestellt hat (Hamburger Abendblatt vom 23.07.2008).

Auch die Auswertung des weltweit größten praktischen CO_2-Abscheideversuchs „Castor" in Esbjerg ergab, dass sich die CO_2-Abscheidung nicht rechnet, weil der Energieverbrauch zu hoch ist. Um eine Tonne CO_2 aus den Rauchgasen herauszutrennen, wurden 3,7 Gigajoule Energie verbraucht. Das heißt im Klartext: Ein Drittel des Effekts, den das Werk hat, würde allein von dieser Abscheidetechnik geschluckt. Das gibt Rudolph Blum, Entwicklungschef von Dong Energy unumwunden zu (taz.de vom 23.11.2008).

Die in Esbjerg angewandte "Post Combustion Capture"-Technologie gilt aber schon als die ausgereifteste Abscheidungsmethode. Dabei wird das Rauchgas nach dem Verbrennungsprozess gekühlt und entschwefelt. Dann wird das Kohlendioxid in einer Waschlauge gebunden. Die Lauge gibt das reine CO_2 in einem Abscheider nach Erhitzung auf 130 °C wieder frei

Theoretisch könnte das Gas dann verwertet oder gelagert werden. In Esbjerg wurde das mühsam gewonnene CO_2 nach dem Passieren der Abscheidungsanlage in die Atmosphäre gepustet, da es dort keine unterirdische Lagermöglichkeit gibt

Allerdings gibt es in den USA noch einen etwas vielversprechenderen Lösungsansatz: Das Kohlendioxid in Zement verwandeln. Neben einem Gaskraftwerk wurde in Kalifornien eine privat finanzierte Testanlage errichtet. Dort soll ein Teil des frei werdenden CO_2 durch das Meerwasser im Pazifik geleitet um mit dem darin gelösten Kalzium und Magnesium zu reagieren. Aus der zurückerhaltenen Reaktions-Pulpe soll dann Zement hergestellt werden. Das klingt gut, denn eine halbe Tonne CO_2 würde für eine Tonne Zement verbraucht - und der Weltbedarf an Zement ist beträchtlich.

Nun ist es wie bei allen Pilotversuchen: "Im Aquarium lässt sich vieles testen" (SPIEGEL Nr. 35, vom 25.08.08).

Wenn das Verfahren großtechnisch wirtschaftlich würde, ergäbe sich durchaus ein wesentlicher Nutzen für die Zementherstellung bei gleichzeitiger CO_2-Reduzierung. Gleiches gilt für diverse Algenversuche. Auch hier lassen sich durchaus brauchbare Ergebnisse bezüglich Kraftstoffherstellung CO_2-reduziert - als sinnvolle (nachwachsende) Biokraftstoffe herstellen. Die Algen sind sicher auch die biologischen Spezies, die den schnellsten und höchsten Ertrag an Biomasse liefern könnten. Das globale CO_2-Problem ist damit jedoch nicht lösbar.

Das vollmundige Versprechen - *nun lasst uns die Kohlekraftwerke erst mal bauen, dann wir rüsten nach* - ist schlicht ein "ungedeckter Blankoscheck" - oder arglistige Akzeptanz-Täuschung. Der Eindruck einer beabsichtigten Täuschung wird verstärkt, wenn in Hochglanzflyern wiederholt Versprechungen über eine Nachrüstung mit der CCS-Technik gemacht werden, um die notwendige Akzeptanz für neue Kohle-Großkraftwerke zu erwirken. Das ist nicht nur völlig ergebnisoffen und das Einwerben von EU- und Landesfördermitteln ist schlicht vorsätzlich betrügerisch, da es von Fachleuten und kompetenten Konzernen - wider besserem Wissens - betrieben wird. Es muss eindringlich vor dem "Verbrennen von Steuermitteln" für von vornherein aussichtlosen Forschungen und Pilotanlagen gewarnt werden.

Aus diesen Gründen ist es nicht sinnvoll, die weltweiten fossilen Vorräte, insbesondere an Kohle, gegenwärtig uneffektiv zu verheizen. Man sollte sie als strategische Reserve für eine spätere Kaltzeit (Eiszeit) vorhalten, um dann noch "gegensteuern" zu können. Kalt- oder Glazialzeiten hat es in der Vergangenheit in 10-fach längeren Zeitabschnitten im Vergleich zu den Interglazialzeiten (wie schon der Begriff es ausdrückt) immer wieder gegeben. Diese sind wesentlich lebensfeindlicher als unsere gegenwärtige Warm- oder Interglazialzeit.

Es ist stellvertretend ein typisches Beispiel der Lobbybeeinflussung des Staates: Wie kann ein Staat - der über eine mindest-naturwissenschaftlich-technische Kompetenz verfügen sollte - sich auf CCS-Versprechen einlassen, ohne zu hinterfragen?

Das arglistige Ziel, Akzeptanz und damit vorschnelle Genehmigungen zum Bau unsinniger Kohle-Großkraftwerke zu erhalten (um die kostenlosen Zertifikate in vielfacher Mrd. €-Höhe bis Ende 2012 ausschöpfen zu können), sollte klar und deutlich erkannt und dem nicht entsprochen werden. Die Konsequenz daraus kann nur lauten: Bei den Genehmigungsverfahren für neue und übergroße Kohlekraftwerke ist definitiv davon auszugehen, dass das CO_2-Problem nicht lösbar ist. Das gilt jedoch nicht für generelle Forschungen, aber dann mit anderen, realen Zielsetzungen, aber keinen Schein- und Deckmantel-Begründungen.

Es kann auch nicht sein, dass die Stromkonzerne eines Tages erklären, wir können es abscheiden, aber für die Endlagerung sei der Staat zuständig (wie bei der Endlagerung radioaktiver Abfälle der Kernkraftwerke). Z. Z. ist bei der neuen Gesetzesinitiative eine Endlagerhaftung der Stromkonzerne von 30 Jahren vorgesehen. Danach soll Staatshaftung gelten.

Eine weitere Farce ist der so genannte ***C**lean **D**evelopment **M**echanism* (CDM), der auf der Grundlage des Klimaschutzvertrages von Kyoto ins Leben gerufen wurde. Klimaschutz der Kohleproduktion fördert und in China mit Steuergeldern aus Europa die Kohleverstromung verbilligt. Ein "Ablasshandel" mit höchst umstrittenen Folgen - um dort Treibhausgase einzusparen, darf man zu Hause mehr CO_2 produzieren. Milliardenumsätze für ein "Nullsummenspiel" (Tagesspiegel vom 08.03.2009).

Hier sollte ebenfalls von der EU gegengesteuert werden. Denn "unter dem Strich" erfolgt bei Beibehaltung dieser Verfahrensweise keine tatsächliche CO_2-Einsparung (Prof. Joachim Weimann, Otto von Guericke-Universität Magdeburg: "Die Irrtümer der Klimapolitik"). Nur die EU-Steuerzahler werden bei diesem "Nullsummenspiel" belastet.

Natürlich möchte da auch der Dänische Konzern DONG Energy partizipieren. Hat man erst eine Referenzanlage im umweltstrengen Deutschland - steht der Exportmarkt für DONG-Steinkohlekraftwerke in Asien weit offen - das Geschäft, um die gering innovativen Anlagen zu exportieren und gleichzeitig mittels Ablasshandel-Zertifikaten eigene CO_2-Probleme zu lösen.

Das Dilemma: Als Recherche-Ergebnis ergibt sich, dass in keinem anderen europäischen Staat das Steinkohlekraftwerkskonzept des dänischen Konzerns Dong-Energy erwünscht oder genehmigungsfähig ist. Selbst das traditionelle Steinkohleland Polen setzt perspektivisch auf Kernenergie.

9. Kraft-Wärme-Kopplung, BHKW und Abwärme-Nutzung

Auf jedem Fall sind - bezogen auf die begrenzten fossilen Brennstoffe - kleine Kombikraftwerke mit Kraft-Wärmekopplung (KWK), Blockheizkraftwerke (BHKW) und Kleinst-BHKW für den privaten Hausgebrauch (die sich in Entwicklung befinden) ressourcenschonend.

Aber vor übertriebener Euphorie muss auch hier gewarnt werden.

Der Hauptgrund liegt darin, dass Kraft-Wärme-Kopplung, BHKW etc. einem Trugschluss beim Wirkungsgrad unterliegt. Wenn die Heizung nur für Wohn- und Gesellschaftsbauten realisiert wird, liegt keine Nachfrage in der heizfreien Zeit vor. Sofern man nichts anderes hat - erzeugen KWK-Anlagen auch im Sommer notwendige Grundlast mit einem “grottenschlechten“ Wirkungsgrad. Das tragische Beispiel Dänemark wurde bereits unter Abschnitt 6 erörtert. Ganzjährige Abwärme- und Prozesswärmeauskopplungen sind selten. So haben prozesswärmeintensive Industrien oft für deren Bedarf zugeschnittene und eigens ausgelegte Industriekraftwerke.

An dieser Stelle muss jedoch - wie bereits unter Abschnitt 7 - angemerkt werden, dass verschiedentlich Wirkungsgrade bei KWK und Blockheizkraftwerken von 90% und mehr genannt werden. Das ist im Jahresdurchschnitt unreal und “die halbe Wahrheit“, da diese Wirkungsgrade nur im tiefsten Winter bei voller Wärmeabnahme erreichbar sind. Deshalb ist die wirtschaftlich zu erzeugende Strommenge bei BHKW’s wesentlich geringer als die installierte Leistung (es wird im Schnitt von maximal 35% bis 40% ausgegangen).

Kontinuierliche Wärmeabnahme bei entsprechender Industrie und Einrichtungen, sind selten. Wenn, dann handelt es sich um höher energetische Prozesswärme, die auch im Sommer auszukoppeln ist (als Anzapfdampf), was dadurch Elektroenergie- Mindererzeugung zur Folge hat.
Dennoch ist jegliche Nachwärmenutzung als KWK-Prozess oder in kleineren BHKWs in jedem Falle partiell wirkungsgradverbessernd, damit ressourcenschonend und CO_2-mindernd.

BHKW in Greifswald *Leistung: thermisch 125,0 MW, elektrisch 13,8 MW*

Das von E.ON /Siemens bei Ingolstadt-Irsching in Errichtung befindliche GuD-Kraftwerk verfügt über einen derzeitigen Weltspitzen-Wirkungsgrad bei fossilen Kraftwerken von 60%, (Spektrum d. Wissenschaft 12/2007).Daraus ergibt sich eine CO_2-Emission von $\approx$ 36 %.

Bei den vorgesehenen 2 riesigen GuD-Kraftwerken von E.on /GAZPROM mit 1400 MW und Concord Power/EnBW mit 1350 MW könnte ein Wirkungsgrad von annähernd 60% erreicht werden. Das ist jedoch auslegungsabhängig, wie bereits unter Abschnitt 4 dargelegt.

Die Frage nach der der Bezahlbarkeit der Elektroenergie stellt sich bei diesem GuD-Kraftwerk gegenwärtig nicht. Durch die Geschäftskonstruktion E.ON/GAZPROM ist der Gaslieferant (ohne Energie-Zwischenhandel und Durchleitungen durch Drittländer) direkt Elektroenergieerzeuger am Anlandepunkt der Nord-Stream-Leitung. Das ist der hierfür günstigste Standort in Deutschland.

10. Industriestandort “Lubminer Heide“

- **Energiemix am Standort „Lubminer Heide“**

Um die unbestritten negativen Auswirkungen eines Steinkohlekraftwerkes auf das globale Klima, den regionalen Tourismus, den lokalen Natur- und Landschaftsschutz zu vermeiden bzw. beträchtlich zu reduzieren, werden folgende Alternativen vorgeschlagen:

Die Elektroenergieerzeugung für den Standort Lubmin erfolgt im Mix aus Wind- und GuD-Stromerzeugung. Den GuD-Kraftwerk(en) kommt hierbei die unverzichtbare Regelfunktion (beim “Wankelmut“ des Windes) zu. Flankierend können weitere alternative Energiequellen, wie Solarenergie, Biomasseverstromung und Blockheizkraftwerke (BHKW) genutzt werden. Optional wäre eine Wasserstoffelektrolyseanlage Windstromüberschussspeicherung und Beimischung des H_2 in das Erdgasnetz möglich. Die Wirtschaftlichkeit wäre zu untersuchen.

Mit diesen Primärenergieträgern sind die örtlichen Energieressourcen optimal zu nutzen und weite Fortleitungen von Elektroenergie, Gas und Wärme mit unvermeidlichen Leitungsverlusten gering zu halten:

1. Für den Energiemix stehen als Primärenergie am Standort zur Verfügung:
   - Erdgas aus der Nord-Stream-Leitung aus Russland,
   - Windenergie aus den Offshore-Windparks des Eignungsgebietes „Westlicher Adlergrund“, Arkona-Becken, Pommersche Bucht oder Ventotec Ost, u. a.
   - Biomasse aus der Land- und Forstwirtschaft,
   - diverse neue BHKW in Industrie- Gesellschafts- und Wohnbauten
   - Solarenergie aus der Anlage BP Solar u. a.
2. Zur Deckung des Energiebedarfes für Haushalte und Industrie und weiterer Industrieansiedlungen in der Region Ostvorpommern ist eine Kraftwerksleistung von 400 bis 500 MW_{el} Spitzenlast auch langfristig ausreichend.
   Diese wird mehr als abdeckend bereits mit einem der zwei vorgenehmigten 1400- bzw. 1350 MW_{el} GuD-Kraftwerke erzeugt.
3. Das Land Mecklenburg-Vorpommern wandelt sich mit der nachhaltigen Windenergienutzung plus gaskraftwerksgeregelt zu einem Elektroenergie-Exportland (siehe nächsten Abschnitt).
4. Zudem wird der Standort Lubmin zu einem Erdgasumschlagplatz, der zusätzlich durch die Erdgasspeicher (Moekowberg und bei Waren) “gepuffert“ wird und auch mit seinem Hafen perspektivisch Flüssiggasumschlag ggf. als zweites (diversifiziertes) Standbein eine krisensichere Versorgung ermöglichen würde.

BP Solar betreibt seit 2003 die größte Solarenergieanlage in Mecklenburg-Vorpommern mit einer Leistung von maximal 1,77 MW

- **zum Elektroenergiebedarf am Standort „Lubminer Heide“**

Auf Grund der geplanten Entwicklung des ehemaligen KKW-Standortes zu einem Energiestandort mit der preiswerten Bereitstellung von Strom und Prozesswärme wird die Ansiedlung energieintensiver Produktionen von unserer Landesregierung favorisiert. Was sind energieintensive Industrien?

Unter diesem Begriff versteht man u.a. Aluminiumverhüttung und -industrie, Siemens-Martinstahl-Erzeugung oder ausgewählte chemische Industrien und -prozesse (der Kohle-Chemieindustrie, hier jedoch mit exothermer Reaktionswärme-Nutzung)..Der Begriff “energieintensive Produktionen“ ist unscharf und geht an den realen Möglichkeiten vorbei. Aluminiumverhüttung wird sich aus Gründen nicht vorhandener Bauxitvorkommen, des vorhandenen Lohnniveaus und das Siemens-Martin-Verfahren wird sich kaum losgelöst von der übrigen Stahlerzeugung exterritorial entwickeln.

Sowohl ein Kohle-Stahl-Standort, als auch ein Kohle-Chemie-Standort sind nicht kompatibel mit der primären deutschen Urlaubs- und Gesundheitsregion. Jede Industrieansiedlung benötigt Elektroenergie und auch Prozesswärme, ist aber deshalb nicht als ausdrücklich energieintensiv zu bezeichnen. Eine Grobabschätzung, die alle Optionen für weitere Industrie- und Gewerbeansiedlungen offen hält, ergibt einen elektrischen Anschlusswert von < 200 MW.

Der Energiebedarf bzw. der elektrische Anschlusswert am Standort liegt etwa bei einem mittleren Energiebedarf von 80 Mio. kWh/a (s. Uni Rostock, IEUT 1999) und somit einem Anschlusswert von etwa 60 MW pro größeren Industriebetrieb. Bei drei derartigen Betrieben benötigt die Industrie also $\approx$ 180 MW_{el}.

Für weitere gewerbliche Abnehmer, den Schiffbau und die Haushalte in der Region kommt nochmals ein Elektroenergiebedarf von max. 200-300 MW_{el} hinzu. Das wird alles "locker" bereits mit nur einem GuD-Kraftwerk und den bereits vorhandenen Windparks gedeckt. Das zweite GuD-Kraftwerk dient dann ausschließlich - ohne Abwärme-Nutzbarkeit - nur der Windenergiekompensation und dem Elektroenergieexport.

Ein neuer Industriezweig Windkraftanlagenbau hätte z. B. auch am Industriestandort Lubmin, neben dem stahlverarbeitenden Gewerbe (Kranbauer Liebherr u.a.) durchaus eine Perspektive.

Mit der vorhandenen besten Infrastruktur (Hochspannungsschaltanlage, Energieableitung, eigenes Wasserwerk, eigene moderne Abwasserkläranlage, Gleis- und Straßenanschluss, eigener Hafen, ausgebautes atomares Zwischenlager, ausreichend erschlossene Gewerbeflächen u. a., sollte sorgsam umgegangen und diese nicht zum "Nulltarif" verschenkt werden. Aber das reicht offenbar immer noch nicht, denn es wurden bereits erneut für ca. 6 Mio € Gleis- und Straßenverlegungen vorgenommen und dabei mussten > 20 ha Wald weichen. Das alles auf Kosten der Steuerzahler, nur vorgesehen für den Ansiedlungsfall von DONG Energy. Dies sind erhebliche, indirekte Subventionen, die z. B. die GuD-Kraftwerke nicht benötigen.

Es soll an dieser Stelle nur festgestellt werden, dass keine Korrelation zwischen einer Investitionsgröße und der daraus resultierenden Anzahl zu schaffender Arbeitsplätze abgeleitet werden kann. Im Falle des StKW von DONG ist dieses Vorhaben extrem arbeitskräftedefensiv. Es beträgt nur 0,07 Arbeitskräfte pro Mio € Investitionssumme. Bei Betrachtung der zu erwartenden Wertschöpfung ist das Missverhältnis noch ausgeprägter, d.h. maximale Wertschöpfung bei minimalem Arbeitskräfteeinsatz beträgt $\approx$ 3 … 3,5 Mio € / AK.

- **Zur Prozess- und Abwärme-Nutzung eines 1400 MW GuD-Kraftwerkes**

Bei einem Wirkungsgrad von annähernd 60% entsteht $\approx$ 850 MW Abwärme. Davon nutzbar dürften mindestens 600 MW niederenergetische Abwärme sein. Im Vergleich dazu hatte der ehemals größte Gewächshausbetrieb der DDR "Zierpflanze Barth" im Endausbau eine Gewächshaus-Hochglasfläche von > 30 ha. Dazu war ein Braunkohle-Heizwerk von ca. 125 MW_{th} ausreichend.

D. h. es könnten sich bereits mit einem GuD-Kraftwerk, sowohl Gewächshaus-, Fischzucht-, Krabbenzuchtanlagen, bodenbeheizter Spargelanbau sowie sonstige Wärmenergienutzer (z. B. Hallenbad etc.), Beheizung von Industrie- und Gesellschaftsbauten auf dem Standort relativ unbegrenzt ansiedeln - und dies alles bereits ohne das zweite, am Standort vorgenehmigte 1350 MW-Gaskraftwerk. Erst recht ist dann ein zusätzliches und damit energetisch und konzeptionell völlig unsinniges Steinkohlekraftwerk von 1600 MW (optional 2400 MW) überflüssig, da dessen Wirkungsgrad durch nichts zu verbessern ist.

Der Greifswalder Flachwasser-Bodden könnte die Verlust-Abwärme von ca. 2000 MW_{th} zusätzlich zu den max. 1700 MW_{th} der beiden GuD-KW (bei voller Nennleistung) $\hat{=}$ mehr als 3700 MW_{th} keinesfalls schadlos aufnehmen (Gefahr der vermehrten Blaualgenbildung). Obwohl das weniger ist als die projektierte Kühlwasser-Wärmemenge des ehem. KKW, ist dies erneut zu prüfen. Die maximale Abwärmeleistung, die im Sommer (worst case der Naturschädigung) vom ehemaligen KKW eingetragen wurde, betrug weniger als ⅔ der Kühlwasser-Abwärme der 3 neuen Kraftwerke.

11. Welche Forschung und Innovationen?

Forschungsschwerpunkte in der Energiewirtschaft gibt es genügend. Dies wurde auch bereits erkannt und Förderungsmittel ausgelobt.

Unabhängig davon, sollten aus unserer Sicht - nachstehende bereits bekannte und neue Forschungs- und Innovationsschwerpunkte - vorrangig gefördert werden:

- Großtechnische Regel- Puffer- und Speichermöglichkeiten für Elektroenergie, aber auch Batterietechnik (u.a. Lithium-Ionen-Batterien mit keramischen Trennschichten).
- Automobile Elektro-Batterie-Antriebkonzepte, einschl. Wechsel- und Ladekonzepte (Soeben haben sich Hersteller auf einen Norm-Stecker für Elektro-Autos geeinigt).
- Zukunftsfähige elektronische Stromzähler mit Mehrtarifsystem, automatischer Stromangebotsumstellung, Verbrauchs-Momentanzeige einzelner Verbraucher und Fernablesung.
- Weiterentwicklung des IKT- basierten Energiesystems (IKT = Informations- und Kommunikationstechnologien) als Basis für eine energieeffiziente Netzregelung.
- Forschungen zur sinnvollen Anwendung umfassender Repowering-Maßnahmen.
- Weiterentwicklung der Höchstspannungs- und HGÜ-Trassen-Technik im Komplex.
- Höchstspannungskabel- und Heißleiterforschung für Hochspannungsfreileitungen (Letzteres birgt den Nachteil von zu hohen ohmschen Leitungsverlusten).
- Die Transmutationsforschung (Nachbehandlung langlebiger, hochradioaktiver Abfälle, um Abklingzeiten von einigen 100 000- auf einige 100-Jahre zu reduzieren).
- Endlagerforschung für radioaktive Abfälle u.a. in Granitformationen.
- Intensivierung der Forschungen zur Kernfusion.
- Geothermie- Anwendungs-Forschung.
- Material- und Korrosionsforschung für höchste Frischdampf-Parameter.
- Forschungen zur (erdgasbefeuerten) Nachüberhitzung von Druckwasser-KKW.
- Kernbrennelement-Materialforschung.
- Erstellung eines Kapazitätsplanes der potenziellen, unterirdischen Speichervolumina.
- CO_2-Forschung mit anderweitiger Anwendung (z.B. zur Zementherstellung u.a.).

Dass die Energieversorgungsunternehmen gegenwärtig mit Überlegungen zur flexibleren Preisgestaltung beim Windkraftüberangebot befasst sind, ist begrüßungswert. Es muss aber in eine neue Mehrtarifzählergeneration von elektronischen Stromzählern (mit Mehrtarifsystem, automatischer Stromangebotsumstellung, Verbrauchs-Momentanzeige und Fernablesung) münden. Das ist ureigenste Aufgabe der EVU. Das würde tausend neue Arbeitsplätze schaffen - in der Krise. Der Stand von Wissenschaft und Technik erlaubt es und schließlich ist das Prinzip der gebräuchlichen Zähler des Stromverbrauchs fast 100 Jahre alt. Es wäre die Grundlage für eine neue Energieökonomie, für die künftig zunehmenden elektrischen Kfz-Antriebe mit dessen Ladephasen und für die Betriebszeiten energieintensiver Wirtschafts- und Haushaltsgeräte. Denn eines wird auch in Zukunft nicht gelingen – den Wind als Elektroenergieerzeuger “unter Vertrag“ zu nehmen.

Nicht gefördert sollten nicht zielführende Vorhaben zur CO_2-Sequestrierung, wie bereits unter Abschnitt 9 dargelegt. Das sollen die Stromkonzerne allein tragen, da die Kohleverstromung ohnehin die profitabelste ist und keiner zusätzlichen Motivation bedarf.

Die Behauptungen der Stromkonzerne - hier DONG Energy - man setze die beste verfügbare Technik (BVT) ein, erwies sich vielfach als unwahr. Gleiches trifft für die Behauptung zu, in Lubmin eines der modernsten oder das modernste Kraftwerk Europas bauen zu wollen. (Es ist keine Patenterteilung an DONG Energy auf dem Gebiet der Kohleverstromung bekannt.)

Diese vollmundigen Versprechen dienen wie die Wirkungsgradreklame und das CCS-Versprechen nur als Akzeptanzintention für eine auf dem Kraftwerksgebiet von Unkenntnis geprägten Bevölkerung und Landesregierung.

An dieser Stelle sollen die derzeitigen modernen Entwicklungen und bereits Stand der Technik in den Kohle-Kraftwerkstechnologien kurz angerissen werden (Kohlekraftwerke der Zukunft; sauber und wirtschaftlich, BMWi, VGB, VDEW, FDBR vom Juli 1999):

- Kohledampfkraftwerk mit höchsten Dampfzuständen (700°C-Kraftwerke) mit Wirkungsgraden $>$ 50 %
- Kohlekombikraftwerk mit Druckwirbelschichtfeuerung (DWSF) der 2. Generation mit Verbrennung und (Teil-) Vergasung.
- Kohlekombikraftwerk mit integrierter Vergasung (IGCC) z.B. in Puertollano (Spanien)
- Kohlekombikraftwerk mit Druckkohlestaubbefeuerung (DKSF)

Zudem ist das bereits 13 Jahre alte Steinkohlekraftwerk Rostock in Bezug auf die Feinstaubemission, das Kraftwerk Staudinger mit geschlossenem Kohlelager und auch das Kraftwerk Datteln als 1000 MW- Einwellenturbosatz moderner als das beantragte DONG-Kraftwerk.

Abgesehen von den vorgenannten Innovationen, die bisher nicht von den Stromkonzernen getätigt wurden, sind deren Eigeninnovationen - bei deren erheblichem Ingenieurpotenzial - zu gering.

Es kann nicht nur SIEMENS für Innovationen in der Energietechnik zuständig sein.

12. Kompatibilität mit der Region

Die Region Rügen-Usedom und inbegriffen das Seebad Lubmin hat sich zwischenzeitlich zu der beliebtesten Urlaubs-und Gesundheitsregion Deutschlands entwickelt. Das belegen die Übernachtungszahlen pro Einwohner, die in keiner anderen größeren Region Deutschlands erreicht werden.

Dafür lassen sich nachstehende Gründe anführen:

Die ausschließlich feinsandigen, breiten weißen Strände als Schönwetterküste,
Die gesundheitsfördernde, saubere, jod- und salzhaltige Luft in einer der sonnenscheinreichsten Gegenden Deutschlands,

- Die unverbauten Strände und Küsten
- Die anmutige und abwechslungsreiche Grund- und Endmoränen-Landschaft,
- Die einmalig schöne und erhaltenswerte Bäderarchitektur und
- Das sich immer mehr verbessernde Kultur- und Freizeitangebot.

Dies alles bedeutet, dass sich die Hauptsaison immer mehr verlängert, insbesondere für ältere Menschen, die nicht auf ausschließlichen Badeurlaub und reges Nachtleben fixiert sind. D. h. bei der demografischen Entwicklung unserer Bevölkerung besteht hier ein wesentliches Entwicklungspotenzial. Da es in Deutschland viele, bzw. zu viele bereits landschaftlich degradierte Industriegebiete und -brachen gibt, fühlen sich ältere Menschen, die lebenslang in diesen Gebieten ansässig waren, von unserer Region angezogen. So existieren in Deutschland bereits mehr als 40 großflächig degradierte Kohlekraftwerks-, Kohle-Chemie- und Kohle-Stahlstandorte. Und es existieren an Nord- und Ostsee bereits 15 Kohlekraftwerksstandorte mit Hafenanbindung. Hier wäre *Repowering* geboten.

Der Tourismus- und Wellness- und Gesundheitsbereich ist deshalb ein nicht zu unterschätzender und sich weiter entwickelnder Arbeitsplatz-Faktor.

Die Aberkennung eines Seebäder-Status infolge der Errichtung eines Steinkohlekraftwerkes wäre eine falsche und gewissenlose Weichenstellung für diese Region.

Unser vereinigtes Deutschland ist nicht so groß und mit so viel Küste gesegnet dass es anderswo Ersatz gäbe. Abgesehen davon, dass an anderer Stelle die bau- und kulturhistorischen Seebäder Usedoms und Rügens nicht wieder entstehen können, da die Bausubstanz der historischen Bäderarchitektur nicht wiederholbar (und bezahlbar) wäre. Unter diesem Aspekt ist der besondere kulturhistorische und damit perspektivisch-touristische Wert dieser Seebäder einzigartig.

In mehr als 40 alten und degradierten Kohle- und Chemiestandorten in Deutschland wurde langfristig Wertschöpfung betrieben. Für die dortigen Bewohner blieb aber nichts, außer Verarmung.

Die Bürgerinitiativen sprechen sich deshalb keinesfalls gegen Industrieansiedlungen aus - sie müssen nur kompatibel mit der nunmehr prioritär vorhandenen Tourismus- und Gesundheitsregion sein. Beispiele hierfür gibt es international zahlreich. Auch für weitere innovative Industrieansiedlungen ist ein Kohlekraftwerk nicht förderlich.

Die GuD-Kraftwerke hingegen leisten die nötige Kompatibilität im Vergleich mit einem Kohle-KW im ausreichenden Maße, da

- Es kaum Schadstoff- und Feinstaubemissionen an die Atmosphäre abgibt;
- Prinzipiell bessere Regeleigenschaften ermöglicht;
- Es wesentlich weniger CO_2 emittiert;
- Keine Bodenverschmutzungen und damit keine nachhaltige Standortdegradation erfolgt;
- Es auch mit den am Standort vorhandenen Kernanlagen (Zwischenlager) weitgehend kompatibel ist (international ist kein Fall bekannt, wo ein Kohlekraftwerk neben einer Kernanlage mit deren klinischen Sauberkeitsanforderungen steht);
- Die Landschaft durch eine wesentlich dominantere Kohlekraftwerksilhouette nachhaltig im Image gestört wird und
- Sensible und innovative Industrieansiedlungen von vornherein durch ein Kohlekraftwerk am Standort ausgeschlossen werden.

13. Elektroenergiebilanz Deutschlands und Mecklenburg-Vorpommerns

Deutschland erzeugt mehr Elektroenergie als es verbraucht und das seit Jahren (siehe auch Anlage 2). So beträgt das Stromaustauschsaldo mit den Nachbarländern:

Im Jahr 2008: 20,1 Mrd. kWh

Im Jahr 2007 wurde dieser Überschuss trotz des Stillstandes der Kernkraftwerke Biblis A, Krümmel und Brunsbüttel mit einer Leistung von ca. 3200 MW erreicht. In Anlage 3 ist das Flussbild des deutschen Elektroenergieaustausches mit seinen europäischen Nachbarn dargestellt.

Auch Mecklenburg-Vorpommern ist bereits seit 2004 wieder Stromexporteur (Quelle: Energie- und CO2-Bericht 2007des Wirtschaftsministeriums MV).

Die Entwicklung des Elektroenergie-Erzeugungsüberschuss betrug im Jahre 2006 in MV 7,6 Mrd. kWh (erzeugt) und 6,5 Mrd. kWh (verbraucht) = 1,1 Mrd. kWh.
Im Einzelnen ergibt sich:

Geplant sind Offshore-Windparks mit einer installierten Leistung von rund 4400 MW. Gehen wir vorsichtig mit diesen Zahlen um, dann wird aber mindesten 1000 MW in MV angelandet. Bei einer angenommenen Verfügbarkeit der größeren Offshore- Anlagen von bis zu 25 % ergibt dies eine elektrische Arbeit von ≈ 8.2 Mrd. kWh. Wenn dann noch ein Gaskraftwerk ans Netz geht, kommen weitere 9,0 Mrd. kWh hinzu. Geplant sind aber 2 Gas-Kraftwerke. Damit wird ohne den bis 2013 zu erwartenden Zuwachs an erneuerbaren Energien in MV eine Stromproduktion von insgesamt 34,5 Mrd. kWh erreicht.

Im Einzelnen ergibt sich nachstehendes Bild in [Mrd. kWh/a]:

Energieerzeugung (Stand 2008)

Windenergie (konkret geplant)

Windenergie (perspektivisch geschätzt)

2 GuD-Kraftwerke (geplant)*

1 Steinkohlekraftwerk (geplant)

* Anmerkung: die GuD-Kraftwerke wurden zunächst mit 100% Leistung angenommen, was aber durch Regellastbetrieb geringer würde)

Bereits ohne ein zusätzliches Kohlekraftwerk in Mecklenburg-Vorpommern würde 7-mal und mit dem DONG-Kraftwerk 9-mal so viel Strom erzeugt wie verbraucht würde. D .h. MV exportiert ein Vielfaches seines Bedarfes, was kein anderes deutsches Bundesland auch nur annähernd erreicht.

Für neue regelresistente Kohle-Großkraftwerke lässt sich (über die bereits genehmigten hinaus) kein technisch-sachliches, kein beschäftigungspolitisches, kein wirtschaftlich-fiskalisches und kein solidarisches Argument finden, und eine zusätzliche Förderung für solche gering innovative Technik ist absurd.

Nicht subventionierte Braunkohlearbeitsplätze werden auf die Südhalbkugel exportiert. (Die 140 Dauerarbeitsplätze des vorgesehenen Steinkohlekraftwerkes Lubmin bei einer Jahreserzeugung von ≈ 14 Mrd. kWh entspricht einem Bedienungsfaktor von 10 AK/Mrd. kWh. Im Gegensatz zu > 200 AK/ Mrd. kWh, die bei und mit den derzeit in MV erzeugten 9 Mrd. kWh beschäftigt sind.)
Daraus ist ersichtlich, dass das Arbeitskräfteargument zur Begründung des StKW Lubmin nicht stichhaltig ist.

Der Verbrauch wird in MV - entgegen dem internationalen Trend - nur geringfügig ansteigen. Selbst bei einer optimistischen Vorausschau, ist am Industriestandort Lubmin künftig von einem max. Verbrauch von 200 MW auszugehen (gem. Abschn. 10), welche Industrien auch immer zur Ansiedlung kommen. Ausgenommen ist hierbei Aluminiumverhüttung, Siemens-Martin-Stahlerzeugung und Kohle-Chemie-Industrie, die allesamt deplatziert, unkompatibel mit der Tourismus- und Gesundheitsregion oder - aus unterschiedlichen Gründen - realitätsfern sind.

Gleiches gilt prinzipiell auch für Gesamtdeutschland, das dem internationalen Trend der Entwicklungsländer (China, Indien etc.) keineswegs folgt, da die deutsche Industrie hinsichtlich Energieeffizienz bereits weltweit zu den Spitzenreitern zählt.

Übermäßige **Exporte** von Elektroenergie in den EU-Raum sollten ebenso vermieden werden, wie Importe von Müll. Andere EU-Länder verfügen z. T. über mehr Standortvorteile. Hier wäre das Anstreben der Exportweltmeisterschaft fatal - was nicht heißt, dass wir Elektroenergie-Importeur werden sollten.

Länder, wie u.a. Italien und die Niederlande importieren lieber Elektroenergie, als ihre - im Vergleich zu Deutschland - größeren Küstenabschnitte mit Import-Steinkohle-Kraftwerken zu verschandeln.

Dieser Lageplan ist abrufbar unter

http://www.ewn-gmbh.de/fileadmin/user_upload/EWN/Greifswald/Entwicklung_Standort/Standort03_2009_2Seiten.pdf

14. Internationale Vergleiche

Ausnahmslos für alle Länder und Staaten der Erde hat die Energiewirtschaft vorrangige, staatliche Bedeutung. Ein Blick über den Gartenzaun sei deshalb gestattet.

Es ist davon auszugehen, dass die energiepolitischen Entscheidungen der meisten Staaten und Länder, fast ausschließlich - mit großer Ernsthaftigkeit strategisch-zukunftsorientiert, d.h. staatlich und nicht vorrangig privatwirtschaftlich - getroffen werden. Jüngstes Beispiel ist Großbritannien, wo man sich nach umfänglichen Ausarbeitungen und Parlamentsdebatten für die Sicherstellung der künftigen Energiestrategie geeinigt und für Kernenergie entschieden hat. Neuerdings beabsichtigt auch Schweden, Polen und Italien, (wo bei Letztern z.Z. Kernenergie noch verboten ist) Kernkraftwerke zu errichten (Financial Times, Wirtschaft/Unternehmen 21.04.08, ARD-Meldung v. 22.05.08). Polen erwägt gar an der Oder bei Gryfino (130 km vor Berlin) ein Kernkraftwerk zu errichten (Berliner Kurier 28.02.09).

Nicht nur alle erdöl-, erdgas- und steinkohleexportierenden Länder (bis auf Irak) setzen auf Kernenergie, sondern auch alle Länder der Dritten Welt, die es sich leisten können. (Es sind dies mindestens $^2/_3$ der auf Bali vertretenen Länder). Es ist sogar der Trend zu verzeichnen, dass die Entwicklungsländer und Russland die knapper werdenden fossilen Rohstoffe lieber exportieren, um sich dafür Kernkraftwerke leisten zu können (WELT Wirtschaft / Unternehmen vom 22.05.2008). Kürzlich wurde bereits eine Absichtserklärung von Russland und SIEMENS unterzeichnet, um gemeinsam auf Drittmärkten beim Kernkraftwerksexport auftreten zu können. Z. Z. sind weltweit bereits 33 Anlagen im Bau (Tagesspiegel, Wirtsch. vom 04.03.09 u. a.). Daraus ist ableitbar - und gewissermaßen statistisch gestützt - dass der deutsche Sonderweg politisch unrichtig bzw. nicht ausgereift ist (siehe auch Anlage 6).

Hingegen gibt es außer Deutschland kein anderes Küstenland Europas, wo die Importsteinkohlealternative (Import von der Südhalbkugel) erwünscht oder genehmigungsfähig wäre. Mit den bereits begonnen und ursprünglich geplanten Kohlekraftwerken = 33 mit insgesamt 33 435 MW liegt Deutschland einsam an der Spitze in Europa (Quelle: Greenpeace, Kyoto, Klimaschutz und Kohle-KW...10/2007).

Spanien plant ein modernes Siemens-Kohlevergasungs-GuD-Kraftwerk (IGCC) in Puertollano (1200MW). Großbritannien hat seine Pläne zur Errichtung von 8 Kohle-KW (mit 8700 MW) aufgegeben. Italien folgt dem. Polen will noch 6 Kohle-KW auf Basis eigener Steinkohle-vorkommen errichten. Gleichzeitig wird die Errichtung eines Gemeinschafts-Kernkraftwerkes mit und in Litauen geplant. Auch in Polen selbst wird ein eigenes Kernkraftwerk in Erwägung gezogen. Ein Standort in Westpolen/Pommern ist in Diskussion. Verbleibt die Niederlande - seit Jahren Stromimporteur - mit derzeit 5 geplanten Kohleanlagen. Hier ist abzuwarten, ob es dabei bleibt. Definitiv ist das DONG-Kraftwerkskonzept in den Niederlanden nicht genehmigungsfähig. Einige kleine EU-Länder favorisieren derzeit Kohleanlagen < 1000 MW.

Ein Steinkohlekraftwerk, wie bei Lubmin geplant, lässt keine Technik-Innovationen erkennen. Trotz Staubfilterung) und Schwefelabscheidung werden erhebliche Schadstoffmengen emittiert:

- Extrem gesundheitsschädigender Feinstaub
- Schwermetalle, Quecksilber, Arsen und NOx etc.
- Mehr als 10 Mio t klimaschädigendes CO_2 pro Jahr.
- Die Schadstoffbelastung mit Radionukliden ist wesentlich höher als die eines Kernkraftwerkes im störungsfreien Betrieb (Strahlenschutzkommission SSK, Bonn, Bundesanzeiger 150 v. 15.08.1981, verabschiedet in der 35. Sitzung der SSK am 02.07.1981).

Eine Abscheidung und ein sicherer Einschluss dieser Schadstoffe ist jedoch absehbar ebenso ungeklärt und wenn, dann mit so hohen Kosten und Wirkungsgradverlusten, dass die knapper werdenden fossilen Rohstoffe damit beschleunigt und nutzlos aufgebraucht würden.

Im Gegensatz dazu sind die radioaktiven Abfälle der Kernkraftwerke immerhin bereits eingeschlossen und gelangen nicht in den Biozyklus. Die anfallenden Mengen der radioaktiven Abfälle

sind zudem um viele Zehnerpotenzen geringer, als die Unmengen der technologisch nicht einschließbaren Schadstoffe eines Kohlekraftwerkes.

Beim Weiterbetrieb von Kernkraftwerken zeichnen sich für das abschließende Endlagerproblem langlebiger, hochradioaktiver Nuklide international bereits konkrete Ergebnisse ab. Die internationalen Forschungen zur Endlagerung o. g. Nuklide, z. B. in Granit (Finnland, Schweden) und zur Transfusionsforschung (Schweden, Schweiz, USA, Japan, Frankreich u. a.) haben dazu geführt, dass z. B. in Finnland bereits ein sicheres Endlager (Okiluito) im Bau und in anderen Ländern deren Planung und Vorbereitung fortgeschritten ist.

Dennoch bleibt eine Betrachtung der Verhältnismäßigkeit des Schadstoffanfalles im Vergleich zu anderen Energieerzeugungsverfahren auf der Strecke (*Geisterfahrer Deutschland*, H.W. Sinn, Wirtschaftwoche 21.07.08).

Die Stilllegung der jeweils in 3-stelliger Euro-Millionenhöhe sicherheitstechnisch nachgerüsteten deutschen Kernkraftwerke aus politischen Gründen ist einzig in der Welt und einsam unter den G8 und G20-Staaten und sollte deshalb neu abgewogen werden. Diese Verhältnismäßigkeit ist im Rahmen einer nachhaltigen, verantwortungsvollen, staatlichen Energiepolitik in Betracht zu ziehen.

Der deutsche Sonderweg wäre speziell für unsere Region irreparabel. Der Energie- und Industrie-Standort Lubmin-Greifswald ist perspektivisch zu wertvoll, um durch ein Kohlekraftwerk kurzsichtig und nachhaltig degradiert zu werden. Hinzu kommt, dass alle europäischen Länder (insbesondere die begünstigten Küstenländer mit ausreichend Häfen) Importsteinkohlekraftwerke nicht wollen.

Außerdem wurde - wie bereits erwähnt - das atomare Zwischenlager (ZLN) per Entscheid der Landesregierung in den Zwischenlagerzeiten verlängert und für andere Rückbauvorhaben aus Deutschland geöffnet, was mit einem Kohle-KW in unmittelbarer Nähe ebenfalls nicht kompatibel ist. Hierzu steht ebenfalls eine gesetzliche Regelung aus, da weltweit bisher kein weiterer derartiger Fall bekannt ist.

Es soll an dieser Stelle auch nicht unerwähnt bleiben, dass das überstrapazierte Argument der Stromkonzerne und Unternehmensverbände der drohenden Deindustrialisierung Deutschlands nicht stichhaltig ist. Langjährige Elektroenergieimport-Länder, wie Italien, Österreich und die Niederlande sind zwischenzeitlich auch nicht deindustriealisiert und deren Strompreise entsprechen in etwa dem derzeitigen deutschen Niveau bzw. sind sogar niedriger.

In Anlage 4 sind die aktuellen Strompreise dargestellt. Daraus ist ersichtlich, dass die Liberalisierung *falsch gemacht wurde* (FAZ, Finanzen v.18.05.08).

Eine weitere internationale Erkenntnis ist - wie das Beispiel Großbritannien zeigt - die Anwendung des Repowering vorhandener Kraftwerksstandorte. Wir haben in Deutschland über 60 großflächig degradierte Kohle-Kraftwerks-, Kohle-Chemie- und Kohle-Stahl-Standorte. Allein an den Küsten von Nord- und Ostsee gibt es 15 Kohlekraftwerks-Standorte mit Hafenanbindung. Hier ist Repowering geboten.

Abschließend noch eine Bemerkung zum internationalen Preisvergleich. Hier zeigt der Vergleich der Energieberatung NUS Consulting mit 15 Industrieländern, dass Deutschland nach Italien mit 11,51Ct die zweithöchsten Strompreise hat. Wobei die Skandinavier und Franzosen nur die Hälfte bezahlen (Financial Times, Wirtsch. v.15.04.09). Nun ist erstaunlich, dass die Genannten von Staatskonzernen versorgt werden - obwohl der “Staat noch nie der bessere Unternehmer war“ (Merkel am 31.03.2009 in Rüsselsheim). Dem soll nicht widersprochen werden, aber wenn man bedenkt, dass in Deutschland derzeit fast sämtliche Kraftwerke und Hochspannungstrassen lange abgeschrieben sind, d.h. es nicht billiger werden kann, sind die Preise - gelinde gesagt - äußerst fragwürdig. An den Lohn- und Brennstoffkosten liegt es nicht.

Und wenn man gar meint, man könne mehr Wettbewerb mittels o. g. ausländischer Staatskonzerne importieren, bleibt das ein “frommer Wunsch“ bzw. entpuppt sich als Trugschluss, solange die richtigen Rahmenbedingen fehlen. Gerade hier sind geeignete gesetzliche Vorschriften umso wichtiger, sonst sehen ausländische Staatskonzerne - frei von Wählerzwängen - die “deutsche Spielwiese“ zur Sanierung ihrer eigenen Staatshaushalte. Die Gründe dafür sind aus den folgenden Abschnitten ersichtlich.

15. Das fehlende schlüssige gesamtstaatliche Energiekonzept

Zwischenzeitlich sind die Szenarien, die bisher von der Deutschen Energie-Agentur und den Energieversorgern vertreten wurden - die ab den Jahren 2012 bis 2022 eine Energielücke zwischen 12.000 und 21.000 MW (u. a. SPIEGEL, Wirtschaft /Unternehmen vom 14.04.2008), prognostizierten - weitgehend vom Tisch (Die dena "dreht sich um 180°!).

Der Umweltminister geht - ebenso wie die dena - von dem beschlossenen deutschen Atomausstieg bis zum Jahr 2023 aus und sein Ministerium sieht hingegen keine Versorgungslücke (SPIEGEL, Wirtschaft /Unternehmen vom 14.04.2008). Was ist nun richtig?

Richtig ist, so lange wie diese beiden diametral divergierenden Auffassungen regierungsamtlich nebeneinander koexistieren, ist definitiv kein schlüssiges staatliches Energiekonzept vorhanden. Daraus resultiert ein Dilemma, das andere Länder Europas so nicht kennen:

- ► Keine "ordnende Hand" und keine sinnvollen Rahmenbedingungen für Nachhaltigkeit und für das notwendige back up für erneuerbare Energien existieren. Gesetze und Vorschriften kollidieren.
- ► Existiert ein kompetentes deutsches Energieressort, das sich dieser Aufgabe stellt und ein Mindestmaß an Koordination übernimmt? - nein. (Die dena als Beratungsorgan ändert mehrmals im Jahr seine Meinung als konträre Grundaussage.)
- ► Es besteht Investitionsbedarf im deutschen Hochspannungsnetz. Wer soll die über-fälligen Netzinvestitionen tätigen - der Staat und Steuerzahler?
- ► Der deutsche Atomausstieg ist einzig in der Welt und einsam unter den G8-Staaten. Deutschland ist *Geisterfahrer* (H.W. Sinn, Wirtschaftswoche v. 21.07.08). Machen wir uns lächerlich in der Welt?
- ► Neue, veraltete Kohlegroßkraftwerke in Überkapazität als Alternative - einzig in Europa? (Kein anderer europäischer Staat will z.B. das DONG-Kraftwerk.)
- ► Die CO_2-Ziele werden damit erheblich verfehlt. Eine CO_2-Lagerung wird definitiv nicht wirtschaftlich. Ist das der *Lackmustest* für die Glaubwürdigkeit Deutschlands (G. W. Busch)? 2008 wurden 20,1 Mrd. kWh Strom exportiert. Das ist mehr als 2 Großkraftwerke leisten.

Ein separates Energieressort, das lobbyneutral ideologiefrei und kompetent für derartige Ausarbeitungen wäre, gibt es bisher in Deutschland nicht.

Energiegewinnung ist prioritär - wie bereits in der biologischen Evolution - und betrifft die Gesamtgesellschaft des Landes, nicht nur ausschließlich die Wirtschaft. Deshalb kann die Wirtschaft - die zwar dringend auf Energie benötigt - nicht nur exklusiv betrachtet werden.
Als ebenso nachrangig ist das Umweltressort zu definieren, das zwar wesentlich auf die Form der Energiegewinnung Einfluss nehmen muss, aber diese letztendlich nicht dominieren darf.

Das steht im krassen Gegensatz zu den meisten Staaten der EU und weltweit, die ein kompetentes staatliches Energieressort haben. Ohne eine fundierte, konzeptionelle Basis sind keine Entscheidungen, Beschlüsse, Gesetze oder gar internationale Vereinbarungen .möglich

Das bezieht sich im vollen Umfang auf die Vorgängerregierung. Deren Beschlüsse (u. a. zum Atomausstieg) wurden ohne Vorliegen eines schlüssigen Energiekonzeptes, das heißt konzeptionslos getroffen.

Die deutsche Bundesregierung und die nachgeordneten föderalen Landesregierungen haben folglich gegenwärtig keine Grundlage "*Zwingende Gründe des überwiegend öffentlichen Interesses*" in Energiefragen zu reklamieren. Es ist mehr als geboten, Kohlekraftwerksvorhaben basisdemokratisch zu verhindern.

Deshalb lautet die klare Forderung an die Bundesregierung:

- Erarbeitung eines schlüssigen gesamtstaatlichen Energieprogramms mit Schaffung eines separaten Bundes-Energieressorts.
- Daraus ableitend sind Prioritäten zu setzen, die sich auch gegen ausschließliche Wirtschaftsinteressen der privaten Energieversorger "im zwingenden öffentlichen Interesse" richten können.

- Es besteht sofortiger gesetzlicher Nachhole- und Handlungsbedarf und das nicht erst nach der Bundestagswahl.
- Weiter daraus ableitend sind - in Abstimmung mit der EU - die notwendigen Schritte zu beraten. Denn gemeinsam wollen wir Ressourcen und Umwelt für unsere Folgegenerationen schonen und erhalten.
- Die Frage der sinnvollen Organisation eines geeigneten Wettbewerbes auf dem deutschen Strommarkt ist neu zu überdenken, da die Verhältnisse hier doch etwas anders als bei "Autos und Äpfeln" liegen. Die *scheunentorgroßen Lücken* (Preistreiberei durch Erzeugerkapazitäts-Zurückhaltung) sind zu schließen.

Ebenfalls ist zu prüfen, warum die Staaten Europas neu auf Kernenergie setzen oder lieber Grundlast importieren, statt Importsteinkohlekraftwerke zu bauen.

An die Adresse unserer Landesregierung sei angemerkt, dass ausschließlich sie gemäß Grundgesetz politisch berechtigt und verpflichtet ist, Fragen der Energiestandorte und Genehmigungen und aufsichtliche Kontrollen darüber zu führen und zu entscheiden und nicht die Bundesregierung. Aber kann eine einzelne Bundesland-Regierung das überhaupt?

Die (partielle) Prüf- und Genehmigungsfunktion der Umweltämter (StAUN) ist unbestritten notwendig, aber nicht hinreichend. Aber es kann nicht sein, dass den Umweltämtern die alleinige Entscheidung - bei zwangsläufig fehlenden Überblick der Landesregierung - gewissermaßen als "Alibifunktion" auferlegt wird, um sich dahinter zu "verstecken".

Anderseits ist aus der Koalitionsvereinbarung unserer gegenwärtigen großen Koalition in MV nach- und ablesbar, dass unsere Landesregierung durchaus ähnlich gelagerte politische Entscheidungen treffen kann, wie unter Abschnitt II, Wirtschaft und Arbeit, Punkt 31 formuliert:

"*Ein Braunkohleabbau in der Griesen Gegend widerspricht der touristischen Entwicklung des Landes und wird aus diesem Grund nicht weiter verfolgt".*

Mit welch zweierlei Maßstäben wird hier gemessen?

- Erstens ist Braunkohleabbau und einschränkend auch die Braunkohleverstromung wesentlich weniger gesundheitsschädigend als Steinkohleverstromung und

- zweitens ist die Griese Gegend im Vergleich zur Region Rügen-Usedom nun wahrhaftig kein Tourismus-Schwerpunkt.

Wie bereits ausgeführt und im Abschnitt 16 zusammengefasst, sind die vorhandenen gesetzlichen Rahmenbedingungen bezüglich Gesundheitsgefährdungen der Steinkohleverstromung

- Durch neuere Erkenntnisse (Feinstaubemissionen mit Lungengängigkeit),
- Durch höhere Radionuklidemissionen im Vergleich zu Kernkraftwerken,
- Durch die erheblichen Quecksilber-, Schwermetall- und NOx-Belastungen,
- Durch Nichtberücksichtigung der bereits eingetretenen Klimaerwärmung sowie,
- Dass es nur beschränkte Sonderbestimmungen für ausgewählte Urlaubsregionen gibt,

überholt. Dies alles bedarf deshalb einer Novellierung.

Es wird bei formaler Prüfung nach Gesetzeslage die - mittlerweile eindeutig beliebteste - Urlaubs- und Gesundheitsregion zur Disposition gestellt. Man stelle sich das an der französischen Riviera, der spanischen Costa Sol, der Toskana, beim englischen Seebad Brighton oder am Starnberger See vor!

Aber auch an innovativen Hightech-Standorten, wie Silicon Valley ist dies undenkbar.

All dass lässt kaum einen anderen Schluss zu, die Energiepolitik in Deutschland als gescheitert zu bezeichnen. Die derzeitigen gesetzlichen Unzulänglichkeiten im nachstehenden Abschnitt belegen dies.

16. Derzeitige gesetzliche Unzulänglichkeiten

Zur nachhaltigen Nutzung volatiler (wetterabhängiger) Stromerzeugung sind 3 Grundvoraussetzungen im Verbund unerlässlich (nur im "**Dreierpack**" funktioniert es):

- **Ausbau der erneuerbaren Energien,**
- **Ausreichend Kraftwerksregelenergie bzw. Speicherkapazität als Back-up** und
- **Netzausbau.**

Das führt zur territorial distanzierten Entkoppelung und damit zum Paradigmenwechsel von der vormaligen Konnexion Verbraucherschwerpunkt - Kraftwerk. Die Rechtsvorschriften sind dem anzupassen. Hier besteht akuter Novellierungs- und Handlungsbedarf.

Kraft-Netzanschluss-Verordnung (KraftNAV vom 26.06.2007)

● Leistet keine regelnde Einsenkung von neuen Kraftwerken (10 Jahre lang), d. h. es initiiert nur regelresistente Großkraftwerke und führt zu technischen Fehlauslegungen.

Novellierungsbedarf, da Gesetzes-Kollision, deshalb vorzeitig annullieren

Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG, erst zum Jahresende 2008 novelliert)

● Anreize für eine sinnvolle Speicherfahrweise, u.a. der nunmehr zahlreichen Biogasstromerzeuger wurden vergessen und Gaskraftwerke, Speicher- und Regelpotenzial liegt brach. Stattdessen als Großanlagen definiert (s. NEV und NZV).

Novellierungsbedarf, verhindert guten Strom zur rechten Zeit

● Repowering-Forderung des Hochspannungsnetzausbaues ist (noch!) nicht vorhanden.

Novellierungsbedarf, da unerlässlich.

● Kontraproduktiv zum EU-Zertifikatenhandel. Windenergie darf nicht gegen fossile Großkraftwerke gutgeschrieben werden.

Novellierungsbedarf, da keine CO_2-Einsparung (Nullsummenspiel)

● Unbegrenzte, undifferenzierte Förderung in bekannte Technik (Die Solarenergieförderung muss stärker degressiv gestaltet werden)

Novellierungsbedarf, Förderschwerpunkte auf Forschung konzentrieren

Umweltgesetzbuch gescheitert

● Dadurch keine einheitlichen, länderübergreifenden Standards, Einzelgenehmigungen und kein Bürokratieabbau

Handlungsbedarf des Bundestages zur Inkraftsetzung.

Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG v. 07.07.2005) u. a.

● *Scheuentorgroße Lücken* bei Liberalisierung (Handelsblatt 05.02.09) für Marktmacht- Missbrauch und Insidergeschäfte beim Stromhandel. Der Wettbewerb wird nicht befördert.

Novellierungsbedarf, zur Liberalisierung

Strom-Netzzugangs-Verordnung (NZV) und **Strom-Netzentgelt-Verordnung** (NEV) vom 25.07.2005, zuletzt geändert (Art. 2, Abs. 4)vom 25.10.2008 im Bezug auf Pumpspeicherwerke

● Pumpspeicherwerke, u.a. Goldisthal (1200 MW), Geesthacht (120 MW) stehen, da Stromfluss hin und zurück, d. h. doppelt mit Netzdurchleitungsgebühren belastet wird.

Novellierungsbedarf, Backup-Regelleistung wird mehr als neue Kraftwerke gebraucht.

Infrastrukturbeschleunigungsgesetz (vom 9.Dezember 2006)

● Verzögerungen konnten nicht verhindert werden und sind auch weiterhin zu erwarten.

Novellierungsbedarf, Entwurf eines *Gesetzes zur Beschleunigung des Ausbaues der Höchstspannungsnetze* (vom 07.10.2008) greift zu kurz.

Gesetz zur Beschleunigung des Ausbaues der Höchstspannungsnetze (vom 07.10.08)

● Entwurf - in Vorbereitung.

Korrekturbedarf, da Repowering ist nicht enthalten.

EU-Förderrichtlinien

● Förderung der CO_2-Sequestrierung a priori nicht zielführend, da nie annähernd wirtschaftlich, dient nur der Akzeptanz-Intention.

Novellierungsbedarf, da Fördermittel-Verschwendung

Novelliertes Atomgesetz – (**Atomausstiegsbeschluss** der damaligen Bundesregierung)

● Wurde ohne ganzheitliches strategisches Energiekonzept gefasst. Radioaktive Endlagerforschung und -praxis sind international weiter - im Vergleich zu CO_2-Sequestrierung, deshalb

Novellierungsbedarf, da international überholt

TA Luft (akt. Fassung seit 01.10.2002 in Kraft) u. **Bundesimissionsschutz-Gesetz (BImSchG)**

● Eine erneute Novellierung ist überfällig. **Novellierungsbedarf,** da wissenschaftlich überholt

Gesetz über CO_2-arme Kohlekraftwerke (vorgesehen)

● Dichtigkeitsgrenzwerte, -zeiträume und Haftungsszenarien festlegen – richtig. Keine Förderung festschreiben, da EVU genügend motiviert sind. Alles andere hat keine Priorität.

Handlungsbedarf, trotz ausstehender Realisierungs- und Wirtschaftlichkeitsnachweise - keine Förderung.

Energieeffizenzgesetz EnEfG (vorgesehen)

● Ist prinzipiell richtig. Aber, das Thema hat bei der Bundesregierung keine Priorität (TAZ 03.02. 09). Beispiel für Kontraproduktivität BMWi – BMU

Handlungsbedarf, ist ohne §§ 3a u. 7a in Kraft zu setzen (Stellungnahme des BDI vom 09.02.09)

Energieressort-Gesetz

● Ist erforderlich zur Einrichtung eines separaten Energieressorts auch in Deutschland (andere Länder haben es). Die künftig wachsende zentrale Bedeutung der Energie als entscheidende Lebensgrundlage.

Handlungsbedarf, wird bereits vielfach gefordert

Repowering-Gesetz

● Ist notwendig, nicht nur für neue Windkraftanlagen, sondern auch für Hochspannungstrassen und Kraftwerksneubauten zur Reduzierung des Landschafts- und Naturverbrauchs.

Handlungsbedarf, Landschaft und Natur sind nicht unbegrenzt vorhanden.

Das Geschäftsmodell des ***C**lean **D**evelopment **M**echanism* (CDM), das auf der Grundlage des Klimaschutzvertrages von Kyoto ins Leben gerufen wurde **ist durch die EU zu korrigieren**. Klimaschutz, der Kohleproduktion fördert und in China mit Steuergeldern aus Europa die Kohleverstromung verbilligt ist "Ablasshandel" mit höchst umstrittenen Folgen. Um dort Treibhausgase einzusparen - darf man in Europa mehr CO_2 produzieren = "**Nullsummenspiel**".

Zudem ist besonders die **förderalismusbedingte Kompetenzteilung** des Gesetzgebers (Bund) und Genehmigung für Großkraftwerke (Ländersache) - ein unhaltbarer Zustand. Wie kann ein einzelnes Bundesland eine politisch fundierte Entscheidung bei fehlendem Überblick über die länderübergreifenden Versorgungsgebiete der Stromkonzerne treffen? Eine Mitwirkungspflicht des betreffenden Bundeslandes steht außer Frage.

Der Markt und die Stromkonzerne "richten" es nicht. Diese analysieren jedoch die Gesetze sehr genau und suchen akribisch nach deren Lücken - zu ihrem Vorteil. Ein Vergleich mit der Finanzmarktkrise drängt sich auf!

Das entbindet die Bundesregierung nicht, die Stellungnahmen z.B. des BDI u. a. Organisationen (lobbyneutral) zur Kenntnis zu nehmen und zu bewerten. Dazu gehört auch, dass die eigenen Vorgaben (im Koalitionsvertrag angekündigtes energiepolitisches Gesamtkonzept oder das in Meseberg beschlossene Energie- und Klimaprogramm u. a.) **auch selbst eingehalten werden** (Pacta sunt servanda).

Das vom BMWi ins Leben gerufene IKT- Basierte Energiesystem (IKT=Informations- und Kommunikationstechnologien) - als Leuchtturmprojekt angekündigt - ist prinzipiell und partiell richtig, aber greift zu kurz. Gesetzliche Rahmenbedingungen fehlen bisher**.**

Aus der Zusammenstellung ist der akute politische Handlungsbedarf - nicht erst in der nächsten Wahlperiode - ablesbar. Ohne ein separates Energieressort, sich nur auf das Umwelt- und Wirtschaftsressort sowie auf die Umweltämter (StÄUN) stützend, ist dies offensichtlich nicht leistbar.

Dies ist eine der wichtigsten Aussagen unseres KREDO-Konzeptes.

17. Zusammenfassende Schlussfolgerungen

Das vorgestellte KREDO-Konzept (**K**ompatibles, **R**egulatives **E**nergiekonzept **D**eutsche **O**stseeküste) lässt stellvertretend für die gesamte Bundesrepublik Deutschland Aussagen zu, da es beispielhaft die Auswirkungen und Anforderungen aus dem sich abzeichnenden Paradigmenwechsel der Elektroenergieversorgung aufzeigt. Das wird deutlich an:

- Dem **Status der gesetzlichen Rahmenbedingungen**, die unangemessen, unaktuell und ohne Nachhaltigkeit sind. Der "Blick hinter die energiepolitischen Kulissen" ist erschreckend.
- Ein **schlüssiges staatliches Elektroenergiekonzept** hätte die gesetzlichen Lücken, den akuten Handlungs- und Nachholbedarf bereits offenbart - aber dies existiert nicht.
- Das fehlende **separate Energieressort**, das unabhängig, ausreichend kompetent, lobbyneutral und ideologiefrei sein sollte, ist als wesentliche Kausalität dafür zu nennen.
- Der **Hoch- und Höchstspannungsnetzausbau** hat Priorität, kommt aber nicht voran und bisherige Gesetzesinitiativen "greifen zu kurz" oder "gehen vorbei".
- Die **Vorfahrt für erneuerbare Energien** ist nur *im **Dreierpack*** zu Netzausbau + Regel- und Speicherbetrieb + bei weiterer Förderung der regenerativen Energien nachhaltig.
- **Regel- und Speicherbetrieb als Back-up** für die volatile (wetterabhängige) Stromerzeugung. "Guter Strom zur rechten Zeit" ist gegenwärtig (gesetzlich) nicht möglich.
- Weitere **fossile, regelresistente Großkraftwerke** sind Gift für das Netz. Die Gefahr von regional nicht zu leistender Spannungskonstanz und Überspannungen besteht.
- Auf **regelbare Grundlastgewährleistung** ist dennoch nicht zu verzichten, obwohl sich der Anteil mit zunehmender Vernetzung degressiv entwickeln wird.
- Die **CO_2-Verpflichtungen** werden beim Festhalten an der Kohleverstromungs-Alternative zum Atomausstieg verfehlt. Erdgasverstromung ist nur befristet bezahlbar.
- Die **CCS-Technologie** ist a priori unwirtschaftlich. Masse und Volumen der CO_2-Verfrachtung würden analog einem realen Erdgasförder- und Transport-Aufwand entsprechen.
- Der **deutsche Strompreis** würde mehr als verdoppelt. D.h. die Kohleverstromung führt zwangsläufig - mit und ohne Zertifikate - in eine Sackgasse und wird unbezahlbar.
- Die **Wirkungsgraderhöhung** durch Kraft-Wärmekopplung und BHKW verbessert die Situation, aber löst sie nicht, da Wärme in der heizfreien Zeit nicht nachgefragt wird.
- Ganzjährige **Prozesswärmeauskopplungen** sind "seltene Edelsteine". Sie erfordern eine Auslegung vor Errichtung des Kraftwerkes und sind effektiv nicht nachrüstbar.
- **Repowering** sollte wie für Windkraftanlagen, auch für Hochspannungstrassen und für Kraftwerke gelten, da Landschafts- und Naturressourcen begrenzt sind.
- **Genehmigungen** für neue Elektroenergieerzeugungs- und -verteilungsanlagen auf der grünen Wiese (Repowering unmöglich) sollten in Ausnahmen nur basisdemokratisch erfolgen.
- Übermäßige **Exporte** von Elektroenergie in den EU-Raum sollten ebenso vermieden werden, wie Importe von Müll. Andere EU-Länder verfügen z. T. über mehr Standortvorteile.
- **Energieforschung ist strategische Energiepolitik.** Dazu gehören u. a. neue elektronische Stromzähler, Energiespeicherung und Transmutationsforschung. Es kommen zu wenige Innovationen von den EVU. Nicht nur SIEMENS ist gefragt.

Verwendete Maßeinheiten

Elektrische Leistung:
1000 MW (Megawatt) = 1 GW (Gigawatt)

Elektrische Arbeit:
1000 MWh (Megawattstunden) = 1 GWh (Gigawattstunde)

Die elektrische Jahresarbeit von 1 MW installierter Leistung
beträgt bei 100prozentiger Verfügbarkeit 1 MW x 8700 h/a = 8,7 Mio. kWh pro Jahr

Die übertragbare Leistung einer Hochspannungsleitung in MVA (Megavoltampere) setzt sich zusammen aus der Wirkleistung in MW und dem Blindleistungsanteil in MVA_R, d.h. die übertragbare Leistung in MW ist kleiner als die die Leitungen belastende Scheinleistung in MVA.

Anlage 1: Deutsches überregionales Hochspannungsnetz

Anlage 2: Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990-2007 nach Energieträgern

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie

Aufkommen und Verwendung von Strom

Deutschland

Energiedaten
Tabelle 21
letzte Änderung: 08.07.2008

in TWh

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007 [2]
AUFKOMMEN																	
Öffentliche Kraftwerke 1)	459,1	460,9	452,7	455,5	461,5	485,6	486,8	493,0	494,4	512,9	523,0	518,4	533,5	533,7	532,7	540,3	527,0
Industrielle Eigenanlagen	74,2	70,0	66,7	65,1	66,8	57,7	55,4	53,5	50,2	51,2	48,1	46,8	48,2	48,3	50,1	51,1	51,7
Deutsche Bahn AG	6,1	6,2	6,3	6,2	6,6	7,0	7,5	6,9	6,8								
Private Betreiber	0,8	1,1	1,3	1,7	1,9	2,4	2,6	3,8	4,8	12,5	15,3	21,5	25,0	33,3	37,8	45,4	57,9
Inlandserzeugung insgesamt (brutto)	**540,2**	**538,2**	**527,0**	**528,5**	**536,8**	**552,7**	**552,3**	**557,2**	**556,2**	**576,6**	**586,4**	**586,7**	**606,7**	**615,3**	**620,6**	**636,8**	**636,6**
davon aus:																	
Wasser	19,2	21,9	22,3	23,5	25,2	22,7	22,0	22,5	24,7	29,4	27,8	28,4	23,5	26,9	26,7	26,8	27,5
Wärme	372,3	355,9	349,5	351,6	354,7	365,0	355,6	366,0	353,1	364,5	371,6	371,0	390,5	384,7	387,2	390,5	402,3
Kernenergie	147,4	158,8	153,5	151,2	154,1	161,6	170,3	161,6	170,0	169,6	171,3	164,8	165,1	167,1	163,0	167,4	140,5
Erneuerbare (Wind, Biomasse, PV)	1,3	1,5	1,8	2,2	2,8	3,3	4,4	7,3	8,5	13,0	15,7	22,4	27,6	36,6	42,7	52,1	66,3
Einfuhr	30,4	28,4	33,6	35,9	39,7	37,4	38,0	38,3	40,6	45,1	43,5	46,2	45,8	44,2	53,4	46,1	44,3
Aufkommen insgesamt	**570,6**	**566,6**	**560,6**	**564,4**	**576,5**	**590,1**	**590,3**	**595,5**	**596,8**	**621,7**	**629,9**	**632,9**	**652,5**	**659,5**	**674,0**	**682,9**	**680,9**
VERWENDUNG																	
Inlandsverbrauch nach Verbrauchergruppen																	
Industrie	232,1	228,7	218,2	222,9	226,1	222,4	227,4	229,6	227,3	239,1	240,3	243,1	244,8	248,5	249,7	253,7	255,6
Verkehr	15,3	14,9	15,0	15,4	16,2	16,5	16,9	16,1	15,8	15,9	16,0	16,0	16,1	16,2	16,2	16,3	16,3
Öffentliche Einrichtungen	37,2	37,4	37,4	37,9	37,2	38,2	37,0	37,1	38,3	40,1	41,0	42,2	43,9	44,5	44,6	44,9	45,0
Landwirtschaft	9,3	8,8	8,7	8,2	8,0	7,8	7,7	7,8	7,5	7,5	8,0	8,0	8,2	8,3	8,3	8,3	8,5
Haushalte	122,2	122,8	126,1	124,5	127,2	134,2	130,8	130,5	131,3	130,5	134,4	136,5	139,1	140,4	141,3	141,5	140,5
Handel u. Gewerbe	56,8	54,6	56,7	56,1	57,9	60,6	63,1	66,4	68,3	68,3	68,0	70,4	72,9	74,0	74,1	74,9	75,1
zusammen	**472,9**	**467,2**	**462,1**	**465,0**	**472,6**	**479,7**	**482,9**	**487,5**	**488,5**	**501,4**	**507,7**	**516,2**	**525,0**	**531,9**	**534,2**	**539,6**	**541,0**
Verluste, Eigenverbrauch und Pumpstromverbrauch	66,7	65,7	65,7	65,7	69,0	67,7	67,0	69,0	68,8	78,2	77,4	71,2	73,6	76,1	77,9	77,4	76,5
Ausfuhr	31,0	33,7	32,8	33,6	34,9	42,7	40,4	39,0	39,6	42,1	44,8	45,5	53,8	51,5	61,9	65,9	63,3
Verwendung insgesamt	**570,6**	**566,6**	**560,6**	**564,3**	**576,5**	**590,1**	**590,3**	**595,5**	**596,9**	**621,7**	**629,9**	**632,9**	**652,4**	**659,5**	**674,0**	**682,9**	**680,8**

1) ab 2000 einschließlich Deutsche Bahn AG

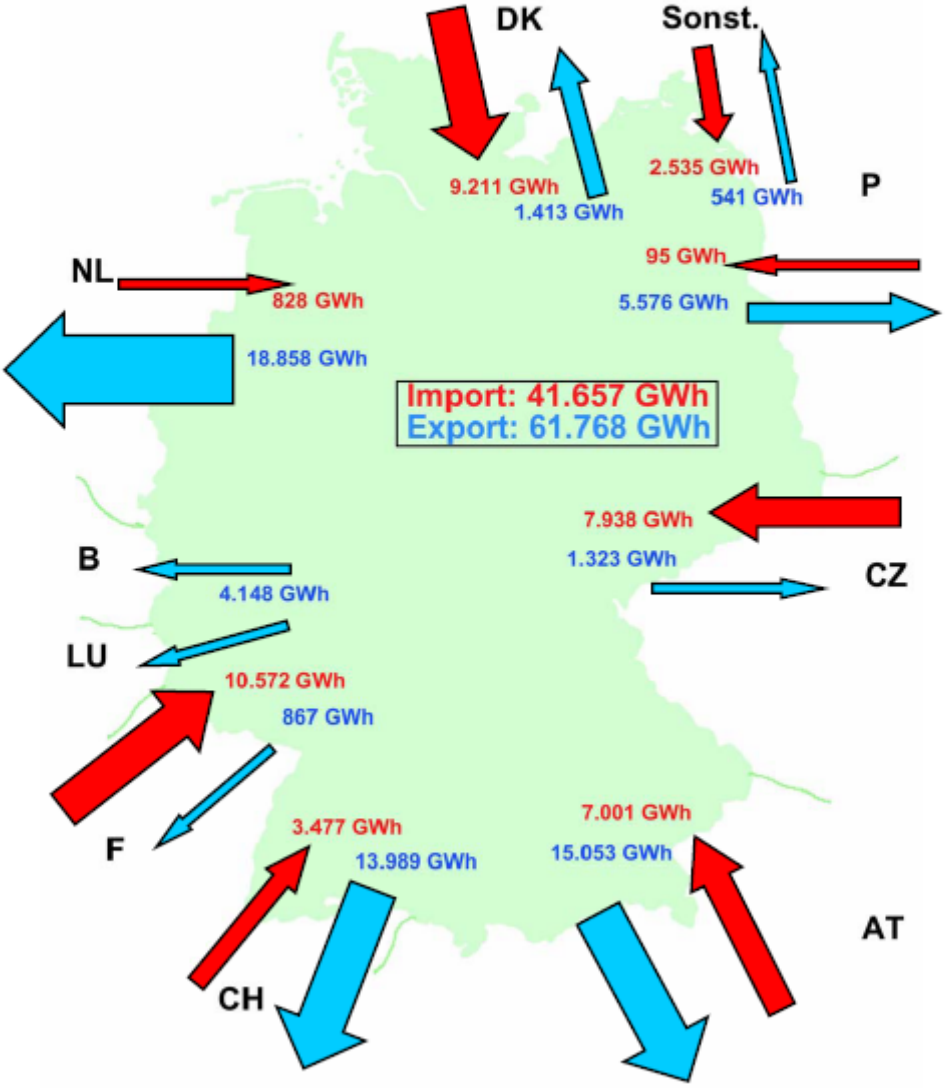
2) vorläufig

Quelle: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft

Anlage 3:

Stromimport und –export (GWh = Mio.kWh)

Deutschland ist Stromexportland

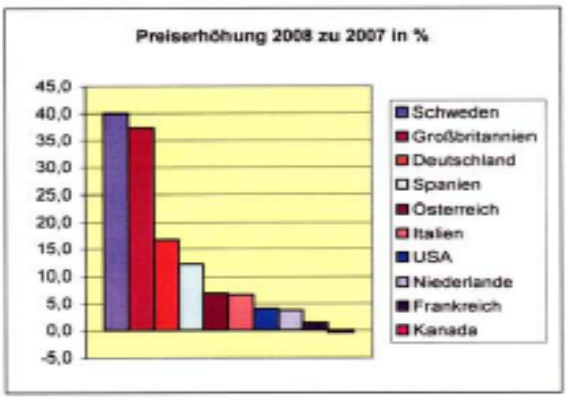


Zahlenwerte:
Statistisches Bundesamt, Stand 10.04.2009

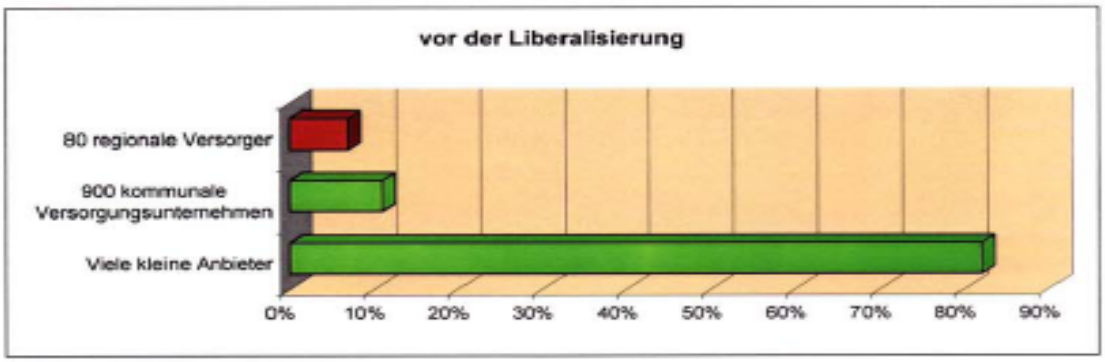
Anlage 4:

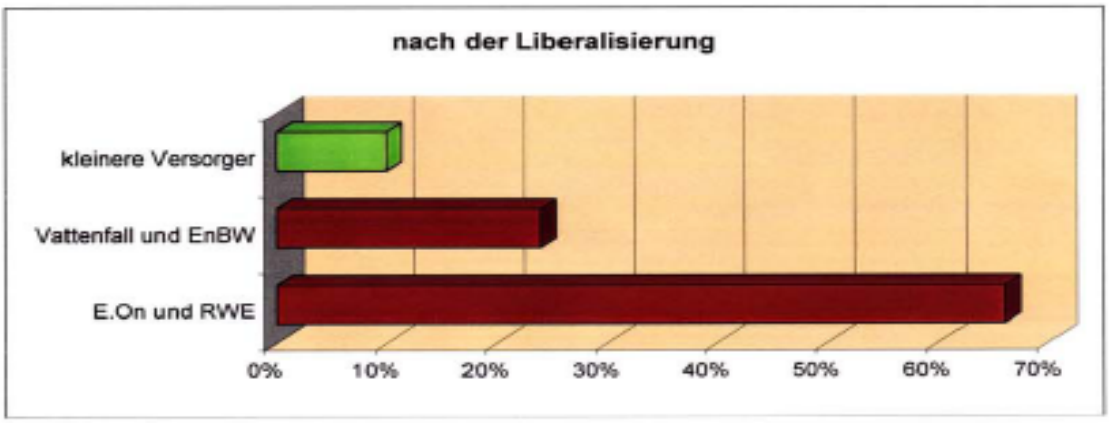
Die falsch gemachte Liberalisierung

Statt zu mehr Wettbewerb und niedrigeren Strompreisen hat die Liberalisierung nur zu mehr Konzentration geführt

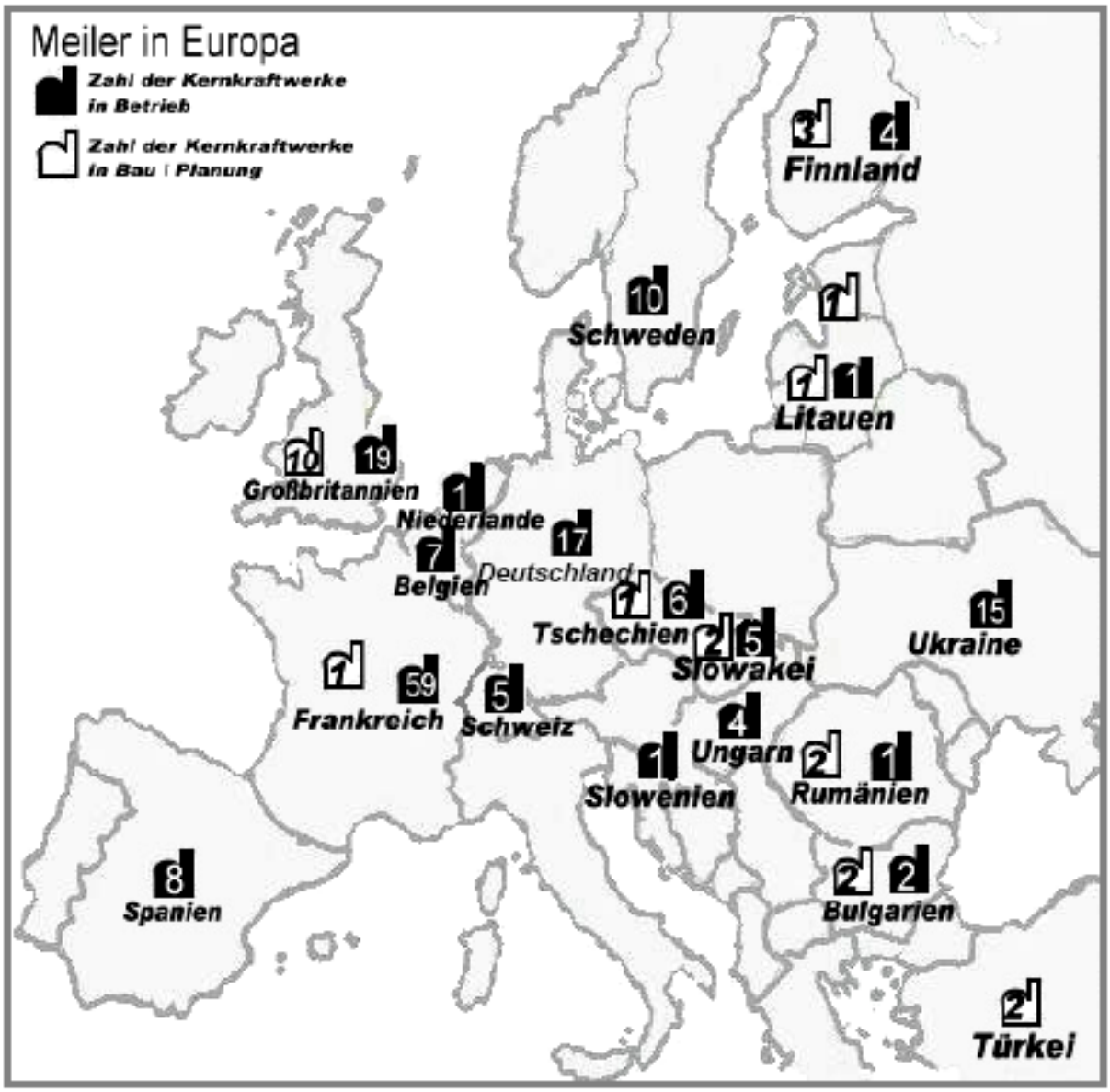


Marktanteile vor und nach der Liberalisierung





Anlage 5 : Alte und neue Kernkraftwerke in Europa



Stand: 24.04.08