

# **Hoher Ölpreis,** **erneuerbare Energien** **und Perspektive der Schweiz**

Mitbericht zum Schlussbericht „Auswirkungen langfristig hoher Energiepreise“ (ECOPLAN)  
**Vollständige Fassung**

**Dr. Rudolf Rechsteiner, Basel**  
Mitglied der „Begleitgruppe hoher Ölpreis“

## Inhalt

<b>1. Einleitung</b> .....	<b>3</b>
1.1. Schlussbericht „Begleitgruppe hoher Ölpreis“ .....	3
1.2. Zielsetzung dieses Mitberichts .....	4
1.3. Strukturierung der Fragestellung .....	4
<b>2. Sinkende Terms of Trade der Fossilen</b> .....	<b>6</b>
2.1. Differenzierte Entwicklung des Energieangebots.....	6
2.2. Preis-Entwicklung und Marktanteile .....	6
2.3. Kosten- und Mengenentwicklung beim Erdöl .....	7
2.4. Kosten- und Mengenentwicklung bei der Gasförderung.....	11
2.5. Energy-return-on-energy-investment .....	13
2.6. Veränderung der Zahlungs- und Investitionsströme.....	14
2.7. Zu den Datengrundlagen des Szenario KE (Konventionelle Energiequellen) von IIASA .....	15
2.8. Zum Kohle/Methanol-Szenario .....	15
<b>3. Erneuerbare Energien: öffentliche Wahrnehmung und reale Entwicklung</b> .....	<b>16</b>
3.1. Erneuerbare Energien – ein Feindbild?.....	16
3.2. Asymmetrische Kostenstruktur im Zeitablauf .....	16
3.3. Wahrnehmung der erneuerbaren Energien durch Internationale Organisationen .....	17
3.4. Die Vorzüge von erneuerbaren Energien.....	21
3.5. Die Entwicklung der Windenergie als Exempel.....	22
3.6. Zu den Datengrundlagen betreffend Stromerzeugung von IIASA.....	25
3.7. möglicher Ausbau der Windenergie .....	28
<b>4. Die schweizerische Elektrizitätswirtschaft im neuen Umfeld</b> .....	<b>32</b>
4.1. Kerngeschäft Stromhandel.....	32
4.2. Veränderte Preisverhältnisse .....	36
<b>5. Vom Umgang mit variabler Leistung</b> .....	<b>39</b>
5.1. Intermittenz von erneuerbaren und nichterneuerbaren Energien.....	39
5.2. Weitgehender Konsens bezüglich der Integration von fluktuierenden erneuerbaren Energien.....	40
5.3. Neuordnung der Netz-Kostenträger zur Diversifizierung der Standorte .....	40
5.4. Nicht erneuerbare Energien als Backup.....	40
5.5. Kombination und Diversifikation.....	41
5.6. Alternative Speichertechniken.....	41
<b>6. Interkonnektion – Eckpfeiler für Netzmanagement, Wettbewerb und Versorgungssicherheit</b> .....	<b>43</b>
6.1. Zu den Systemeigenschaften von Wind- und Solarenergie .....	43
6.2. Die Bedeutung ausreichender Netze .....	44
6.3. Kosten und Nutzen der Netzintegration von Windenergie.....	52
<b>7. Die Rolle der Schweizerischen Elektrizitätswirtschaft im europäischen Verbund</b> .....	<b>55</b>
7.1. Bedeutung der Stromspeicherung und des Handels.....	55
7.2. Wirtschaftliche Prioritäten bei der Speichernutzung.....	56
7.3. Ökologische Problematik .....	57
7.4. Derzeit verfügbare Kapazitäten .....	57
7.5. Anteil der Schweizer Back-up Leistung am europäischen Bedarf.....	58
7.6. Anteil der schweizerischen Back-up Produktion am europäischen Bedarf.....	58
7.7. Neue Projekte: Leistungserhöhungen und zusätzliche Pumpspeicher.....	59
7.8. Beispiel Linth Limmern.....	60
7.9. Bedeutung der angekündigten Leistungserhöhungen.....	61
<b>8. Zusammenfassung</b> .....	<b>63</b>
<b>9. Anmerkungen</b> .....	<b>66</b>

# 1. Einleitung

## 1.1. Schlussbericht „Begleitgruppe hoher Ölpreis“

Die „Energieperspektiven“ des Bundes wurden auf Basis von dauerhaft günstigen Ölpreisen berechnet: 30\$ pro barrel real bzw. maximal 50\$ (sogenanntes Hochpreis-Szenario) bis 2035/2050.

Im Sommer 2005 empfahl das begleitende „Forum Energieperspektiven“ dem Bundesamt für Energie auf Anregung des Autors, in Anbetracht der steigenden Preise für fossile Energien eine ergänzende Untersuchung „hoher Ölpreis“ durchführen zu lassen. Diese Arbeit wurde im Jahre 2006 in Angriff genommen und von einer kleinen Expertengruppe unter der Leitung des BFE begleitet. Am 27. Oktober 2006 stellte ECOPLAN der „Begleitgruppe hoher Ölpreis“ ihren Schlussbericht vor.<sup>1</sup>

ECOPLAN befasst sich mit den volkswirtschaftlichen Auswirkungen hoher Ölpreise. Diese werden modellhaft für Produktions- und Konsumententscheidungen sowie Wirtschafts- und Aussenhandelsstruktur abgebildet, und es wird die Entwicklung der grossen Aggregate abgeschätzt: Investitionen, Beschäftigung, Konsum usw., wobei exogen definierte Preisentwicklungen einbezogen und exogen vorgegebene Technikpfade diskutiert werden.

Die kumulierten Wohlfahrtsverluste durch hohe Ölpreise bis 2035 werden je nach Szenario auf 1,7% bis 5,2% des BIP beziffert, verglichen mit dem Referenzszenario; im internationalen Vergleich gilt dies als vergleichsweise hoch, was damit zusammenhängt, dass die Schweiz selbst keine fossilen Rohstoffe besitzt. Nicht oder nur am Rande untersucht werden die **benefits** einer solchen Entwicklung, zum Beispiel der expandierende Stromhandel der Schweiz, die zunehmende wirtschaftliche Bedeutung der Speicherkraftwerke zur Regulierung von Wind- und Solarstrom sowie die ökologischen Vorteile hoher Ölpreise.

Die Berechnungen der wirtschaftlichen Auswirkungen erfolgen auf Basis von im Voraus definierten Substitutionspfaden. Es gehörte nicht zu den Aufgaben der Expertise, die technologischen Trends und die Chancen einzelner neuer Technologien zu evaluieren. Auch die Verteuerung von Erdöl und Erdgas wird in einer kurzen Literaturstudie (Kapitel 2) analysiert, die technologische Marschrichtung als Folge der neuen Preisverhältnisse wird jedoch nicht vertieft erörtert.

## Kritik an den Modellgrundlagen: Daten von IIASA/WEC

Die rechnerischen Grundlagen des ECOPLAN-Modells wie Energiepreise, Preis-Entwicklung von Alternativen zum Erdöl und deren Verfügbarkeit (zB. Methanol, Ethanol, Atomenergie und Windenergie) wurden vom **Internationalen Institut für angewandte Systemanalyse** (IIASA) ins ECOPLAN-Modell eingebracht.<sup>2</sup> IIASA ist für verschiedene Auftraggeber aktiv, darunter auch für NGOs wie den World Energy Council (WEC); es handelt sich um eine Interessenvertretung der „alten“ Branchen aus Öl-, Gas-, Kohle und Atomindustrie.

Eine Reihe von Daten, die für den WEC erstellt worden sind, haben auch bei den Modellannahmen von ECOPLAN Eingang gefunden. Die Hauptergebnisse (Preis-Mengen-Mix) werden dadurch stark beeinflusst:

- Im Technologieszenario KE (Konventionelle Energiequellen) „wurden keine Emissions- oder sonstige Beschränkungen angenommen“.<sup>3</sup> Das Szenario bewegt sich also in einem rechtsfreien Raum, so als ob die Schweiz und viele andere Nationen den UN-Klimarahmenvertrag und das Kyoto-Protokoll nie ratifiziert hätten. Zudem geht IIASA von ausserordentlich hohen Reserven an fossilen Energien (Öl und Gas) aus, die, wenn es sie gäbe, eigentlich längst auf dem Markt sein müssten (siehe 2.7)
- Im Technologieszenario FE (Forciert erneuerbar) wurden „Wachstumsbeschränkungen bei der Einführung neuer Technologien“ ins Modell aufgenommen<sup>4</sup>, die dazu führen, dass auch vermutete kostenminimale Technologien wie die Windenergie nur beschränkt Marktanteile dazu gewinnen können. Die Notwendigkeit solcher Restriktionen und ihre Quantifizierung wurden von IIASA weder begründet noch im Detail offen gelegt.

Mit diesen zwei „Kunstgriffen“ wurden die rechnerischen Grundlagen des IIASA-Modells darauf hin angelegt, den „alten Branchen“ Öl, Gas, Kohle und Atom über den Zeitraum bis 2035/2050 im Sinne einer *self fulfilling prophecy* garantierte Marktanteile einzuräumen. Der heute sichtbare Erfolg der neuen erneuerbaren Energien mit jährlichen Wachstumsraten von 30% und mehr (Wind und Solartechnik) wird dagegen modelltechnisch abgebremst. IIASA bevorzugt hinsichtlich des Technologie-Mixes ausgeprägt die nichterneuerbaren Energien und setzt sich mit spezifischen Beschaffungs- oder Umwelt-Risiken gar nicht erst auseinander. Das Institut setzt sich dadurch dem Vorwurf aus, die Ergebnisse in einer nicht nachvollziehbaren Art und Weise zu manipulieren. Die Resultate des Berichts sind deshalb hinsichtlich des Technologie-Mixes und der CO<sub>2</sub>-Emissionen mit Vorsicht zu geniessen und sind objektiv nicht nachvollziehbar.

## 1.2. Zielsetzung dieses Mitberichts

Die makro-ökonomischen Ergebnisse des Schlussberichts von ECOPLAN sind plausibel. Bei hohen Ölpreisen dürften sich das BIP-Wachstum und die Einkommen schwächer entwickeln als bei sinkenden Energiekosten. Die Umstellung auf neue Energien erzeugt Mehraufwand und braucht Zeit. Unabhängig von der Frage des Energiemixes liefert die ECOPLAN-Studie wertvolle Ergebnisse zu den absehbaren volkswirtschaftlichen Auswirkungen hoher Ölpreise.

Dieser Mitbericht setzt sich zum Ziel,

- Die jüngsten Entwicklungen in der fossilen Energiewirtschaft auszuleuchten und hinsichtlich der Daten von IIASA zu kommentieren;
- einige ökonomische Fragen zu vertiefen, die bei der Auswahl der Substitutionstechniken relevant sein können;
- die Chancen der erneuerbaren Energien im Umfeld hoher Ölpreise hinsichtlich ihrer Kostenstruktur und der Kosten-Entwicklung zu analysieren
- die spezifischen Chancen der Schweiz zu identifizieren, die sich vor diesem Hintergrund im europäischen Strom-Binnenmarkt ergeben. Durch die vorhandenen Speicherkraftwerke unterscheidet sich die Schweiz nämlich signifikant von manchen anderen europäischen Ländern.

Dieser Mitbericht wurde innert sehr kurzer Frist (< 1,5 Monate) nach Erscheinen des Entwurfs des ECOPLAN-Schlussberichtes erstellt. Er nimmt nicht in Anspruch, die angesprochenen Themen abschliessend zu behandeln und kann manche Fragen bloss anreissen.

## 1.3. Strukturierung der Fragestellung

Verteuert sich das Erdöl als Leit-Energieträger, wie dies in der Periode von 2001 bis 2006 zu beobachten war, dann erzeugen die Preise Impulse in drei Richtungen:

1. **geringere Energienachfrage und Effizienz.** steigende Ölpreise erzeugen Budgetconstraints (Einkommenseffekte) bei den Konsumenten und verändern die relativen Preise auf den Gütermärkten (Preiseffekte). Beide Kräfte erzwingen konsumseitig einen haushälterischen Umgang mit Energie:
  - a. Den Endverbrauchern steht weniger Geld zur Verfügung und der verbleibende Energiekonsum ist teurer als zuvor.
  - b. Die Rentabilität von Investitionen in die Energieeffizienz steigt: Spar-Technologien (zB. bessere Gebäudehüllen, verbrauchsarme Fahrzeuge) zahlen sich plötzlich aus, die Payback-Fristen werden kürzer; neue, bisher wenig rentable Effizienztechniken rentieren.

Die Erneuerungszyklen der Endverbraucher sind von unterschiedlicher Art und Dauer: ca. alle 10-15 Jahre werden private Motor-Fahrzeuge neu gekauft, alle 25-100 Jahre werden Immobilien erneuert. Die Substitutionspfade werden zudem massgeblich von staatlichen Massnahmen beeinflusst (zB. fiskalische Belastung, Infrastrukturpolitik, Lenkungsabgaben usw.).

*Mit dieser Fragestellung – Geschwindigkeit und Ausprägung des Effizienzpfades – beschäftigt sich dieser Mitbericht nicht.*

2. **höheres Energieangebot.** Höhere Ölpreise steigern die Rentabilität zusätzlicher Energie-Angebote. Energieträger, die zuvor wenig rentabel oder unrentabel erschienen, erreichen die Wettbewerbsfähigkeit.

- a. Der Anreiz, zusätzliche Mengen an **konventionellem Erdöl, Gas und Kohle** auf den Markt zu bringen, wächst. Öl- und Gasfelder, die zuvor nicht oder nur marginal rentierten, werden erschlossen; Ölvorkommen, die zur Preisfixierung vom Markt fern gehalten

ten wurden, gelangen nun ebenfalls auf den Markt. Genau dies ist in den Jahren 2000-2006 geschehen, als die Ölförderung aus bestehenden Infrastrukturen erhöht wurde. *Mit diesem Effekt befasst sich der Mitbericht in Kapitel 2.*

- b. Verfestigen sich die Preistendenzen, kommt zunehmend auch unkonventionelles Öl und Gas auf den Markt; auch die Verflüssigung von Kohle und Erdgas wird interessant. Diese Investitionen sind zum Teil langfristiger Natur. *Mit diesen Trends befasst sich der Mitbericht in Kapitel 2.*

- c. Steigende Ölpreise beschleunigen die Nutzung und Entwicklung von erneuerbaren Energien. Dies gilt nicht nur im Verkehr und im Wärmemarkt, sondern neu auch auf dem Elektrizitätsmarkt, weil diese heute (im Unterschied zu 1973/79) geöffnet sind, und weil die an den Ölpreis gebundenen Gaspreise die Ölteuerung in den Strommarkt hinein tragen. Bisher marginale Techniken wie Windenergie, Solarenergie oder Biomasse werden rentabel; zudem steigt die Bereitschaft, noch unrentable Technologien zu fördern und weiter zu entwickeln, um Kostensenkungen zu erreichen. Dies gilt zB. für die Geothermie und die Photovoltaik, wo sich auch Ölfirmen engagieren. *Mit diesen Trends befasst sich der Mitbericht in Kapitel 3.*

- 3. **wachsende Bedeutung des Stromhandels.** Der Anstieg der Ölpreise verstärkt die Bedeutung der Elektrizität auf den Energiemärkten. Die Bewegung ist hier zweiseitig:
  - a. zum einen gelangen neue Strom-Angebote auf den Markt, wenn die Ölpreise und die Strompreise ansteigen. Die Stromerzeugung erfolgt zB. aus Erdgas, Windenergie, Solarenergie, Biomasse oder Kohle.
  - b. Andererseits steigt die Nachfrage nach Strom, indem Quersubstitutionen (weg von Öl und Erdgas, hin zur Elektrizität) stattfinden; diese Entwicklungen spiegeln sich in der Zunahme des Stromverbrauchs.

Damit sind erhebliche Anpassungen im Stromsektor angesagt. In dem Masse, wie die Nutzung der neuen erneuerbaren Energien ansteigt, wächst auch der Bedarf nach Spitzenenergie und neuer Interkonnektion. Es geht um die Erschliessung völlig neuer Ressourcen und Potentiale, um die Verstärkung der Netze und um die Bewirtschaftung des Stromangebots und der –Nachfrage in einem offenen Markt.

*Mit diesen Trends befasst sich der Mitbericht in Kapitel 4 bis 7.*



„Rohölpreise über 100 \$ (in \$ von 2001 pro Fass) werden in den Modellsimulationen langfristig nur unter extremen Annahmen erreicht“, heisst es im Schlussbericht von ECOPLAN, „weil perfekte und weniger perfekte Substitute (wir haben vor allem Ethanol und Methanol herausgegriffen sowie Strom aus erneuerbaren Quellen) zu niedrigeren Kosten zur Verfügung stehen.“<sup>9</sup>

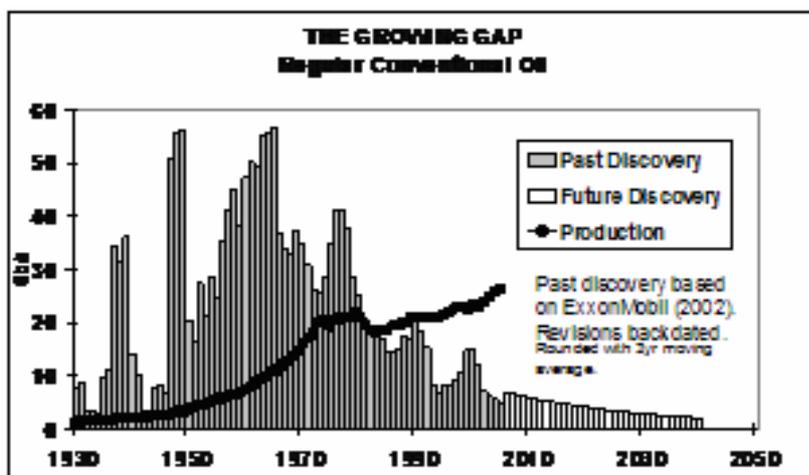
Diese langfristige Prognose lässt sich nicht leichtfertig widerlegen. Nach der ökonomischen Lehre setzt sich bei Verknappung eines Gutes das nächst billigere durch; Strom aus Kohle, Erdgas und Windenergie sind heute in einer Bandbreite von ungefähr gleich hohen Preisen von 5-12 Rp./kWh in der Lage, Erdöl zu ersetzen. Bei Kohle und Erdgas kommen allerdings die Kosten von Klimaschutzmassnahmen ins Spiel, beim Erdgas sind zudem Verknappungstendenzen und Beschaffungsrisiken sichtbar. Bei der Windenergie blockieren Engpässe im Stromnetz manche Ausbauten.

Zwei Aspekte scheinen jedoch wichtig bei der Frage, wie sich der Übergang zu einem System mit hohen Preisen für fossile Energien gestaltet:

- Bei einer zunehmenden Verknappung von Öl reagieren die **Märkte kurzfristig eher unflexibel**. Es ist sehr wohl denkbar, dass sich der Ölpreis während vielen Jahren über dem Niveau von 100 \$/Fass bewegt, bis die Anpassungsprozesse greifen.
- für den Marktanteil von Öl/Gas/Kohle und erneuerbare Energien ist weniger der *absolute Ölpreis* entscheidend als das Preisverhältnis der einzelnen Energieträger untereinander.
- Auf Märkten ist es so, dass sich die kostengünstigsten Angebote in der Regel mit sehr hohen Marktanteilen durchsetzen. Dies galt für die Kohle bei der Verdrängung von Holz, für Erdöl & Erdgas beim Ersatz der Kohle. Entscheidend dabei sind nicht nur die laufenden Preise, sondern auch die Preiserwartungen.
- Regulative Eingriffe (Emissionshandel, CO<sub>2</sub>-Abgaben, Einspeisevergütungen, Ausbau der Stromnetze) spielen eine zunehmend wichtige Rolle, besonders wenn die Kosten unterschiedlicher Energieträger nahe beieinander liegen.

### 2.3. Kosten- und Mengenentwicklung beim Erdöl

Heute lässt sich weltweit beobachten, dass die Preise von Erdöl und Erdgas rasch angestiegen sind. Die folgenden Abbildungen geben eine Übersicht, welches die Ursachen dieser Entwicklung sind.

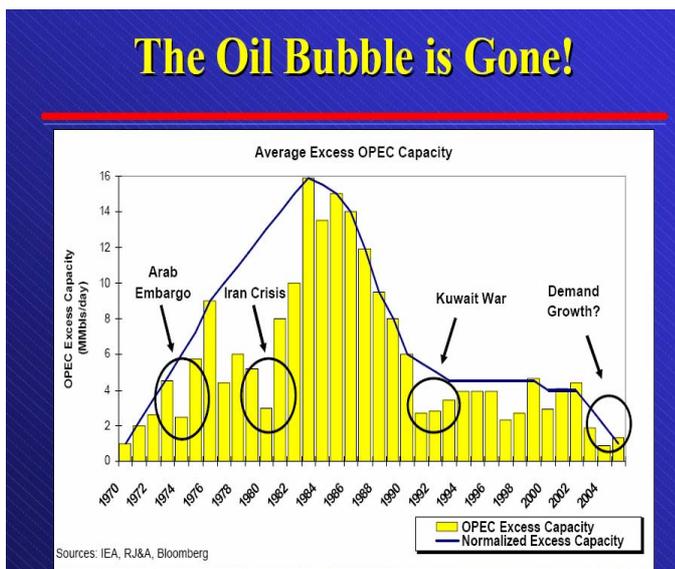


**Abbildung 2: Ölfunde (rückdatiert) und zu erwartende Ölfunde 1900-2050**

Quelle: Campbell<sup>10</sup>

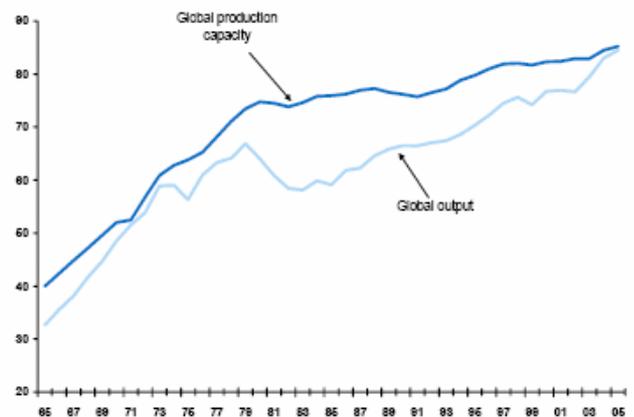
Erdöl findet man in geographisch klar eingegrenzten geologischen Formationen mit konzentrierten Reservoirs. Die meisten dieser Reserven wurden im 20. Jahrhundert gefunden. Ausserhalb dieser geologischen Zonen findet man oft überhaupt kein Öl.<sup>11</sup> Die laufenden Funde werden immer kleiner. Inzwischen übersteigt der laufende Verbrauch die laufenden Funde um ein Mehrfaches. Die Besitzer von grossen Reserven maximieren deshalb ihren Ertrag und verkaufen ihr endliches Vermögen nur ab einem bestimmten Preis, der ihre Erwartungen erfüllt.

## The Oil Bubble is Gone!



## Global oil production and capacity

million b/d

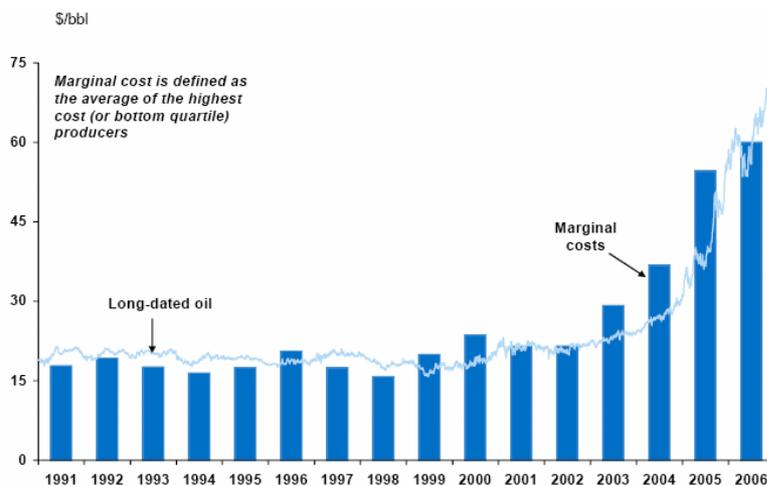


### Abbildung 3 Reservekapazitäten jährlicher Ölförderung

links: Opec, rechts weltweit

Quellen: MEES<sup>12</sup>, Goldman Sachs<sup>13</sup>

Durch den Anstieg des Ölverbrauchs in den 90er Jahren schmolzen die freien Förderkapazitäten der Opec-Länder stark ab. Die heute verfügbare Reserveleistung bewegt sich nur noch ca. bei 1-2 % des Verbrauchs, was zu höheren Preis-Volatilitäten am Öl-Markt führt.



Source: Goldman Sachs Research

### Abbildung 4 Marginale Kosten der Ölförderung 1991-2005:

Quelle: Goldman Sachs<sup>14</sup>

Die Lieferbereitschaft der Ölindustrie ist beschränkt. Bohrt man zusätzliche Löcher oder bohrt man tiefer, findet man nicht zwingend zusätzliches Öl.<sup>15</sup> Die marginalen Kosten zusätzlicher Ölförderung sind sehr stark angestiegen; weil die Erträge nur noch gering sind, ist die Chance, zu den heute gängigen Preisen kostendeckend neues Öl zu finden, gesunken.

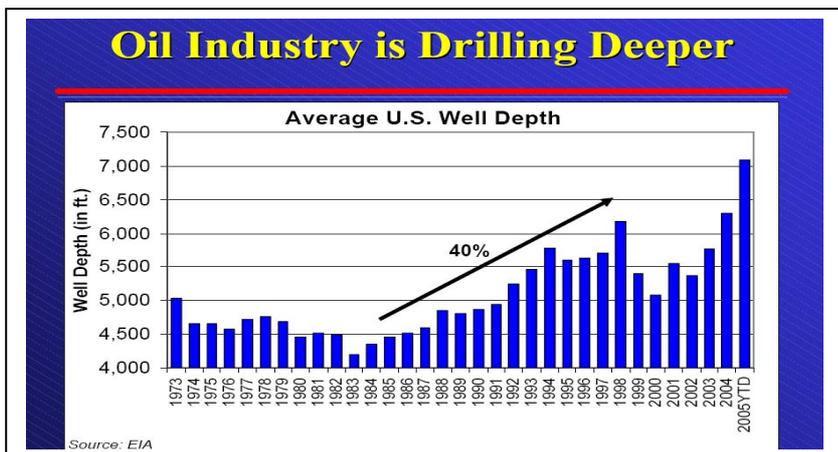
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
<b>ExxonMobil:</b>								
<b>-Ausgaben für Exploration [Mrd\$]</b>	<b>2,2</b>	<b>1,9</b>	<b>1,5</b>	<b>1,7</b>	<b>1,3</b>	<b>1,017</b>	<b>1,119</b>	0,969
-Ausgaben für Förderung [Mrd \$]	13,3	11,4	9,7	10,6	12,7	10,971	10,596	13,501
-Aktienrückkauf [Mrd \$]	--	--	2,35	5,72	4,79	5,88	9,95	18,221
-Öl- und Gasförderung [Mboe/d]	4,272	4,235	4,277	4,255	4,238	4,203	4,215	4,066
-davon Ölförderung [Mb/d]	2,502	2,517	2,553	2,542	2,496	2,516	2,571	2,523
<b>BP:</b>								
<b>-Ausgaben für Exploration [Mrd\$]</b>	<b>0,921</b>	<b>0,548</b>	<b>0,599</b>	<b>0,48</b>	<b>0,644</b>	<b>0,542</b>	<b>0,637</b>	0,684
-Ausgaben für Förderung [Mrd \$]	5,302	3,646	5,784	8,381	9,055	14,828	10,556	9,553
-Aktienrückkauf [Mrd \$]	--	--	2,00	1,28	0,75	2,0	7,548	11,597
-Öl- und Gasförderung [Mboe/d]	3,05	3,107	3,24	3,419	3,519	3,606	3,997	4,014
-davon Ölförderung [Mb/d]	2,049	2,061	1,928	1,931	2,018	2,121	2,531	2,562
<b>Shell:</b>								
<b>-Ausgaben für Exploration [Mrd\$]</b>	<b>1,595</b>	<b>1,062</b>	<b>0,753</b>	<b>0,857</b>	<b>0,915</b>	<b>1,059</b>	<b>1,123</b>	0,815
-Ausgaben für Förderung [Mrd \$]	4,879	3,075	3,048	6,018	12,231	7,070	7,264	10,043
-Aktienrückkauf [Mrd \$]	--	--	--	2,7	0,89	--	0,38	4,988
-Öl- und Gasförderung [Mboe/d]	3,709	3,634	3,69	3,773	3,997	3,905	3,772	3,518
-davon Ölförderung [Mb/d]	2,354	2,268	2,274	2,220	2,372	2,379	2,253	2,093
<b>Summe:</b>								
<b>-Ausgaben für Exploration [Mrd\$]</b>	<b>4,716</b>	<b>3,510</b>	<b>2,852</b>	<b>3,037</b>	<b>2,859</b>	<b>2,618</b>	<b>2,879</b>	2,468
-Ausgaben für Förderung [Mrd \$]	23,48	18,12	18,53	25,00	33,99	32,87	28,42	33,097
-Aktienrückkauf [Mrd \$]	--	--	<b>4,35</b>	<b>9,7</b>	<b>6,43</b>	<b>7,88</b>	<b>17,88</b>	34,806
-Öl- und Gasförderung [Mboe/d]	11,03	10,98	11,21	11,45	11,75	11,71	11,98	11,598
-davon Ölförderung [Mb/d]	6,905	6,846	6,755	6,693	6,886	7,106	7,355	7,178

**Tabelle 1:** Aufwendungen großer westlicher Ölkonzerne für Exploration und Förderung und jährliche Öl- und Gasförderungsmengen gemäß deren Jahresberichten

### **Abbildung 5 sinkende Ausgaben für Öl-Exploration der grossen Ölkonzerne (1998-2005)**

Quelle Zittel/ [www.energiekrise.de](http://www.energiekrise.de) <sup>16</sup>

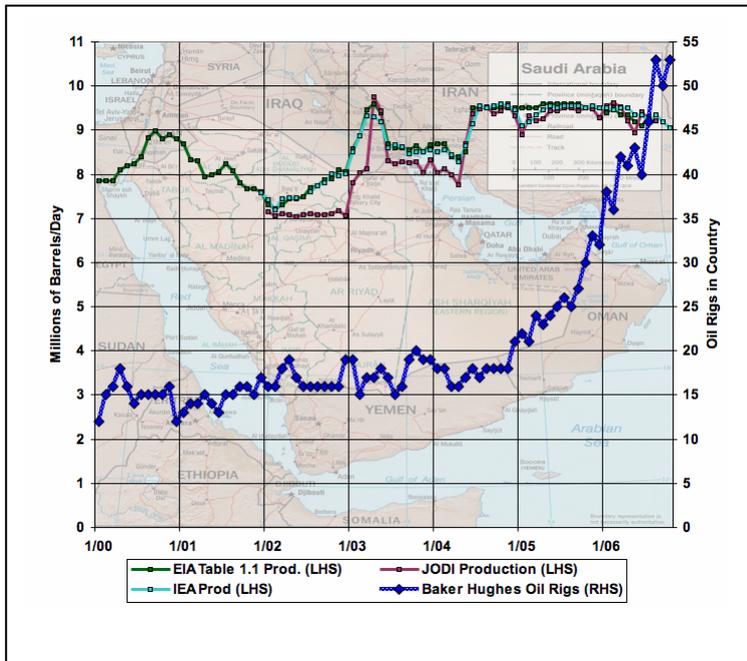
Der Anstieg der marginalen Förderkosten mag erklären, weshalb die grossen Ölkonzerne ihre Investitionen in Öl-Explorationen trotz gestiegener Margen kaum erhöht haben. Bei fast allen grossen Ölkonzernen liegen die Ausgaben für neue Ölfelder heute tiefer als in den Vorjahren.



### **Abbildung 6 Veränderung der Bohrtiefe bei der Erschließung neuer Ölfelder, USA:**

Quelle: Raymond James 2005 <sup>17</sup>

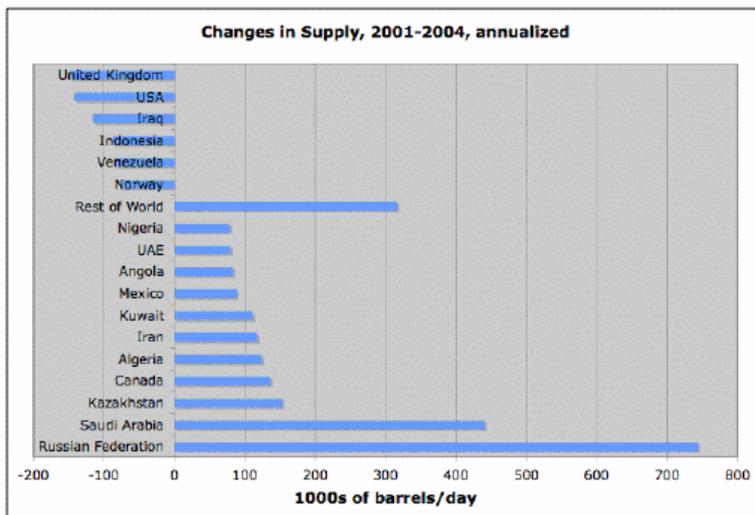
Neue Bohrungen dringen in immer tiefere Schichten vor, führen aber trotzdem nicht zu steigenden Erträgen. In den USA ist die Ölförderung seit 1971 rückläufig.



**Abbildung 7 wachsende Zahl von Bohrungen bei gleich bleibender Fördermenge in Saudi-Arabien;** Quelle: The Oildrum<sup>18</sup>

Auch in den Ländern am persischen Golf mit vermeintlich grossen Reserven sind die nationalen Ölgesellschaften mit dem Absinken der Produktivität konfrontiert. Eine Vielzahl von sekundären und tertiären Fördertechniken kommt zum Einsatz.

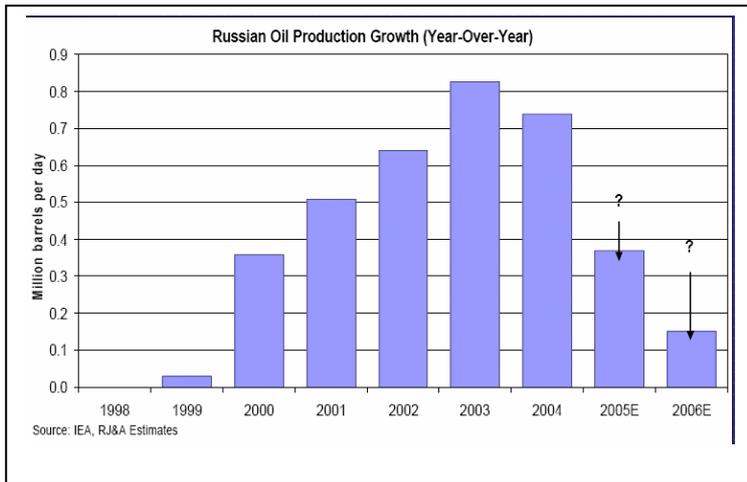
Trotz des Anstiegs der Anzahl Bohrungen hat Saudi-Arabien seine Förderleistung in den letzten Jahren kaum über ca. 9,5 Mio. Barrel/Tag steigern können (entsprechend ca. 11% der laufenden Ölförderung); viele Beobachter bezweifeln, dass dieses Niveau mit zusätzlichen Bohrungen wesentlich gesteigert werden kann. In jüngster Zeit ist die Förderung sogar leicht rückläufig.



**Abbildung 8 Jährliche Veränderung der Ölförderung 2001-2004**

Quelle: The Oildrum 2006<sup>19</sup>

Es gibt nur noch wenige Länder, die ihre Ölproduktion noch steigern können, und ein grosser Teil des Zuwachses dient nur dazu, die Abnahme der Förderung in anderen Ländern auszugleichen.

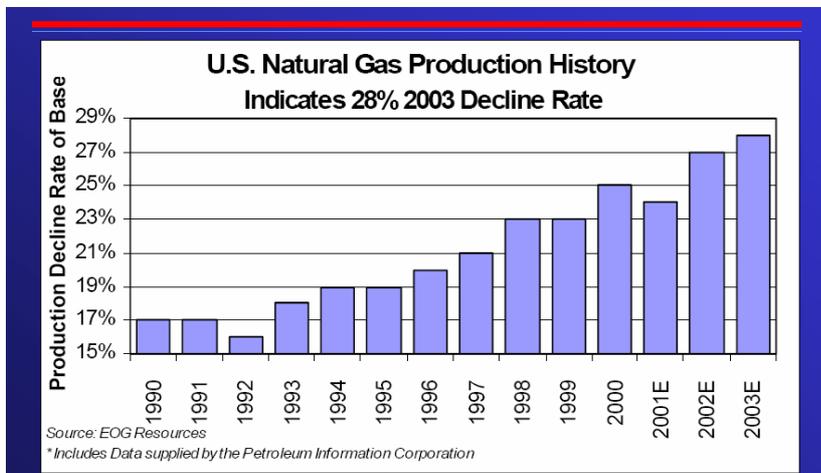


**Abbildung 9 bisherige und erwartete Produktionssteigerung in Russland 2000-2006:**  
 Quelle: Raymond James 2005<sup>20</sup>

Die grössten Beiträge an zusätzlicher Ölförderung kamen in den letzten Jahren aus Russland, doch es gilt auch im Fall von Russland als wenig wahrscheinlich, dass Russland seine Produktion im bisherigen Tempo weiter steigern kann. Bei sinkenden Preisen wäre eine Politik der Ausweitung des Angebots aus Sicht des Produzenten auch nicht sehr sinnvoll.

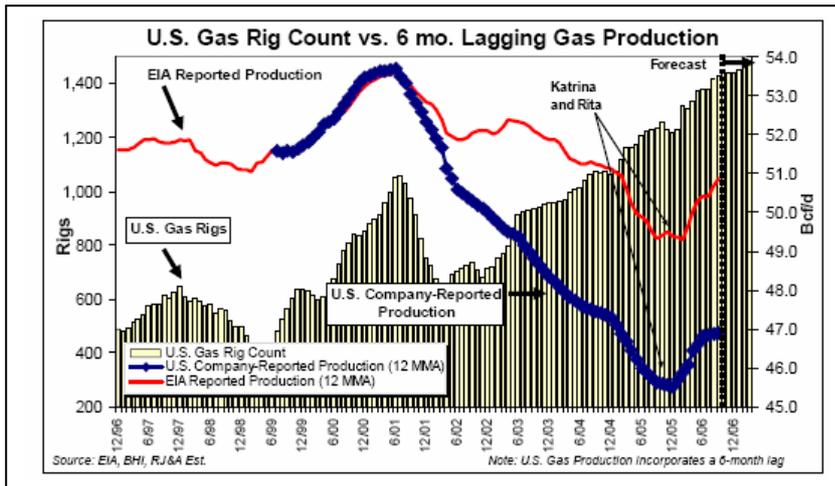
Der Aufschwung der Binnenwirtschaft steigert den russischen Eigenverbrauch und reduziert die Exporte.

#### 2.4. Kosten- und Mengenentwicklung bei der Gasförderung



**Abbildung 10 Produktionsminderung im ersten Jahr der Gasförderung, Entwicklung USA**  
 Quelle: Raymond James 2005<sup>21</sup>

Beim Erdgas ist eine regional differenzierte Entwicklung eingetreten. In den USA wird Erdgas zunehmend knapp. Die jüngsten Bohrungen in den USA weisen schon nach dem ersten Jahr einen hohen Rückgang der Leistung auf. Das Beispiel USA steht beispielhaft für die Entwicklung, die in Europa und Asien, wo die Gasförderung noch ansteigt, mittelfristig ebenfalls zu erwarten sein wird.

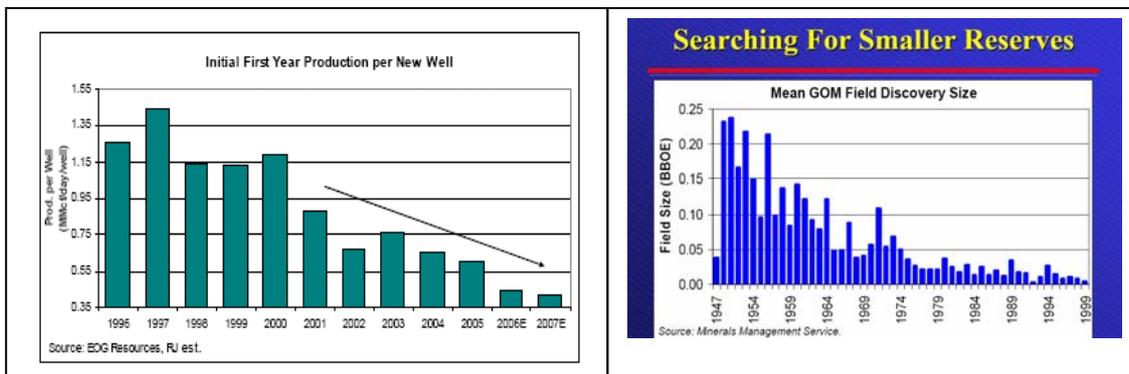


**Abbildung 11 Gasförderung (absolute Mengen: rote und blaue Linie) und Anzahl Gas-Bohrungen in den USA**

Quelle: Raymond James 2006<sup>22</sup>

Um die Gasförderung aufrecht zu erhalten, werden immer mehr Bohrungen getätigt. Dies treibt die Kosten in die Höhe. Trotzdem gelingt es nicht, die Produktion aufrecht zu erhalten. Seit dem Jahr 2000 ist die US-Gasförderung um über 10 % gesunken.

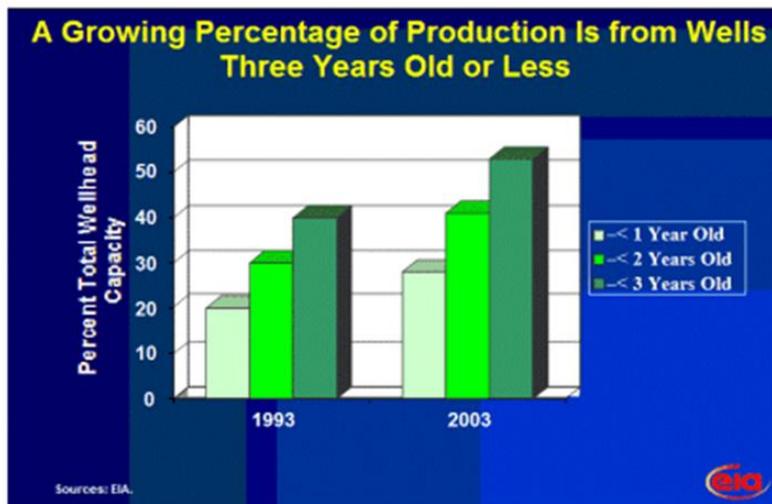
Die neu gefundenen Felder sind zudem immer kleiner als die bisherigen:



**Abbildung 12 Entwicklung der durchschnittlichen Größe gefundener Gasfelder, Golf of Mexico, USA**

Quelle: Raymond James 2005/2006<sup>23</sup>

Figure 6



### **Abbildung 13 Anteil Erdgas aus jungen Gasfeldern mit hohen Erschöpfungsraten**

Quelle: Raymond James 2005<sup>24</sup>

Wenn immer mehr Erdgas aus noch jungen Feldern stammt, deren Produktivität rascher absinkt als in den alten Feldern, dann ist die Versorgungssicherheit in Gefahr und für die Verbraucher von Erdgas (zB. Kraftwerke) steigt das Kostenrisiko.

Dazu kommt, dass die Transportkosten für Erdgas (Pipelines oder Verflüssigung) steigen, wenn sich die Förderung in immer entlegene Zonen verlagert. Erschöpfungserscheinungen sind auch auf dem europäischen Markt erkennbar; ob die russische Gasförderung noch wesentlich gesteigert werden kann, ist umstritten.<sup>25</sup>

Eine steigende Zahl von Ländern produziert Erdöl und Erdgas mit sinkenden absoluten Erträgen. Da liegt der Schluss nahe, dass nicht bloss die verfügbaren Reserven immer kleiner werden, sondern dass wir uns dem Punkt nähern, wo auch eine Steigerung des laufenden Outputs (Förderung pro Jahr) auch bei hohen Preisen technisch nicht mehr möglich ist.

Der Punkt, von wann an die Förderung absinkt, wird unter dem Stichwort „Peak Oil“ zunehmend auch in der Fachliteratur diskutiert.

## **2.5. Energy-return-on-energy-investment**

Offensichtlich ist, dass die Förderung von Öl und Gas immer mehr Kapital, Arbeit und Energie pro gefundene Energieeinheit einfordern. Trotz sehr grosszügigen Abschreibungspraktiken zB. in den USA oder in der Nordsee bewegt sich die tatsächliche Explorationsleistung auf einem sinkenden Niveau.

Dies hat auch mit dem sinkenden Energy-return-on-energy-investment zu tun. Die Produktion von Erdöl und Erdgas erfordert selber einen hohen Energie-Input. Dies gilt für die Förderung, den Transport und die Verarbeitung (Raffinerien, Verflüssigung usw.). Geographisch liegen die noch erschliessbaren neuen Ölfelder in peripheren Lagen: Unter dem tiefen Meeresgrund, in polaren Gebieten oder in sehr dünn besiedelten Zonen (Sibirien) – weit ab von Bevölkerungszentren. Weil die Grösse der Felder abnimmt, steigt der spezifische Energie-Input an.

Bei steigenden Ölpreisen führt die Verschlechterung des Energy-return-on-energy-investment zu einem Teufelskreis: Öl verteuert sich, weil „immer mehr Öl im Öl drin steckt“; das Gleiche gilt für Erdgas. Deshalb kommt weniger Öl und Gas auf den Markt. Die Investoren sind mit explosiv steigenden Gewinnungskosten konfrontiert und verlangen höhere Risikoprämien, wenn sie überhaupt in die Suche neuer Felder investieren.

Steigende marginale Kosten sind somit das Spiegelbild einer graduell anhaltenden Verschlechterung der energetischen Produktivität des Öl- und Gassektors.

Die Erhöhung der Gewinnungskosten findet nicht in allen Gebieten gleichzeitig und im selben Ausmass statt: am persischen Golf lassen sich auch neue Vorkommen noch zu vergleichsweise tiefen Kosten erschliessen, was zur Fortsetzung hoher Differentialrenten für die Exportländer beiträgt. Diese neuen Ölfelder dienen aber

hauptsächlich dazu, den Produktionsabfall in alten Feldern auszugleichen; eine absolute Zunahme der Ölförderung dürfte damit ur selten einher gehen.



## Projects are Experiencing Large Cost Overruns

Company Name	News
Nexen Oil Sands and OPTI Canada	The estimated costs for their Long Lake oil sands project in Alberta have been revised up from C\$3.8 billion (\$3.4 billion) to C\$4.2 billion because of high labor costs and lower than expected productivity. (reported July 13, 2006)
Connacher Oil and Gas	Cost estimates for its Great Divide oil sands project in Alberta have been raised 15% mainly due to the continued rise in steel and drilling costs. On track to start producing 10,000 b/d in 2Q 2007. (reported July 13, 2006)
Shell Canada Ltd., Western Oil Sands, and Chevron Canada Ltd.	The C\$7.3 billion (\$6.6 billion) Athabasca oil sands expansion in northern Alberta is now facing capital costs 50 percent higher than those anticipated last year. Project costs could top C\$11 billion. (reported July 5, 2006)
Canadian Oil Sands Trust and SynCrude Canada Ltd.	The expansion of their project north of Fort McMurray, Alberta to boost capacity by 100 kb/d is now expected to cost \$8 billion by mid-2008, almost double a 2001 forecast of \$3.14 billion. (reported February 18, 2006)
Eni, ExxonMobil, Shell, and ConocoPhillips	The costs of developing the large Kashagan oilfield in the Caspian Sea have risen 50% to \$15 billion. (reported May 14, 2006)
BP	The flagship pipeline (Baku-Tbilisi-Ceyhan (BTC)) through Azerbaijan, Georgia, and Turkey linking Caspian Sea oilfields experienced cost overruns of \$1 billion (32% over budget) due to soaring bills from contractors and material suppliers. (Construction costs increased from \$2.95 billion to \$3.9 billion). Came online May 25th. (reported April 20, 2006)
Statoil	Costs for its 7 trillion cubic foot Snohvit LNG project in the Barents Sea (Norway) have risen 50% to \$9.3 billion. (reported July 11, 2006)
Royal Dutch Shell	Executives have delayed expansion of their 140 kb/d Pearl gas-to-liquids (GTL) plant in Qatar due to cost estimate increases from \$5 to \$6.3 billion. An investment decision is expected later this year. (reported April 24, 2006)
ExxonMobil	The proposed 154 kb/d GTL complex in Qatar has seen its budget increase more than 10% to \$7.8 billion. (reported April 24, 2006)
Tesoro	Canceled its coker project at its Anacortes, Washington refinery because of higher than expected costs. (reported July 10, 2006)
Valero	Delayed expansion of its 250 kb/d Texas refinery by about 3 months because of labor cost inflation of about 20-25% this year. (reported April 25, 2006)

**Abbildung 14 Projekte mit steigenden Förderkosten. publiziert von Goldman Sachs 2006** <sup>26</sup>

### 2.6. Veränderung der Zahlungs- und Investitionsströme

Realwirtschaftlich sind die folgenden Prozesse zu erwarten:

- bei den Produzenten in OECD-Ländern ist eine eigentliche **Kostenexplosion der Öl- und Gasförderung** im Gang, die dazu führt, dass die **Produktion nicht mehr aufrecht erhalten werden kann**. Die noch vorhandenen Felder werden irgendwann entweder zu klein oder zu teuer und sind auch bei gestiegenen Preisen nicht mehr förderwürdig; es kommt zur **De-Industrialisierung des Ölsektors**, mit einem Rückzug der grossen Konzerne (zB. weg von der Nordsee oder weg vom Golf von Mexiko nach Mittelost und Russland).<sup>27</sup>
- Die **Exporteure in den Opec-Länder** kassieren **höhere Renten**; ein grosser Teil dieser Mehreinnahmen fliesst in Form von Kaufkraft oder **Kapitaltransfers in die OECD-Länder**. Doch auch diese Länder können ihre Exporte nur noch in geringem Umfang steigern. Sie sind ebenfalls mit einem Anstieg der Gewinnungskosten und einem zunehmenden Eigenverbrauch konfrontiert, die den wirtschaftlichen Nettoertrag des Ölgeschäfts unterminieren. Logisch ist es für diese Länder, ihre wirtschaftliche Basis durch Diversifikation der Investments zu verbreitern. Ein Teil dieses Geldes fliesst sogar in neue erneuerbare Energien.<sup>28</sup>

- Wenn die Aussage stimmt, dass die Ölpreise kaum während sehr langer Zeit über 100 \$ steigen, dann ist mittelfristig (ab 2020?) damit zu rechnen, dass **auch in den Opec-Ländern** mit einem **absoluten Rückgang der hohen Gewinne** (Differentialrenten) aus dem Ölgeschäft zu rechnen ist.<sup>29</sup> Das heisst: die Renten der Ölexporteurs werden kleiner, die Ausgaben für das Bohrinventar werden grösser, und das Armutproblem in vielen Öl-Exportländern würde sich verschärfen.
- Gas und Öl sind in manchen Bereichen – besonders im Mobilitätssektor – austauschbar. Die meisten Gas-Verträge sind nicht zufällig mit dem Ölpreis gekoppelt; Verknappungen im Ölsektor werden deshalb mit einer kurzen zeitlichen Verzögerung auch im Gassektor spürbar.
- Werden weitere Preissteigerungen bei Öl und Gas erwartet, entsteht eine Nachfrage nach **rasch und reichlich verfügbaren Substituten für Öl und Gas**.
- Diese werden von der IEA insbesondere bei der Kohle, bei der Atomenergie und bei den unkonventionellen Öl- und Gasvorkommen identifiziert. Hier spricht die IEA typischerweise von einer „Investitionslücke“.
- Eine verstärkte Nachfrage wird aber auch nach neuen erneuerbaren Energien verzeichnet. Der Markt für Windturbinen ist trotz ca. 30% jährlichem Wachstum ausverkauft. Den erneuerbaren Energien räumt die IEA nur wenige Chancen ein, den jetzigen Marktanteil wesentlich zu steigern.<sup>30</sup>
- Dass die unkonventionellen Ölvorkommen (Ölsande und Ölschiefer) die Probleme kostengünstig lösen können, wird von verschiedenen Experten in Frage gestellt. Ölschiefer, Ölsande und gefrorenes Methan von Meeresboden haben einen noch schlechteren Energy-return-on-energy-investment als die konventionelles Öl und Gas. Die Kostenexplosion bei der Gewinnung von Ölsanden in Kanada ist dokumentiert;<sup>31</sup> in Australien wurden verschiedene Projekte wieder fallen gelassen; auch die Umweltbilanz der unkonventionellen Ressourcen ist noch um einiges schlechter als beim konventionellen Öl und hochgradig negativ im Vergleich mit erneuerbaren Energien.

## **2.7. Zu den Datengrundlagen des Szenario KE (Konventionelle Energiequellen) von IIASA**

Analysiert man die Datengrundlagen der MESSAGE-Technologieszenarien von IIASA, so fallen manche Ungeheimheiten bei den nichterneuerbaren Energien auf. Diese seien hier kurz reflektiert:

In MESSAGE wird die Verfügbarkeit von Erdöl zu Preisen zwischen 16.8 und 57.7\$/Fass auf rund 6000 Milliarden Barrel (ca. 200 Jahresverbräuche auf derzeitigem Niveau) beziffert.<sup>32</sup>

Die Verfügbarkeit von Erdgas zu Preisen zwischen 14 und 46.6 \$/Fass Öläquivalent wird ebenfalls auf rund 6000 Milliarden Barrel (über 300 Jahresverbräuche auf derzeitigem Niveau) beziffert.

- a) wenn derart viel verfügbares Öl und Erdgas zu Kosten deutlich unter dem Marktpreis vorhanden wäre, weshalb gelangen diese dann nicht längst auf den Markt?
- b) Wie hoch ist der Energy-return-on-energy-investment dieser vermeintlichen Ressourcen? Wird mehr Energie zur Förderung benötigt als die Förderung hervorbringt, dann handelt es sich energetisch nicht mehr um eine Ressource, sondern um eine „Senke“.
- c) Wie hoch sind die realen Förder-Kosten der bezeichneten Ressourcen, ausgedrückt am Beispiel von real existierenden Projekten?
- d) Wie hoch sind die Kosten dieser Ressourcen im Verhältnis zu den Kosten von neuen erneuerbaren Energien? Sind die erneuerbaren Energien bereits billiger, welche Bedeutung haben dann diese Ressourcen noch?

IIASA stellt sich diesen Fragen nicht.<sup>33</sup> Im MESSAGE-Modell wird eine Modellwelt gezeichnet, die mit den realen Verhältnissen auf den Energiemärkten nirgends übereinstimmt.

## **2.8. Zum Kohle/Methanol-Szenario**

Es gibt Anstrengungen zur Verflüssigung von Kohle. Auch sie sollte aber dem Gesichtspunkt des Energy-return-on-energy-investment analysiert und mit anderen Optionen verglichen werden (zB. Hybrid-Elektrofahrzeuge mit Strom aus erneuerbaren Energien). Bei der Kohlenutzung spielen der hohe CO<sub>2</sub>-Gehalt und die Luftbelastung eine zunehmende Rolle, ebenso der grosse Bedarf an Trinkwasser – nicht nur bei der Kohleverflüssigung, sondern auch bei der Stromerzeugung.<sup>34</sup> Trotz der häufig gehörten Grundannahme von der schier unendlichen Verfügbarkeit von Kohle äussern manche Beobachter Zweifel an der kostengünstigen Verfügbarkeit dieser Reserven.<sup>35</sup> Diese Vorbehalte fallen umso mehr ins Gewicht wenn man noch die übrigen ökologischen Nachteile der Kohle berücksichtigt.

# 3. Erneuerbare Energien: öffentliche Wahrnehmung und reale Entwicklung

## 3.1. Erneuerbare Energien – ein Feindbild?

Die Ansichten darüber, was erneuerbare Energien leisten sollen und leisten können, sind geteilt. Festzustellen ist, dass bei der Beurteilung der Leistungsfähigkeit und der zukünftigen Kosten der erneuerbaren Energien häufig Interessen im Spiel sind.

Die monopolistischen Stromkonzerne äussern sich seit Jahrzehnten despektierlich über erneuerbare Energien. Nicht selten wurde die Entwicklung dieser neuen Techniken hintertrieben. Selbst dort, wo eine gewisse Unterstützung statt findet – oft als blosse PR-Massnahme konzipiert – blieb die Kommunikation eingebettet in Aussagen, wonach letztlich nur zentrale Grosskraftwerke die Versorgungssicherheit gewährleisten.

Es geht dabei oft um mehr als um die Verhinderung von erneuerbaren Energien. Die ganze Wertschöpfungskette – vom Kraftwerk bis zum Stecker – stand früher unter Kontrolle von Gebietsmonopolen; nicht nur erneuerbare Energien, sondern die gesamte dezentrale Stromerzeugung (mittels Wärmekraftkopplung, Brennstoffzellen usw.) stiess kaum je auf Gegenliebe, weil nicht im Eigentum der bisherigen Anbieter.

Das Bild ist heute allerdings nicht mehr einheitlich. Immer mehr ehemalige Monopolisten entdecken die erneuerbaren Energien – darunter prominente Konzerne wie Electricité de France, Iberdrola, Axpo oder ENEL.

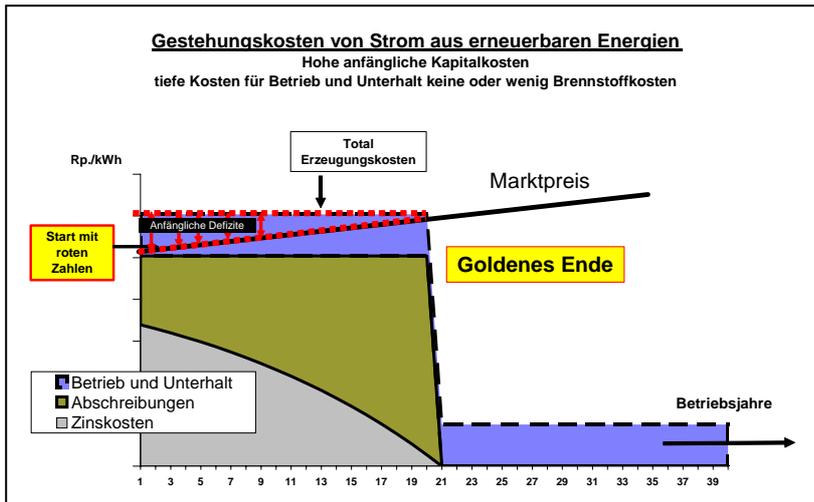
Die Erfahrung zeigt, dass die Neustrukturierung der Elektrizitätswirtschaft nach europäischem Muster – Öffnung und Unbundling der Netze, kombiniert mit Einspeisevergütungen – innert kürzester Zeit zu massiven Umstrukturierungen der Produktion führen kann. In Dänemark dauerte es 18 Jahre (1979-1999) bis 1000 MW Windenergie aufgebaut waren, in Portugal dauerte es nur noch 17 Monate (2005/2006).

Die Erfolge haben Rückwirkungen nicht bloss auf das Image der erneuerbaren Energien, sondern auch auf die Zusammensetzung der Investoren und ihren oft meinungsbildenden Einfluss.

## 3.2. Asymmetrische Kostenstruktur im Zeitablauf

Ein Handicap der Erneuerbaren liegt in den hohen Einstiegskosten: Sonnenkollektoren, Wind- und Wasserkraftwerke, Nahwärmeverbünde usw. erfordern zu Beginn einen höheren Kapitaleinsatz als zB. konventionelle Gas-Kraftwerke. Umgekehrt fallen – ausser bei Biomasse – keine Brennstoffkosten an und die Ausgaben für Betrieb und Unterhalt sind in der Regel niedrig.

Diese hohe Kapitalintensität führt dazu, dass viele Anlagen in den ersten Jahren Defizite einfahren, wenn die Zins- und Abschreibungskosten am höchsten sind. Das Blatt wendet sich jedoch mit fortschreitender Amortisation. Sind die Anfangsdefizite ausgestanden, mutieren Sonnen-, Wind-, Geothermie-, Wasserkraftwerke zu rentablen Kapitalanlagen, weil die Primärenergie gratis bleibt.



**Abbildung 15 Pay-back-Struktur von Erneuerbaren: nach anfänglichen Defiziten folgt das „Goldene Ende“** (eigene Grafik)

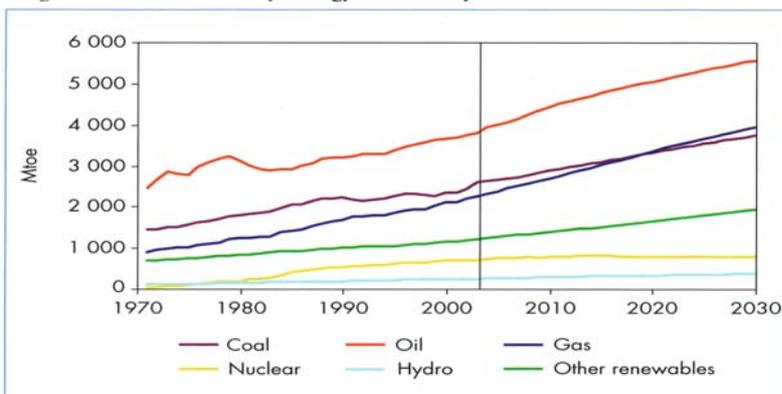
Diese „Kostensicherheit“ der erneuerbaren Energien findet bei den Investoren inzwischen immer grössere Beachtung. Doch damit nicht genug. Bei Erneuerbaren übersteigt die echte Nutzungsdauer häufig die kalkulierte Abschreibungsfrist: Staudämme, Wasserkraftwerke, Windturbinen oder Nahwärmenetze laufen oft länger als die kaufmännisch kalkulierten 15-20 Jahre Abschreibungsfrist. Alte Wasserkraftwerke, die Strom für 2 €/kWh oder weniger produzieren, sind keine Seltenheit. Solche Nutzungstechniken sind wahre Goldminen, ebenso manche Sonnenkollektoren oder alte, aber noch funktionstüchtige Windturbinen. Sie alle profitieren dann davon, dass die Strompreise höher liegen als bei Inbetriebnahme, während die Kapitalkosten auf null gesunken sind.

Zum Zeitpunkt der Investition sind diese goldenen Jahr-zehnte allerdings gänzlich ungesichert und zeitlich weit entfernt. Wer investiert, geht Risiken ein und braucht Mut. Bei neuen Techniken ist das Risiko zudem erhöht, weil die Lebenserwartung der Anlage im Voraus nicht gesichert ist.

### 3.3. Wahrnehmung der erneuerbaren Energien durch Internationale Organisationen

Stark von einer negativen Perspektive geprägt ist die Wahrnehmung der erneuerbaren Energien bei den internationalen Energie-Organisationen, zB. Bei der Internationalen Energie Agentur (IEA). Diese einflussreiche, von den OECD-Ländern getragene Organisation prognostiziert Jahr für Jahr von neuem, dass erneuerbare Energien keinen wachsenden Beitrag an die Energieversorgung liefern werden<sup>36</sup> und die tragenden Empfehlungen gehen regelmässig in Richtung einer Steigerung konventioneller Energieträger (Öl, Gas, Kohle, Atom), in welche bis 2030 30 Milliarden \$ zu investieren seien.<sup>37</sup>

Figure 2.1: World Primary Energy Demand by Fuel in the Reference Scenario



**Abbildung 16 Internationale Energieagentur: World Energy Outlook 2005** <sup>38</sup>

Die Ansichten der IEA erfahren in den Massenmedien eine hohe Verbreitung, und sie werden in der Regel auch von vielen Energieministerien fraglos übernommen. Der Leistungsausweis der IEA bezüglich ihrer eigenen

Prognosen ist allerdings höchst fragwürdig. Dies gilt sowohl für die Einschätzung der Preise von Öl und Gas als auch für die erneuerbaren Energien.

So prognostizierte die IEA zB. Im Jahre 2002 Ölpreise von 21 \$ bis 2010:

*"Crude oil prices are assumed to remain flat until 2010 at around \$21 per barrel (in year 2000 dollars) – their average level for the past 15 years. They will then rise steadily to \$29 in 2030. Natural gas prices will move more or less in line with oil Prices..."<sup>39</sup>*

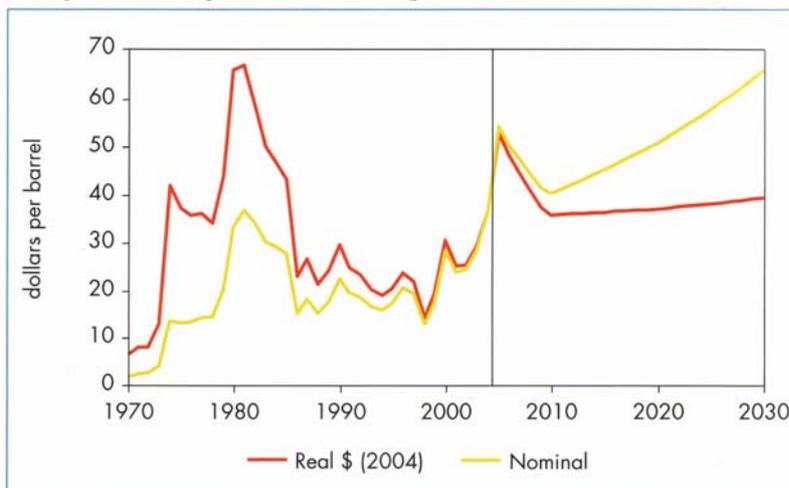
*International Energy Agency: World Energy Outlook 2002, Paris 2002, S. 37*

*„The oil supply projections of this Outlook are derived from aggregated projections of oil demand.... Opec conventional oil production is assumed to fill the gap.“*

*World Energy Outlook 2002 p. 95*

Die Unterschätzung der Ölpreisentwicklung zieht sich wie ein roter Faden durch alle Expertenberichte der IEA. Dies gilt auch noch für den World Energy Outlook vom November 2005:

*Figure 1.3: Average IEA Crude Oil Import Price in the Reference Scenario*



### **Abbildung 17 IEA-Preisprognose 2005-2030:**

Quelle: IEA World Energy Outlook 2005 S. 65

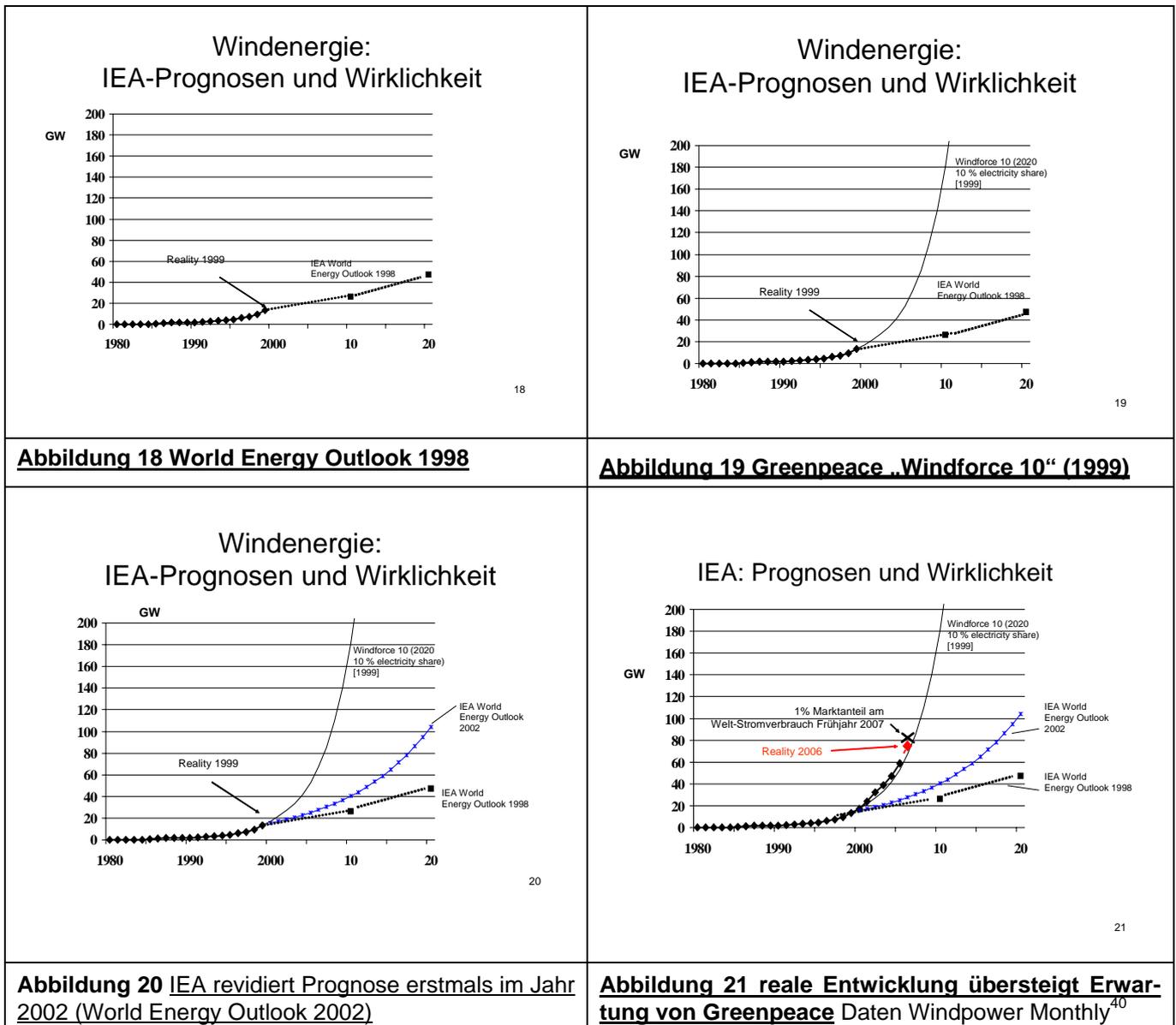
Auch im World Energy Outlook 2005 rechnete die IEA mit einem langfristigen Ölpreisniveau von real 35 \$/Fass.

Die IEA ignoriert regelmässig die Verfügbarkeiten und die marginalen Kosten der nichterneuerbaren Energien und operiert methodisch ähnlich wie IIASA. Die IEA-Experten sind offensichtlich unwillens, die Erschöpfungerscheinungen auf den Öl-Märkten unvoreingenommen zu analysieren. Sie stützen sich methodisch auf sehr zweifelhafte, offizielle Reservestatistiken.

Die geologischen Probleme bei der Suche von zusätzlichem Erdgas oder Erdöl werden zu technischen verbrämt und als „Investitionslücke“ interpretiert, unbesehen des physikalischen Charakters der Engpässe (zB. immer kleinere Funde, sinkender Energy-return-on-energy-investment, Druckabfall in den Öl-Reservoirs, Mangel an Personal, Infrastrukturen, Transportkapazitäten usw.), ganz zu schweigen von den steigenden Umwelttrisiken, die mit dem Ausbau der fossilen und atomaren Energienutzung einher gehen.

Die Vernachlässigung der Marktpreise in den Studien der IEA diskriminiert vor allem die erneuerbaren Energien und die Investitionen in die Energieeffizienz. Denn die Rentabilität derselben wird durch vermeintlich tiefe Ölpreise künstlich tief gehalten.

Die IEA bewegt sich nicht nur bei Öl- und Gaspreisen im Bereich einer virtuellen Welt, sondern scheint ebenso unfähig, die positive Dynamik der erneuerbaren Energien strukturiert zu identifizieren. Dies wird deutlich, wenn man hier kurz die IEA-Prognosen zur Windenergie referiert.



In ihrem World Energy Outlook 1998 hat die IEA die weltweite Windkraft-Leistung auf 42 GW im Jahre 2020 veranschlagt. Die Windenergie befand sich damals bereits in einem stabilen Aufschwung mit jährlichen Zuwachsraten von über 20% (**Abbildung 18**).

Im Jahr 1999 veröffentlichte Greenpeace den Bericht „Windforce 10“, wonach Windenergie bis zum Jahre 2020 über 10 % des Weltstromverbrauchs decken könne und bis dahin die atomare Stromerzeugung überholt haben werde (**Abbildung 19**).<sup>41</sup>

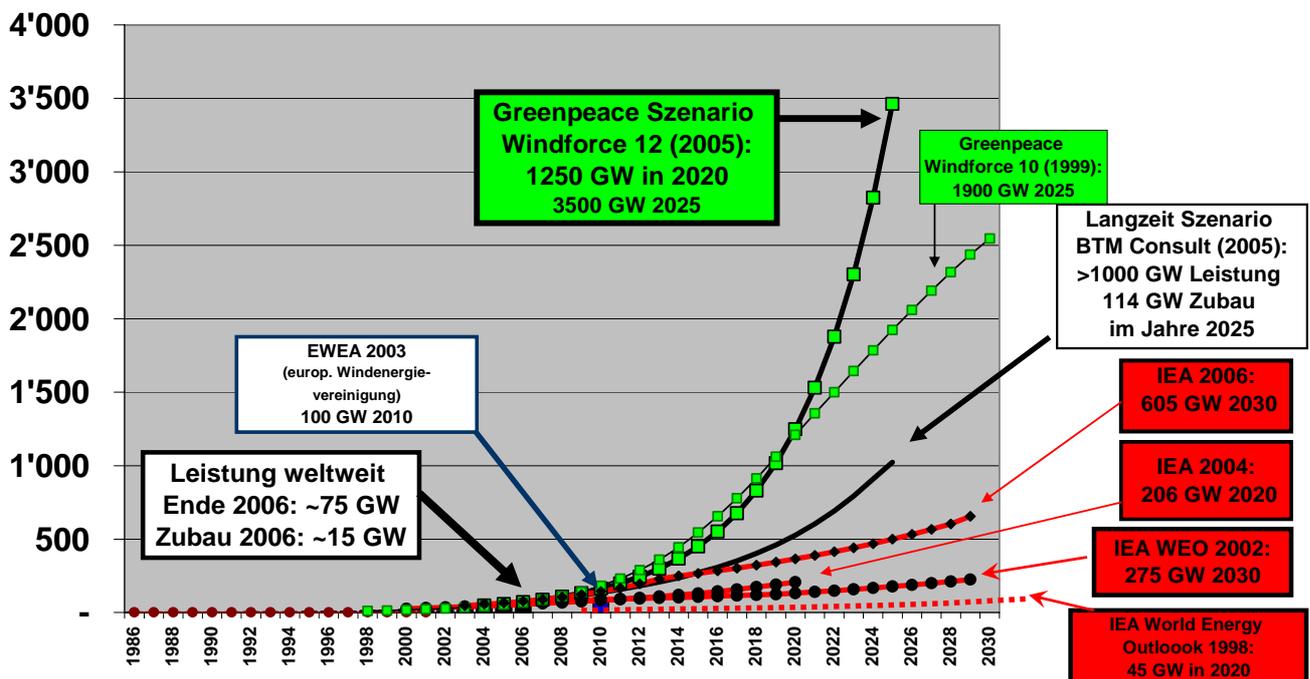
Im Jahre 2002 – die Windkapazität überschritt damals bereits 31 GW – korrigierte die IEA ihre inzwischen obsoletere Prognose. Die neue Prognose für die Windkapazität im Jahr 2020 betrug nun voraussichtliche 100 GW (**Abbildung 20**).

Auch diesmal verfehlte die IEA die reale Entwicklung bei weitem. Weder den Lernkurven der Windenergie noch der knappen Ressourcen-Verfügbarkeit der nichterneuerbaren Energien wurde Rechnung getragen. Auch die revidierten Zahlen im World Energy Outlook 2002 verfehlten die tatsächliche Entwicklung bei weitem. Die Wind-

energie entwickelte sich nämlich noch besser als in der Greenpeace-Vision „Wind force 10“. Ende 2006 wird eine Weltkapazität von über 75 GW erreicht sein<sup>42</sup>, und voraussichtlich im Jahr 2008 wird die Marke von 100 GW überschritten, womit die IEA ursprünglich ca. im Jahre 2030 und später im Jahr 2020 rechnete. Das avisierte Ziel von 100 GW wird in nur 35% bzw. 45 % der vorausgesehenen Zeit erfüllt sein.

Da sich die Windenergie bisher stabil exponentiell verbreitet, sind die Chancen intakt, dass die IEA-Prognose von 100 GW nicht bloss um einen Faktor 2, sondern um einen Faktor 10 zu tief liegt, weil die Windkraft schon vor 2020 den Wert von 1000 GW überschritten haben dürfte.

## Entwicklung Windenergie 1998-2030 in verschiedenen Szenarien (1 GW= 1000 MW)



**Abbildung 22 effektives Wachstum der Windenergie und Perspektiven der IEA 1998/ 2002/ 2004**

Würde die Windenergie bis 2020 tatsächlich nur auf 206 GW ansteigen, wie dies die IEA im Jahre 2004 noch prognostiziert hat, dann müsste der derzeitige jährliche Output von 15'000 MW auf rund 10'000 MW schrumpfen. Realwirtschaftlich ist jedoch genau das Gegenteil zu beobachten: die Windenergie boomt wie nie zuvor, mit Dutzenden neuer Fabriken in Indien, USA und China und einer einzigen (lösbaren) Sorge: Nachschub-Probleme.

Im World Energy Outlook 2006 hat die IEA (kurz vor Fertigstellung dieses Berichtes) eine neue Korrektur vorgenommen. Bis 2015, so die IEA, wächst die Windenergie um jährlich 17% auf 250'000 MW, danach sinkt das Wachstum auf 6,5%, womit eine Kapazität von 655'000 MW im Jahre 2030 zu erwarten sei.<sup>43</sup>

Auch diese Projektion wird methodisch nicht näher begründet. Insbesondere wird nicht erklärt, weshalb die Wachstumsraten ab 2006 nur noch gut halb so hoch sein sollen wie bisher (1996-2005) und weshalb sich ab 2015 das Wachstum mehr als halbiert.<sup>44</sup>

### 3.4. Die Vorzüge von erneuerbaren Energien

In den Mainstream-Medien und in der herkömmlichen Elektrizitätswirtschaft geht die Kritik an erneuerbaren Energien dahin, diese seien

- zu teuer,
- unzuverlässig,
- eine Kostenlast für die Unternehmen
- wenig leistungsfähig und
- die Elektrizität stünde zudem gerade dann nicht zur Verfügung, wenn man sie am meisten brauche.

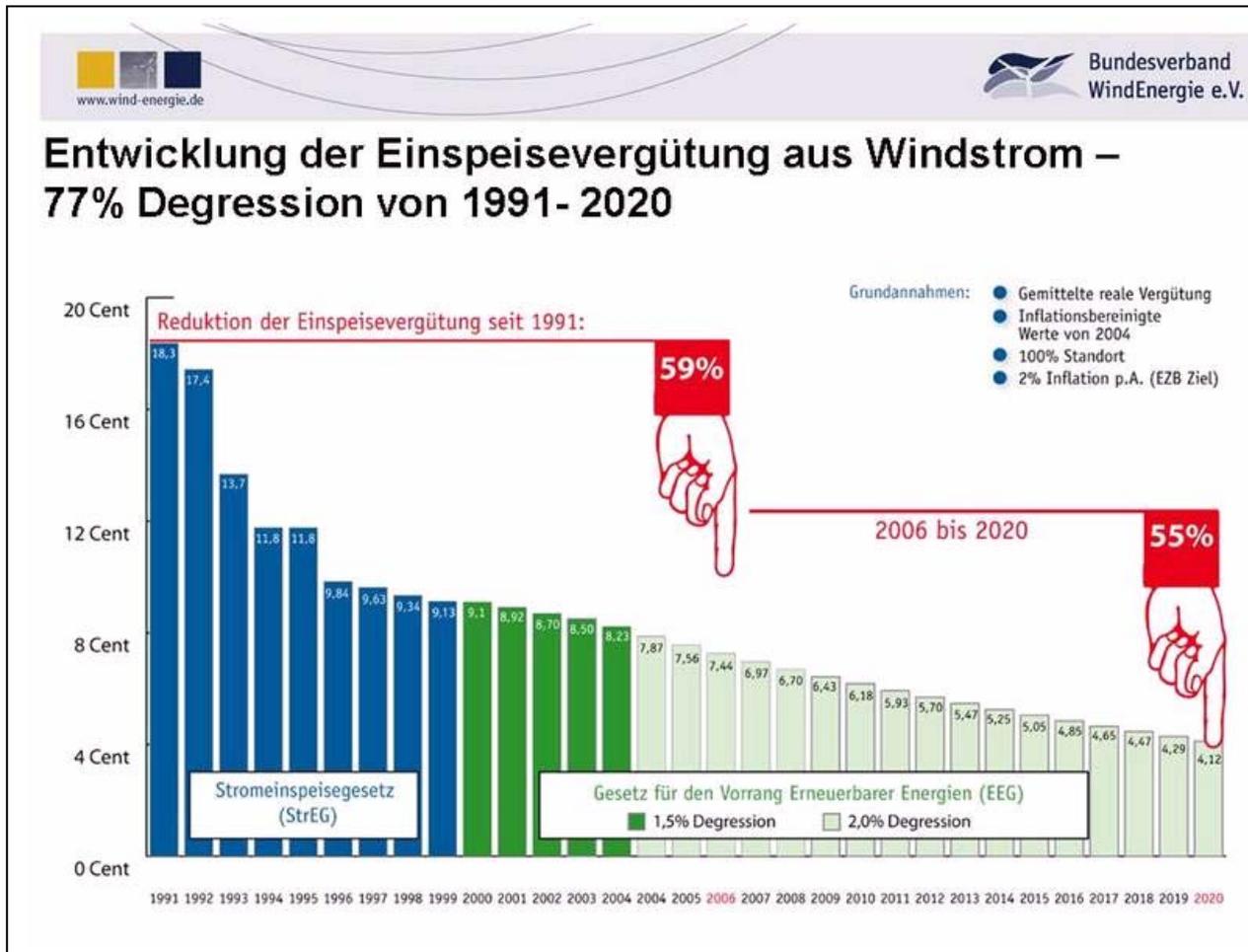
Diese Argumente stehen in Kontrast zum hohen Interesse an erneuerbaren Energien sowohl in der Bevölkerung als auch bei kommerziellen Investoren. Auch die fulminanten Wachstumsraten, die im Ausland erzielt werden, sprechen eine andere Sprache und finden sich auch in Ländern, die keinen gesetzlichen Support durch Einspeisevergütungen kennen (zB. Kanada, Indien, China, Mexiko, Australien).

Neue Investoren, oft organisiert in Form von privaten Beteiligungsgesellschaften, aber zunehmend auch klassische Elektrizitätsversorgungsunternehmen (Iberdrola, FPL, EDF) sowie Ölfirmen (BP, Shell, Suncor) erkennen zunehmend die strukturellen Vorteile der erneuerbaren Energien.

<b>Kostenlose Primärenergie</b>	Die Primärenergie (Wind, Sonne, Geothermie, Wasserkraft, biogene Reststoffe) ist kostenlos und basiert auf natürlichen Energieflüssen (hauptsächlich Sonneneinstrahlung). Abgesehen von den Nutzungskosten der „Erntetechnik“ gibt es <b>kein Kostenrisiko</b> hinsichtlich der Brennstoffe und somit keinerlei Volatilität der Kosten nach abgeschlossener Anlage-Investition. Die Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien ist innerhalb der natürlichen Zyklen <b>höchst zuverlässig und von den Potentialen her faktisch unbegrenzt.</b>
<b>Tiefe variable Kosten – Infrastrukturcharakter der Investitionen</b>	Die <b>variablen Kosten der erneuerbaren Energien</b> liegen in der Regel <b>tief</b> er als bei allen anderen Energieträgern. Ein Grossteil der Erträge liegt zeitlich hinter dem kaufmännischen Horizont üblicher Payback-Kalkulationen von 15-20 Jahren. Investitionen in Wasserkraft, Windenergie, Geothermie liefern Erträge während 25-40 Jahren (Wasserkraft bis über 100 Jahre). Erneuerbare Energien werden deshalb bei anfänglich zum Teil noch höheren Anfangskosten zunehmend als kostensenkend anerkannt. („Mehrkosten von heute sind Minderkosten von morgen“)
<b>Kostensenkende Auswirkung auf „merit order“</b>	In allen Ländern mit starkem Windanteil werden Kostenentlastungen bei hohem Windaufkommen beobachtet. Die Einspeisung von erneuerbaren Energien erlaubt es, die jeweils teuersten marginalen Produzenten innerhalb der Merit Order der verfügbaren Kraftwerke abzuschalten. Starke Winde drücken somit den Strompreis und verhelfen auch jenen Grossverbrauchern zu Kosten-Einsparungen, die von der Kostenumlage für erneuerbare Energien befreit sind. <sup>45</sup>
<b>Lernkurve</b>	Alle neuen erneuerbaren Energien sind noch relativ jung und erreichen auf der Lernkurve vergleichsweise hohe jährliche Kostenreduktionen. Die jährlichen Kostensenkungen erreichen 3–4 % für Windkraft <sup>46</sup> und 5–10 % für Photovoltaik. <sup>47</sup>
<b>Breite Verfügbarkeit</b>	Erneuerbare Energien liefern endlose, unerschöpfliche, zuverlässige Erträge, und sind in fast allen Gebieten der Erde verfügbar. Ihr Aufkommen ist zwar zum Teil variabel und mit spezifischen saisonalen und täglichen Leistungsprofilen. Ihre Nutzung erfordert ein Netz-, Reserve- und Lastmanagement. Dieses Erfordernis entsteht aber grundsätzlich auch bei anderen Energieträgern (Atom, Kohle), die ebenfalls keine Spitzenlast liefern.
<b>Nach menschlichem Ermessen unendliche Potentiale</b>	Die Potenziale der erneuerbaren Energien sind derart gross, dass sie die Welt-Nachfrage nach handelbarer Energie vielfach befriedigen können; eine „Opec der erneuerbaren Energien“ ist kaum denkbar; auch bei zunehmender Nutzung gibt es kaum ein Risiko von Preiserhöhungen. Die Kostensenkungen auf der Lernkurve sind höher als der Anstieg der marginalen Kosten, wenn zweit- und drittklassige Potentiale (zum Beispiel Windenergie im Binnenland) genutzt werden.
<b>Variable Energie, Grundlast und Spitzenenergie von Fall zu Fall</b>	Erneuerbare Energien liefern variable Energiebeiträge (Windenergie, Solarenergie, Wasserkraft), Grundlast (Geothermie, Wasserkraft) und Spitzenenergie (Wasserkraft, Biomasse und Biogas). Mit steigender Interkonnektion und Zwischenspeicherung mutieren auch die variablen Energieträger Wind und Sonne zu Band- und Spitzenenergie.
<b>Kurze Bauzeiten</b>	Manche erneuerbare Technologien verfügen über kurze Bauzeiten – bei der Photovoltaik und bei der Windenergie nur wenige Tage bis Wochen.

### 3.5. Die Entwicklung der Windenergie als Exempel

Um die zukünftige Bedeutung von neuen erneuerbaren Energien wie Wind-, Sonnenenergie, Biomasse und Geothermie abzuschätzen, werden im folgenden die Erfolgsfaktoren der Windkraft beispielhaft analysiert.



**Abbildung 23 Einspeisevergütungen der Windenergie 1991-2020**

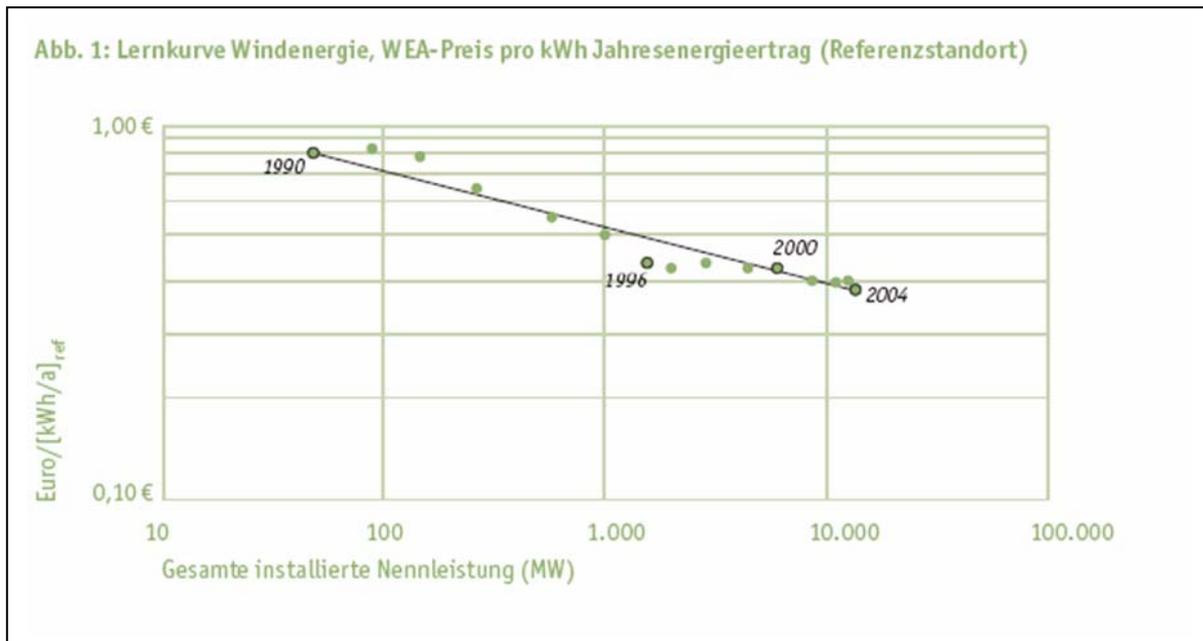
Quelle BWE<sup>48</sup>

Einer der wichtigsten Erfolgsfaktoren der Windenergie ist die stetige Reduktion der Kosten seit der Einführung von kostendeckenden Vergütungen. Die Entwicklung der Preise für Windstrom lässt sich am Beispiel der deutschen Einspeisevergütungen illustrieren: Im Jahre 1990 lagen diese für Windkraft (inkl. einkalkulierte Investitionsbeiträge) 3 – 5-mal höher als die Kosten der Stromerzeugung aus alten Kohlekraftwerken. Seit 1991 sind die spezifischen Kosten um 59% gesunken – bis 2020 werden sie bei fortschreitender Absenkung der Einspeisevergütungen insgesamt 77% tiefer liegen als 1991.

Die These, wonach die Kosten der Windenergie ansteigen, weil immer schlechtere, d.h. marginale Standorte im Binnenland genutzt werden müssen, lässt sich in der Praxis nicht bestätigen.<sup>49</sup>

Die spezifische Vergütung ist seit 1990 immer weiter abgesunken, die Degression der Vergütung wurde im Jahre 2004 von 1,5% auf 2% erhöht. Der Produktivitätsfortschritt der Branche war so gross, dass auch an Binnenstandorten die Rentabilität gewährleistet blieb. Die Investitionsneigung in die Windenergie ist ungebrochen; es mangelt nicht an Investoren, sondern höchstens an Bewilligungen für geeignete Standorte. Mit der Erschließung der Offshore-Technik kommen neue Potentiale ins Spiel, deren Lernkurve, von höherem Niveau aus beginnend, wegen der besseren Ressourcenverfügbarkeit noch höhere Strombeiträge zu langfristig tieferen Kosten verspricht als die Nutzung onshore.

Zwei Faktoren sind für diese Kostenreduktionen verantwortlich: zum einen die Reduktion der Investitionskosten (Kaufpreis pro kW) und andererseits eine höhere Produktivität der installierten Leistung, dank einer Verbesserung der Technologien.



#### **Abbildung 24 spezifische Investitionskosten für die Erzeugung von 1 kWh/Jahr**

Quelle; ISET/ BWE / BMU <sup>50</sup>

*„Vergleicht man nun die Jahreskosten des Stromertrags von 1990 mit denen von 2004, so beträgt der Kostenrückgang 53 Prozent, von 0,80 auf 0,38 Euro pro Kilowattstunde.... Der Jahresertrag ist hier gleich dem Ertrag am Referenzstandort gemäß EEG. Am Referenzstandort herrscht in 30 Meter Höhe eine mittlere Jahreswindgeschwindigkeit von 5,5 m/s. Eine 1,5-MW-Anlage erzeugt bei einer Turmhöhe von 100 Metern am Referenzstandort etwa 4,5 Mio. kWh pro Jahr, genug für 2.000 Haushalte.“<sup>51</sup>*

Die weltweit starke Nachfrage nach neuen Kraftwerken veränderte zudem die Betrachtungsweise. Preisvergleiche werden heute zwischen Neuanlagen durchgeführt, also zwischen *neuen* Windkraftwerken und *neuen* Kohlekraftwerken, zwischen *neuen* Windkraftwerken und *neuen* Atomkraftwerken oder *neuen* Gaskraftwerken usw.

Die nicht adäquaten Vergleiche zwischen neuen Windkraftanlagen und alten, abgeschriebenen Kohle- oder Atomkraftwerken, deren Investitionen 30 bis 50 Jahre zurück liegen, sind für die Investoren nicht mehr von Bedeutung.

Die Erstellung von Windkraftanlagen ist deshalb attraktiver denn je und erobert immer neue Märkte. Die Zeiten der Überproduktion und der überverkauften Kraftwerksmärkte sind vorbei. In vielen Gegenden der Welt ist Windenergie heute wettbewerbsfähig mit neuen Kohlekraftwerken und erst recht mit neuen Atomkraftwerken.

Trotz gewissen Engpässen beim Ausbau der Herstellung, die bei den aktuellen Wachstumsraten von bis zu 50% (2005) nicht überraschen, sind weitere Kostenreduktionen auf längere Sicht zu erwarten.

Es gibt neben den Kosten eine Reihe weiterer Gründe, die sich zu Gunsten der Windkraft und der anderen erneuerbaren Energien auswirken. Dazu gehören der Verzicht auf Kühlwasser, das Fehlen von Ressourcenkonflikten, die Umweltfreundlichkeit und die enormen Potentiale.

## Weshalb sind die Erneuerbaren erfolgreicher?

### Erneuerbare

- Keine Kosten der Primärenergie
  - Kostenreduktionen der Turbinen
  - Steigende Produktivität pro MW
  - Wachsende Stromnachfrage
  - Benötigt kein Kühlwasser
  - Kurze Bauzeiten
  - Überreichliche Ressourcen
- |                        |              |
|------------------------|--------------|
| Wind                   | Solar        |
| – Onshore              | - Dächer     |
| – Offshore             | - Fassaden   |
| – Schwimmende Turbinen | - Autobahnen |
|                        | - Halbwüsten |
|                        | - Wüsten     |

### Nicht-Erneuerbare

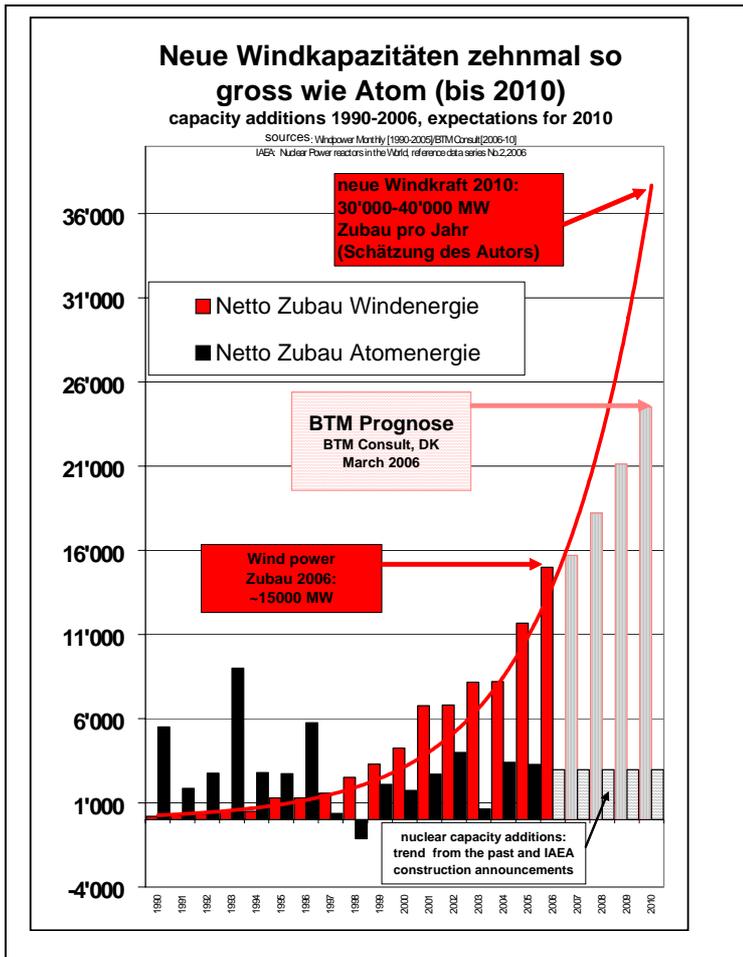
- Ressourcenkonflikte (Öl/Erdgas/Atom)
- Wachsende Abhängigkeit von immer weniger Lieferanten
- Umweltbelastung/Klima-Veränderung/radioaktive Abfälle
- Emissionshandel sorgt für zusätzliche Kosten
- Preissteigerungen für Öl, Erdgas, Kohle, Uran
- Keine Kostensicherheit bei den Brennstoffen
- Unfälle /Terror/Kriegsrisiken

### **Abbildung 25 strukturelle Vorteile der erneuerbaren Energien im Vergleich mit den nichterneuerbaren Energien** (eigene Darstellung)

„Es gibt starke Anzeichen dafür, dass sich die Zuwachsraten der Windenergie rasch erhöhen“, schreibt Windpower Monthly und dieser Satz ist von Bedeutung, wenn wir in Betracht ziehen, dass der Markt in den letzten 10 Jahren bereits mit einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von über 29 % wuchs. „Die gesamte installierte Windkraft ist heute 15'000 MW höher als zur gleichen Zeit im letzten Jahr“.<sup>52</sup> Jedes fünfte MW an Windkraft weltweit ist innerhalb der letzten 12 Monaten installiert worden!

Waren die Erneuerbaren bis heute nur marginale Quelle von Energie zu marginalen Kosten und mit eher marginalen Technologien, so scheint es angesichts der hohen Wachstumsraten logisch, dass sich die Windenergie in vielen Märkten zur kostenminimalen Technik entwickeln. Das gleiche könnte für die Photovoltaik in jenen Märkten eintreten, wo funktionierende Netze nicht gegeben sind.

Bei diesem Tempo der Entwicklung wird die Windenergie auch die traditionelle Stromerzeugung aus Atomkraft oder Wasserkraft in einigen Jahren überholen. Diese Entwicklung hat jedenfalls auf dem *Markt für Neuanlagen* bereits stattgefunden.



**Abbildung 26 Vergleich der voraussichtlichen Kapazitätssteigerung 1990-2010 Windenergie und Atomenergie**  
Quelle IAEA, Windpower Monthly <sup>53</sup>

Im Jahre 2010 dürften die Installationen an Windkraft punkto Leistung rund 10 Mal höher sein als die Neuinstallationen von Atomkraftwerken.

Der Nettozuwachs an Windenergie überstieg den Nettoausbau von Atomenergie im Jahre 2005 bereits um den Faktor 4.

Weil Windkraftwerke über einen kleineren Kapazitätsfaktor verfügen (bedingt durch ca. 1500-3000 Voll-Laststunden pro Jahr im Vergleich zu 7'000 Voll-Laststunden der Atomkraft), entspricht das Verhältnis der zugebauten Leistung nicht dem Verhältnis an zusätzlich erzeugter Energie. Aber bis 2010 dürfte der zusätzlich erzeugte Strom aus Windkraft etwa drei bis viermal höher liegen als der neu bereitgestellte Strom aus Atomenergie (Windenergie mit 40'000 MW neu installierten

Anlagen zu 20-30 % Kapazitätsfaktor, Atomenergie mit 3'000 MW netto Zubau zu 80-90 % Kapazitätsfaktor).<sup>54</sup>

### 3.6. Zu den Datengrundlagen betreffend Stromerzeugung von IIASA

Wie bei den nichterneuerbaren Energien (Vgl. Kapitel 2.7) enthält das Datengerüst von IIASA auch bei erneuerbaren Energien einige nicht nachvollziehbare Angaben, die hier kurz referiert seien:

Im Kapitel 4 „Annahmen zu den Schlüsseltechnologien“ werden die voraussichtlichen Kosten der Windenergie und der Kernenergie rubriziert.

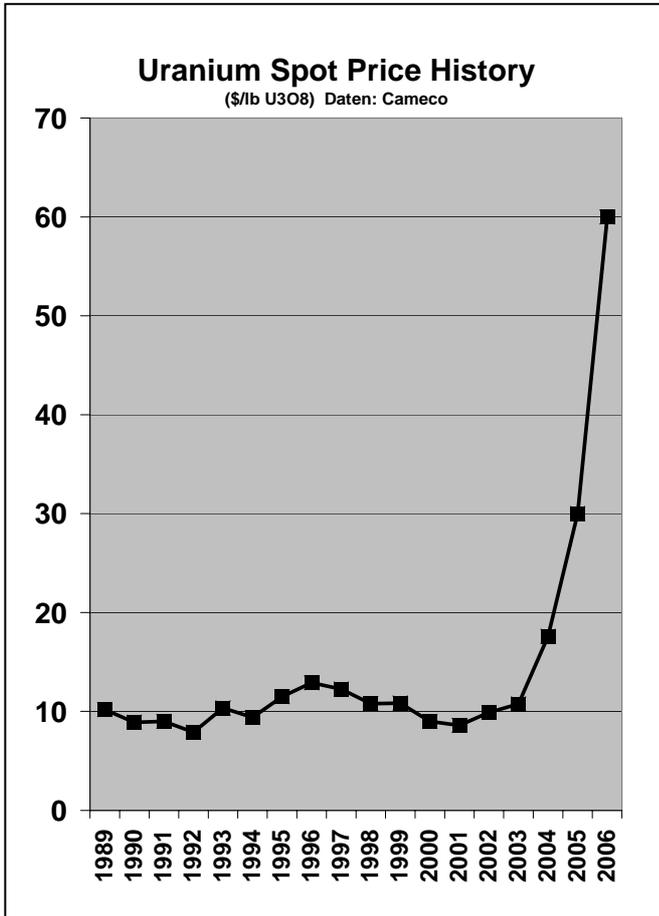
#### Tabelle 2 Geschätzte Kosten der Kernenergie 2000-2040 nach IIASA

Lebensdauer	30 Jahre				
Betriebsdauer pro Jahr	90%				
	2000	2010	2020	2030	2040
Investitionskosten [\$/'06/kW]	3429.5	3340.0	3250.5	3162.3	3072.8
Betriebskosten [\$/'06/kWyr]	148.3	144.3	140.3	136.3	132.3
Min. Erzeugungskosten [c/kWh]	8.5	8.4	8.3	8.1	8.0
Max. Erzeugungskosten [c/kWh]	9.0	8.9	8.8	8.5	8.4

- Bezüglich der Atomenergie überrascht der Bericht von IIASA hinsichtlich der tiefen Betriebskosten, die für die Kernenergie auf 148.3 \$/kWyr (2000) bzw. 144,3 \$/kWyr beziffert werden. Rechnet man diese Kosten um auf Stundenwerte (1 yr = 8640 h), dann ergeben sich Betriebskosten von lediglich 1.7 US-

C./kWh. Diese tiefen Kosten werden heute auch von unterbrechungsfrei arbeitenden Atomanlagen nicht erreicht. Das Atomkraftwerk Leibstadt wies für das störungsfreie Betriebsjahr 2004 variable Kosten (ohne Abschreibungen) von 3,3 Rp./kWh aus.

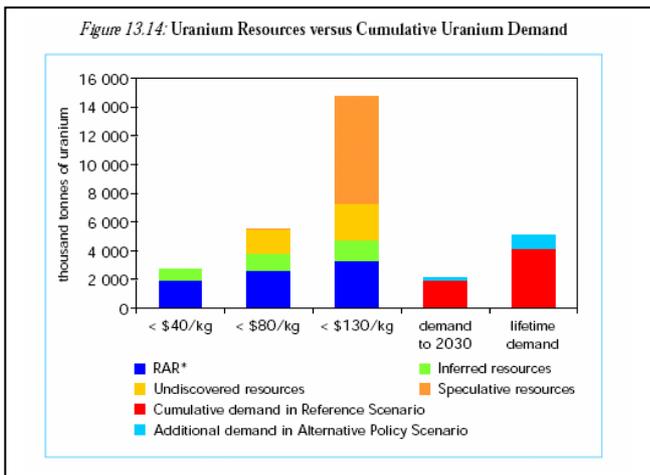
- Wie bei Öl und Gas rechnet IIASA mit einer sozusagen unbeschränkten Verfügbarkeit der Brennstoffe. Diese Ansicht wird von vielen Experten nicht geteilt und entspricht auch nicht der Kostenentwicklung auf dem Markt.



**Abbildung 27 Preis-Entwicklung für Natur-Uran**

Quelle: Cameco<sup>55</sup>

Selbst die der Atomenergie keineswegs abgeneigte Internationale Energieagentur zeichnet in ihrem jüngsten Bericht ein eher skeptisches Bild von der Verfügbarkeit von Natur-Uran, weshalb die Annahme sinkender Betriebs- und Erzeugungskosten durch IIASA nicht nachvollziehbar ist.



**Abbildung 28 Verfügbarkeit von Uran gemäss IEA**

Quelle: World Energy Outlook 2006<sup>56</sup>

**Tabelle 3 Geschätzte Kosten der Windenergie nach IIASA**

Technologie: Windturbinen

Lebensdauer	30 Jahre				
Betriebsdauer pro Jahr	27%				
A2 und KE	2000	2010	2020	2030	2040
Investitionskosten [\$'06/kW]	1795.6	1647.3	1499.0	1350.7	1202.4
Betriebskosten [\$'06/kWyr]	74.8	68.1	61.5	56.1	49.4
Erzeugungskosten [c/kWh]	8.1	7.4	6.7	6.1	5.4
Forciert erneuerbar	2000	2010	2020	2030	2040
Investitionskosten [\$'06/kW]	1795.6	1098.2	999.1	864.0	802.0
Betriebskosten [\$'06/kWyr]	74.8	68.4	56.3	49.4	49.4
Erzeugungskosten [c/kWh]	8.1	5.9	5.1	4.5	4.3

- Bezüglich der Kosten der Windenergie rechnet die Szenarien KE und BAU mit Kosten von 8,1 US-C/kWh (2000) bis 7,4 US-C/kWh. Solche Vergütungen für Neuanlagen sind zwar nicht ausgeschlossen, aber auf die gesamte Betriebsdauer gerechnet liegen sie viel zu hoch, weil fast alle Länder mit Einspeisevergütungen mit fortschreitender Abschreibung degressive Vergütungen anwenden, die zudem je nach Windhäufigkeit variiert werden. Spätestens nach 20 Jahren werden die Einspeisevergütungen durch die Vergütung von Marktpreisen ersetzt.
- Manche Länder unterschreiten bereits heute die Kosten von 5,9 C/kWh. So wurden in China bei den jüngsten Tender-Verfahren Preise von \$0.053-0.063/kWh erzielt.<sup>57</sup> In Tamil Nadu – ebenfalls ein boomender Markt – gelten derzeit Einspeisevergütungen von \$0.059/kWh.<sup>58</sup> In Deutschland werden zurzeit 5,28-8,36 €/kWh während maximal 20 Jahren bezahlt<sup>59</sup>, danach werden die Anlagen in den Markt entlassen. In Frankreich, wo sich der Bestand an Windturbinen im Jahre 2006 ungefähr verdoppelt hat, gelten Preise von 8,2 €/kWh während 10 Jahren (bis maximal 15), danach gelten Marktpreise.<sup>60</sup>
- Die Einspeisevergütungen dienen in der Regel nur als Anreiz; in vielen Ländern mit Einspeisevergütungen (Deutschland, Frankreich, Spanien usw.) sind gesetzliche Vergütungsdegressionen von 2 % oder mehr pro Jahr in Kraft, was bei einer Inflationsrate von 1,5% zu einer realen Degression der Einspeisevergütungen von 3,5% pro Jahr führt. Über 10 Jahre gerechnet erzwingt eine solche Degression der Vergütung Kostenreduktionen um nicht weniger als 30%.
- Kombiniert man diese Entwicklung der Kosten mit dem heute verzeichneten Marktpreisen (siehe Kapitel 4.1) und ignoriert man die realitätsfernen Preise für Öl und Gas, die von IIASA in die Welt gesetzt werden (Kapitel 2.7) so wird rasch ersichtlich, dass die Windenergie in den meisten Märkten wettbewerbsfähig sein wird oder es bereits ist. Dies gilt auch für Märkte, die keine Einspeisevergütungen aufweisen, vorausgesetzt die Netzeinspeisung wird nicht bürokratisch behindert und die Konkurrenzenergien (Kohle, Atom, Erdgas) werden nicht administrativ verbilligt.

Als Zwischenergebnis ist festzuhalten, dass sich das Preis-Mengen-Gerüst von IIASA in keiner Weise mit den am Markt zu beobachtenden Preisen und Kosten deckt. Dies gilt sowohl für Erdgas und Erdöl als auch für die Kosten der Stromerzeugung aus Windenergie und aus Kernenergie.

Die grosse Unschärfe bei den Datenangaben der IIASA führt dazu, dass der Bericht die realen Phänomene am Energiemarkt – Investitionszurückhaltung bei Öl und Gas, Boom bei den erneuerbaren Energien – nicht zu erklären vermag.

### 3.7. möglicher Ausbau der Windenergie

	Szenario 29% Wachstum (Zubau steigt wie 1995-2005)		Szenario 14,5% Wachstum (Zubau halbiert sich im Vergleich zu bisher)	
	Bestand (GW Leistung)	Stromproduktion umgerechnet auf Anzahl AKWs (à 1000 MW)*	Bestand (GW Leistung)	Stromproduktion umgerechnet auf Anzahl AKWs (à 1000 MW)*
1995	5	2	5	2
2000	18	6	18	6
2005	59	20	59	20
2010	192	64	148	49
2015	660	220	322	107
2020	2314	771	662	221
2025	8159	2720	1327	442
2030	28806	9602	2627	876

Kapazitätsfaktor Wind = 1/3 von AKW

**Abbildung 29 Wachstum der globalen Windenergie in zwei Varianten**

Quelle: eigene Fortschreibung; Daten bis 2005: Windpower Monthly

Unterstellen wir in Abweichung zu IIASA und zum Schlussbericht „hoher Ölpreis“, dass Windenergie heute in vielen Märkten wettbewerbsfähig ist oder zu kostendeckenden Preisen betrieben werden kann, dann besteht wenig Grund zur Annahme, dass sich das Wachstum in den kommenden Jahren wesentlich abschwächen wird. Vielmehr ist mit einer wesentlichen Verstärkung der Nachfrage nach Windturbinen zu rechnen, und zwar wegen den beschriebenen ökonomischen Gründen.

Deshalb ist mit einer wesentlichen Verstärkung der Nachfrage nach Windturbinen zu rechnen, und zwar vorwiegend aus den beschriebenen ökonomischen Gründen. Im offenen Strommarkt wird die Atomenergie kaum überleben, wenn Sie – auch nach Ansicht der IIASA – mehr als eineinhalb mal so teuer ist wie die Windenergie. Denn abgesehen von den ökonomischen Nachteilen ist sie auch politisch in der Bevölkerung denkbar unbeliebt.

Hält das bisherige Wachstum bei den Neuanlagen von 29 % pro Jahr an, dann erreichen die Gesamtkapazitäten noch vor dem Jahr 2030 über 10'000 GW, also mehr als das Hundertfache von heute. Doch auch in einem Szenario mit gemässigten Zuwachsraten – 14,5 % pro Jahr oder halb soviel wie bisher – sind bis zum Jahre 2030 ca. 2'600 GW Windkraft zu erwarten, also eine Vermehrung um den Faktor 35. Damit ist die Bandbreite einer wahrscheinlichen Entwicklung vorgezeichnet.

Die Windenergie wird bei anhaltendem Wachstum nicht bloss die Atomenergie überflügeln, sondern auch einen massgeblichen Teil der Stromerzeugung aus Kohle oder Erdgas ersetzen. Der globale Marktanteil könnte selbst bei gemässigtem Wachstum (14,5%) noch vor 2040 auf über 50 % des Weltstromverbrauchs ansteigen.

Um diese hohe Marktdurchdringung zu erreichen, müssen aber gewisse Rahmenbedingungen erfüllt sein, die zum grossen Teil regulativer Natur sind. Dazu gehört der Ausbau der Interkonnektion, z.B. mittels Hochspannungs-Gleichstromübertragungsleitungen (HGÜ), der Zugang zu Ressourcen in wenig besiedelten Gebieten, die Entwicklung der Offshore-Technik (inkl. schwimmende Windturbinen), die Garantie von Durchleitungsrechten usw.

Die Plausibilität dieser Entwicklung ist somit weder eine rein technische noch eine rein ökonomische Frage, sondern hängt von vielen Faktoren ab. Dass es eine technische Grenze für die Marktdurchdringung der Windenergie gibt, die heute – wie oft behauptet – auf 20% beziffert wird, ist immer weniger nachvollziehbar. In zahlreichen Teilmärkten (zB. Sachsen-Anhalt, Mecklenburg-Vorpommern, Schleswig-Holstein) liegen die Marktanteile der Windenergie am jährlichen Stromverbrauch bereits über 30%.<sup>61</sup>

Und mit sinkenden Kosten wird es immer attraktiver, Speichertechniken anzuwenden, die eine ausreichende Reservehaltung gewährleisten.

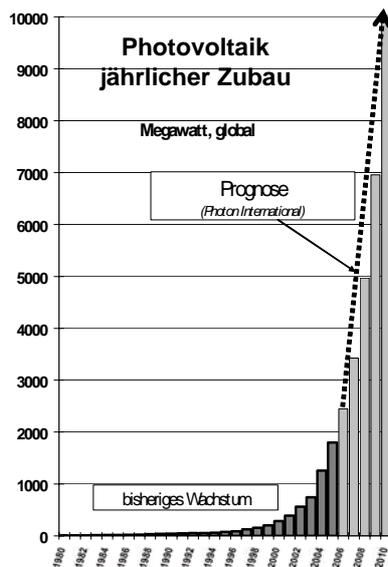
**Tabelle 4 Veränderung der am Markt erhältlichen Turbinenleistung seit 1990**

	Nennleistung kW	Rotordurchmesser m	Näbenhöhe m	Jahresenergieertrag kWh
1980	30	15	30	35'000
1985	80	20	40	95'000
1990	250	30	50	400'000
1995	600	46	78	1'250'000
2000	1500	70	100	3'500'000
2005	5000	115	120	17'000'000
2006	6000	126	120	20'000'000

Quelle BWE<sup>62</sup>

Bei allen erneuerbaren Energien herrscht heute ein sehr hohes Innovationstempo. Die Basistechnologien für eine exponentiell expandierende Windnutzung – zB. Offshore-Strukturen wie für Ölgewinnungsanlagen, grosse Turbinen (5 bis 6 MW), Kabelnetze für Hochleistungslinien – sind alle in Form von erprobten Prototypen (Turbinen) oder als Serienprodukte (Kabel) am Markt vorhanden.

An schwimmende Windturbinen wird geforscht – sie könnten ein weiteres Multimilliarden-Geschäft werden für Regionen, die nur wenig untefe Meeresgebiete aufweisen. Auch auf diesem Feld ist mit Kostenreduktionen und einer guten Wettbewerbsfähigkeit zu rechnen, sobald sich ein Massenmarkt entwickelt.

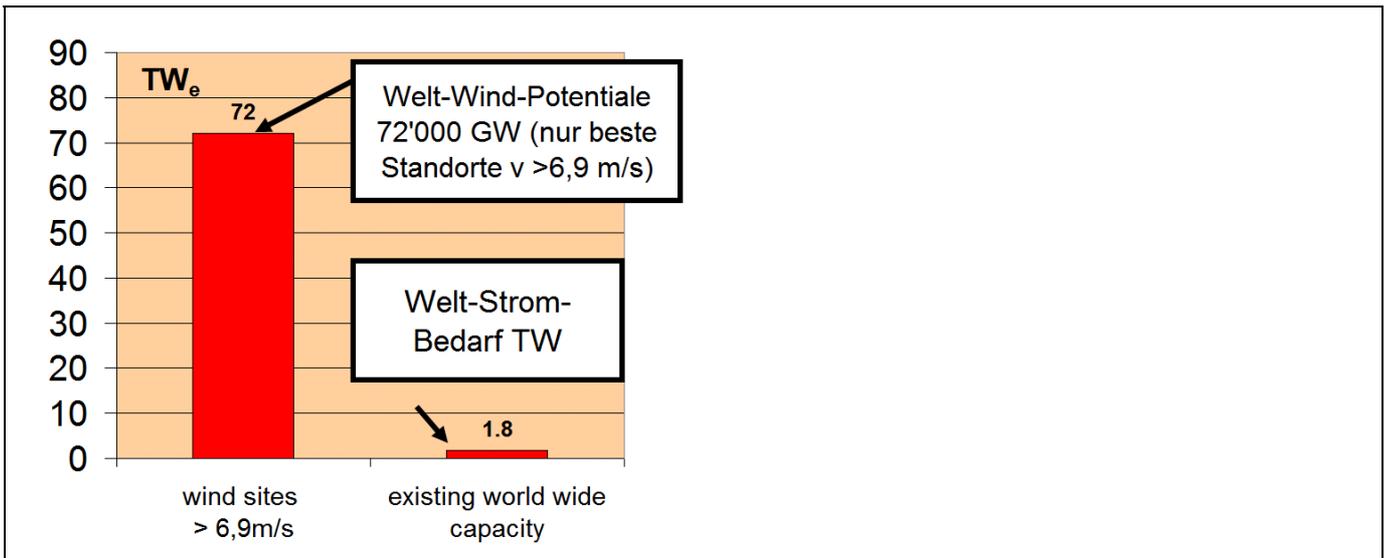


**Abbildung 30 Marktwachstum der Photovoltaik**

Die Windkraft ist nicht der einzige Kandidat für steiles Wachstum: Solare Techniken, Geothermie und Biomasse sind gleichfalls in einer Pole-Position für mehr Wachstum.

Der Markt für Photovoltaik wird sich bis 2010 verfünffachen, erklärt Photon International, Fachorgan der Branche. Neue Fabriken für industrielles Silizium und neue Massenfertigungs-Anlagen können die Kosten nach unten drücken.<sup>63</sup> Auch dieser Trend ist nicht neu, aber die Geschwindigkeit der Entwicklung ist atemberaubend. Sie verspricht die Eroberung neuer Märkte, die bisher mit nichterneuerbaren Energien betrieben wurden.

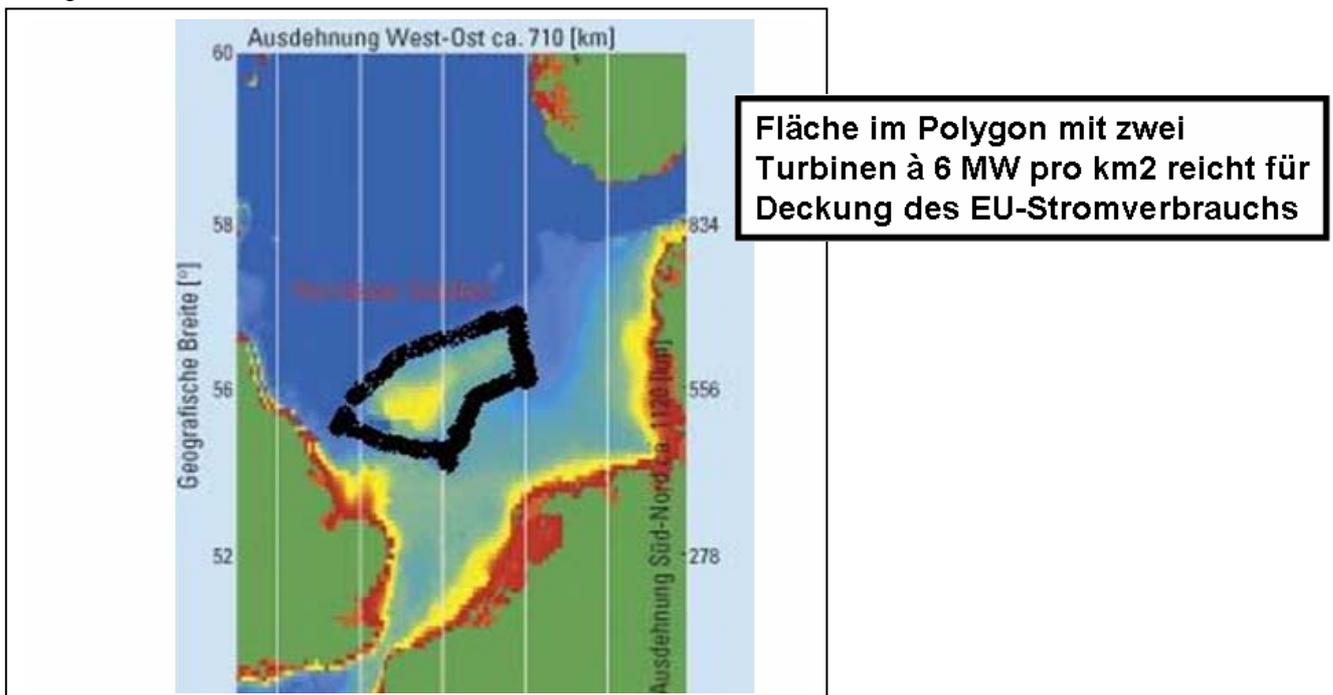
Entscheidend bei diesen Expansionsplänen ist, dass die neuen Erneuerbaren kaum mit echten Ressourcen-Restriktionen zu kämpfen haben. Die Potentiale der Wind- und der Sonnenenergie genügen, um den Weltstrombedarf gleich mehrere hundert Mal zu decken.



**Abbildung 31 Potentiale der Windenergie: Beste Standorte**

Quelle: Jacobson & Archer<sup>64</sup>

Die heute bekannten Onshore-Potentiale mit sehr gutem Wind (>6,9m/s) reichen aus, um den Welt-Stromverbrauch mehr als 40 Mal zu decken. Rechnet man die offshore-Potentiale und die sehr verbreiteten Standorte an Lagen mit gemässigtem Wind (4,7-6,9) dazu, dann wird deutlich, dass die Windenergie auch bei beschleunigter Nutzung nicht mit Ressourcenrestriktionen zu kämpfen hat, wie dies bei den nichterneuerbaren Energien der Fall ist.



**Abbildung 32 erforderliche Fläche an Windfarmen für eine Vollversorgung Europas mit Windstrom** Quelle: Czisch<sup>65</sup> / eigene Berechnung

Rein energetisch betrachtet genügen ca. 60'000 km<sup>2</sup> (zB. die so genannte Dogger-Bank im Osten Englands), um bestückt mit jeweils 2 Offshore-Windturbinen à 6 MW pro km<sup>2</sup> den Stromkonsum der ganzen Europäischen Union zu decken.



**Abbildung 33** Erstellte, geplante und im Bau befindliche Offshore-Windfarmen

Quelle: BWE <sup>66</sup>

Derzeit befinden sich über 100 Offshore-Windfarmen in Betrieb, in Planung oder im Bau, und neue Pläne und Projekte kommen regelmässig dazu.

Es waren nie die fehlenden Potentiale, die das Wachstum der erneuerbaren Energien behinderten, sondern hohe Kosten, mangelndes Engagement der Industrie sowie das Fehlen ausreichender Netzanbindung. Zudem neigten die monopolistisch organisierten Netzbetreiber zu einem Strommanagement, das Einspeisungen Dritter tariflich diskriminierte. Die Netzbetreiber wurden darin unterstützt von den Bemühungen der Kohle- und der Atom-Lobby. Die Nutzung der erneuerbaren Energien galt sehr lange als technisch unerreichbares oder sehr teures Unterfangen. Diese Vorbehalte werden erst verschwinden, wenn die erneuerbaren Energien ihre Lieferfähigkeit noch vermehrt unter Beweis stellen.

Eines der Hauptargumente der Widersacher der erneuerbaren Energien sind die angeblichen Probleme mit der Intermittenz. Im Management von variablen Stromflüssen liegt tatsächlich eine technologische Herausforderung. Tatsache ist aber, dass alle unabhängigen Studien, die sich mit diesem Problem beschäftigen, Lösungswege aufzeigen, die technisch und punkto Kosten vertretbar sind.

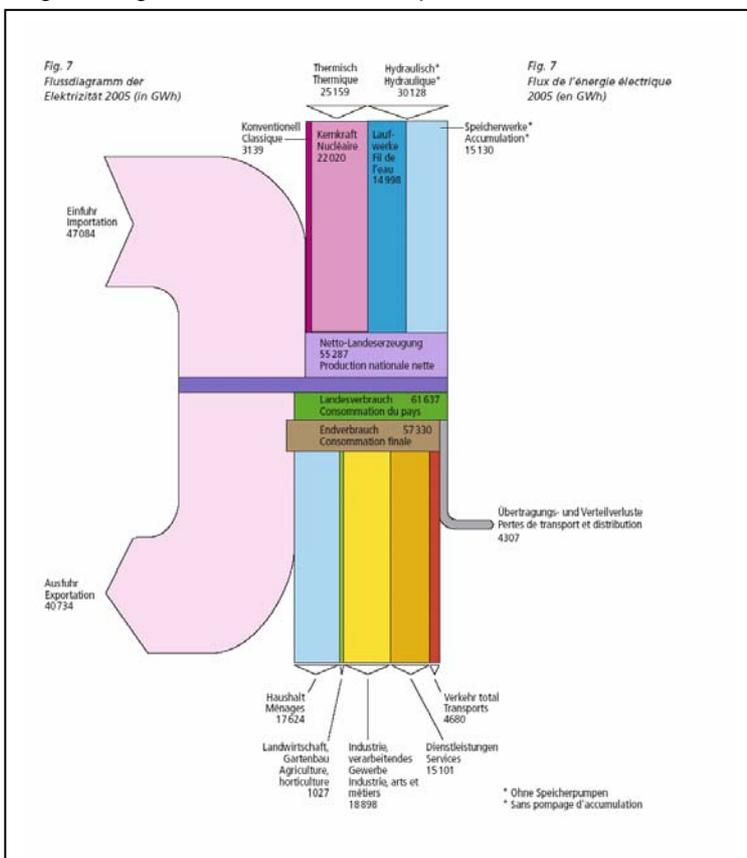
Für die Schweiz im speziellen ergeben sich mit dem Auftreten intermittierender Energieangebote neue Geschäftsgelegenheiten.

# 4. Die schweizerische Elektrizitätswirtschaft im neuen Umfeld

## 4.1. Kerngeschäft Stromhandel

Die Schweiz war lange Pionier in der Stromerzeugung und ist bis heute europäisches Schwergewicht in der Speicherung von Elektrizität, in der Bewirtschaftung dieser Speicher und im grenzüberschreitenden Handel. Stromimporte und –Exporte der Schweiz sind fast gleich hoch wie der inländische Stromkonsum.

Die Alpen, die Gletscher und die erheblichen Niederschläge in Kombination mit einer ausgereiften Technik zur Nutzung der Wasserkraft prädestinieren die Schweiz zu einer Führungsrolle innerhalb der West- und Zentraleuropäischen Elektrizitätswirtschaft: bei der Bewirtschaftung von Backup-Leistung, Backup-Energie sowie bei der Regulierung bedeutender Wasserspeicher.



### Abbildung 34 Stromerzeugung, -verbrauch und Stromhandel in der Schweiz

Quelle: Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2005

Im Jahre 2005 wies die Stromerzeugung der Schweiz folgende Marktanteile auf:<sup>67</sup>

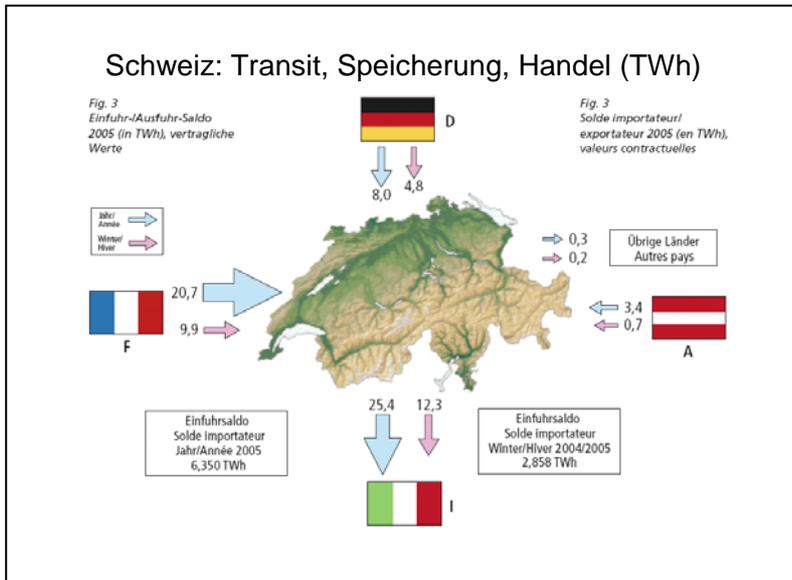
- 56,6 % Wasserkraft,
  - davon 25,9 % Laufwasserkraftwerke
  - 30,7 % Speicherkraftwerke,
- 38,0 % Atomkraft
- 5,4 % andere (Wärmeerkraftkoppelung/Erdgas, Wärmeerkraftkoppelung/Biomasse und Abfälle, Windkraft, Photovoltaik).

Die Nutzung der Atomenergie ist umstritten und der Ersatz der bestehenden Anlagen durch erneuerbare Energien wird in der Schweiz debattiert.

Die Stromkonzerne, hauptsächlich in staatlichen Händen, aber ohne direkt-demokratische Kontrolle, haben im grossen Ausmass Bezugsverträge mit französischen Liefergesellschaften abgeschlossen oder sind direkt an Atomkraftwerken in Frankreich beteiligt (insgesamt 2,5 GW Lieferverpflichtungen Frankreichs).

Es steht der Electricité de France (EDF) je nach Vertrag weitgehend frei zu bestimmen, in welchen Monaten und zu welchen Tages- und Wochenzeiten sie diese vertraglichen Mengen in die Schweiz liefert. Bis heute sind die schweizerischen und die französischen Atomanlagen abhängig von der erneuerbaren Wasserkraft, und nicht etwa umgekehrt.

Auch Deutschland, das noch immer massgeblich aus Kohlekraftwerken versorgt wird, profitiert von den schweizerischen Speicherseen, ebenso profitiert Italien, das während Jahrzehnten die meiste Überproduktion aus dem Norden importiert hat.



### Abbildung 35 Stromhandel der Schweiz

Quelle: Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2005

Die Speicherung von elektrischer Energie mittels Wasserkraft geschieht auf zweierlei Arten:

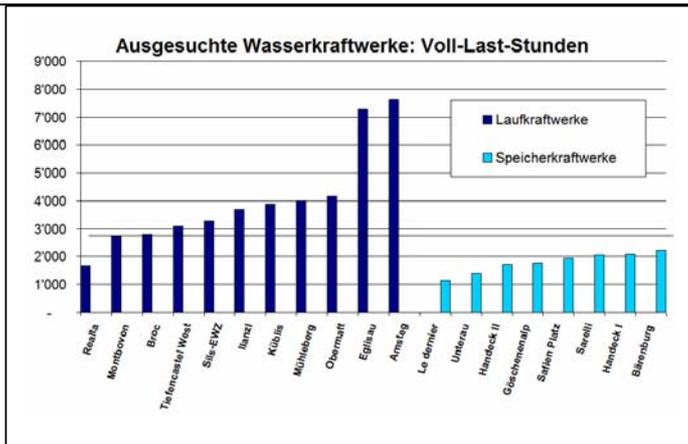
- Verlustfreie Speicherung ohne Pumpen in Saisonspeichern mit natürlichen Zuflüssen. Die verlustfreie Speicherung von Strom geschieht, indem natürliche, saisonale Wasserzuflüsse jeweils in Spitzenlastzeiten turbinieren werden. Das natürliche Wasservorkommen in den Speicherseen wird in konzentrierter zeitlicher Abfolge auf die Verbrauchsspitzen ausgerichtet.
- Pumpspeicherung, die jeweils mit Verlusten verbunden ist. Pumpspeicherung basiert auf einem aktiven Strommanagement, wobei sowohl die Terminierung der Pumpung als auch der Stromerzeugung frei gewählt werden kann. Durch das Pumpen tritt jeweils ein Energieverlust in der Grössenordnung von 20-30 % der gespeicherten Energie ein.

Dank diesen beiden Systemen kann die Stromerzeugung in der Schweiz auf die täglichen und saisonalen Lastveränderungen ausgerichtet werden.

### Tabelle 5 Leistung und Produktion der Wasserkraft nach Kantonen

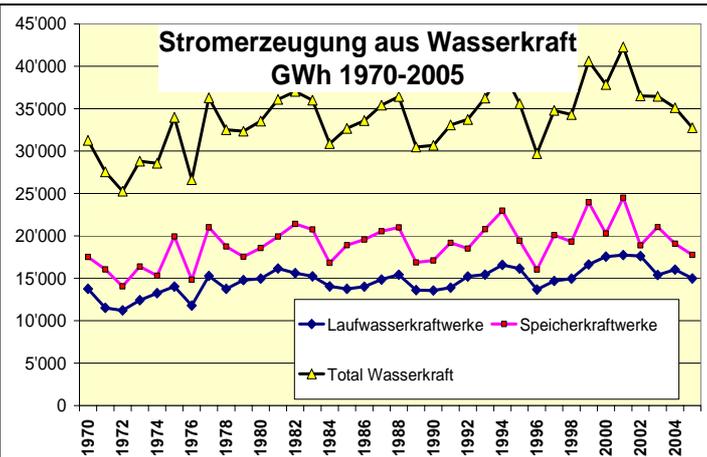
Kanton	Anzahl Zentrale	Maximale Leistung MW					mittlere Produktionsentwicklung GWh			
		Laufkraftwerk	Speicherkraftwerk	Pumpspeicherkraftwerk	Raines Unwäzwerk	Total	Laufkraftwerk	Speicherkraftwerk	Pumpspeicherkraftwerk	Total
Zürich	13	65.86		48.4		114.26	443.61		101.2	544.81
Bern	61	268.38	614.73	53	311.00	1'247.10	1'391.51	1'718.07	35.2	3'144.78
Lucern	8	7.65				7.65	48.21			48.21
Uri	20	283.37	204.66			488.03	1'139.70	383.22		1'522.92
Schwyz	14	62.36	48	118.06		228.44	234.72	60	181.44	476.16
Obwalden	11	35.53	77.76			113.29	152.19	146.74		298.93
Nidwalden	5	28.98	14.14			43.12	120.01	31.06		151.07
Glarus	29	91.49	379.3			470.79	353.87	531.7		886.57
Zug	6	7.4		14.52		21.92	37.21		30.36	67.57
Freiburg	12	48.44	124.32	93.94		266.7	154.06	388.44	72.8	615.3
Solothurn	8	87.3				87.3	538.46			538.46
Basel-Stadt	10	46.66				46.66	274.21			274.21
Basel-Landschaft		53.59				53.59	303			303
Schaffhausen	4	35.7			5	40.7	254.66			254.66
Appenzell A.Rh.	3	8.9				8.9	22.98			22.98
Appenzell I.Rh.	1	1.37	2.5			3.87	3.06	7.7		10.76
S. Gallen	44	57.35	88.6	274.3		420.25	237.71	181.72	175.9	936.33
Graubünden	82	560.31	1'904.38	172.5		2'637.19	2'161.77	5'401.54	303	7'866.31
Aargau	22	475.52				475.52	2'969.56			2'969.56
Thurgau	8	8.53				8.53	50.17			50.17
Tessin	30	275.07	916.71	212		1'403.78	933.85	2'447.24	122.8	3'503.89
Vaud	21	147.87	28.97	146.06		322.9	656.52	36.39	113.2	806.11
Vallis	87	814.6	3'570.13	250.65		4'635.38	3'185.00	5'925.04	438.53	9'548.57
Neuchâtel	11	33.45				33.45	139.23			139.23
Genève	3	128.47				128.47	621.66			621.66
Jura	3	6.32				6.32	32.8			32.8
Schweiz	516	3'640.46	7'974.20	1'383.45	316	13'314.11	16'459.75	17'258.85	1'574.43	35'293.03

Quelle: BFE, Produktionsdatenbank Wasserkraft<sup>68</sup>



**Abbildung 36 Voll-Laststunden von ausgesuchten Wasserkraftwerken**

Quelle: Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke 69



**Abbildung 37 Stromerzeugung aus Wasserkraft 1970-2005**

Quelle: Schweiz. Gesamtenergiestatistik 2005<sup>70</sup>

Wenn wir die Produktionsstatistiken ansehen (kleine Abbildung links), hier vor allem von Kraftwerken entlang des Rheins, können wir eine Reihe von interessanten Sachverhalten beobachten:

- Manche Laufwasserkraftwerke weisen eine erstaunlich niedrige Auslastung, gemessen in Voll-Laststunden pro Jahr, auf. Manche von ihnen haben nicht mehr Voll-Laststunden als zum Beispiel Offshore-Windfarmen (3'000-4'500) und manche erreichen nur die Auslastung von Onshore-Windfarmen (1'000 bis 2'500 Voll-Laststunden).
- Die jährliche Varianz der Wasserkrafterzeugung liegt zuweilen höher als bei der Wind- oder Solarenergie (Abbildung 37)! Die Wassermengen sind massgeblich von Ereignissen im Einzugsgebiet der Flüsse abhängig, wobei die Menge der Niederschläge (Regen, Schnee) die Gletscherschmelze und die Bewirtschaftung der Speicherseen am Oberlauf der Flüsse massgeblich sind.
- Weiter lässt sich feststellen, dass viele Speicherwerke noch weniger lange in Betrieb sind als die Laufwasserkraftwerke – manchmal nur gerade zwischen 1'000 und 3'000 Voll-Laststunden pro Jahr gemessen an der erzeugten Nettoproduktion.

**Tabelle 6 Leistung und Produktion des Schweizer Wasser-Kraftwerk-Parks**

516 Anlagen > 300 kW

Schweizer Wasserkraftwerke			
Leistung	MW		
Laufwasserkraftwerke	3'640		
Speicherkraftwerke	7'974		
Pumpspeicheranlagen	1'383		
Umlaufwerke	316		
Pumpspeicher und Umlaufwerke total	1'699		
Total Leistung MW	13'314		
mittlere Jahresproduktion	GWh	Mittlere Auslastung (Kapazitätsfaktor)	Voll-Last-Stunden /a
Laufwasserkraftwerke	16'460	0.523	4584
Speicherkraftwerke	17'259	0.251	2194
Pumpspeicher- und Umlaufwerke	1'574	0.11	939
Total	35'293	0.307	

Quelle: BFE Produktionsdatenbank Wasserkraft<sup>71</sup>

Der mittlere Kapazitätsfaktor der Speicherkraftwerke liegt gerade einmal bei 0,251 (2'164 Voll-Laststunden/Jahr) und die Laufwasserkraftwerke haben eine mittlere Kapazitätsauslastung von 0,52 (4'521 Voll-Laststunden/Jahr). Pumpspeichieranlagen und Umlaufwerke laufen im Mittel während 926 Stunden pro Jahr (Kapazitätsfaktor von 0,11).

Die meisten der Saisonspeicherwerke wurden ursprünglich gebaut, um die Schneeschmelze und Regenfälle im Sommer zu speichern, damit sie die Spitzenbelastungen ausgleichen, die ehemals vor allem im Winter aufgetreten sind.

Ende der sechziger Jahre begann der Ausbau der Kernenergie. Für die Netz-Integration des überschüssigen Atomstroms und die dadurch akzentuierte überschüssige Sommerproduktion wurden erhebliche Investitionen zur Verlagerung des Angebots in den Winter getätigt. Die nötige Netzverstärkung und der Ausbau von Elektro-Widerstandsheizungen wurde mit Quersubventionen gefördert. Dazu gehörten Rabatte von zuweilen 20-60% der übrigen Stromtarife, der Verzicht auf Anschlussgebühren und die Vorfinanzierung oder direkte Subventionierung der Elektro-Speicherheizungen.

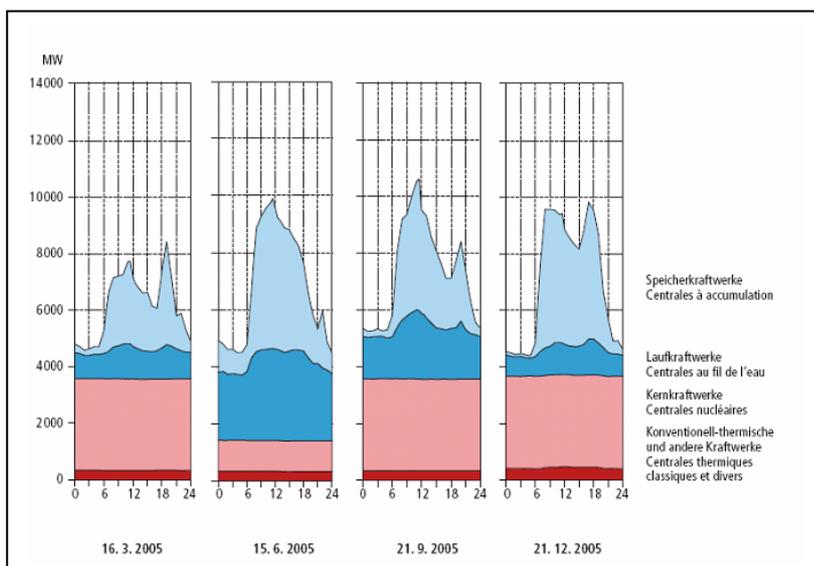
Nicht alle Projekte für Pumpspeicher gelangten zur Ausführung, manche wurden aufgegeben oder redimensioniert (Grimsel West, Curciusa). Die spezifischen Kosten vieler Anlagen lagen vermutlich höher als die heutigen Gesteungskosten für (Winter-)Strom aus Windkraftanlagen inkl. Netzintegration. Jedenfalls sollte man sich diese Investitionen in Erinnerung rufen, wenn über Netzverstärkungen für neuen Windstrom debattiert wird.

Tatsächlich ist es so, dass heute beide Technologien – Windkraft in Nordeuropa und Speicherkraftwerke in der Schweiz – zu einem integrierten Stromversorgungssystem zusammenwachsen.

Die grossen Speicherseen – einzelne bis zu 400 Mio.m<sup>3</sup> fassend – erhalten nun möglicherweise eine neue Funktion, indem sie nicht mehr in erster Linie Strom vom Sommer in den Winter transferieren, sondern

- Als ganzjährige Stromreserve für die Binnenversorgung der Schweiz
- Als „eiserne Reserve“ für windstille Perioden in ausländischen Versorgungssystemen

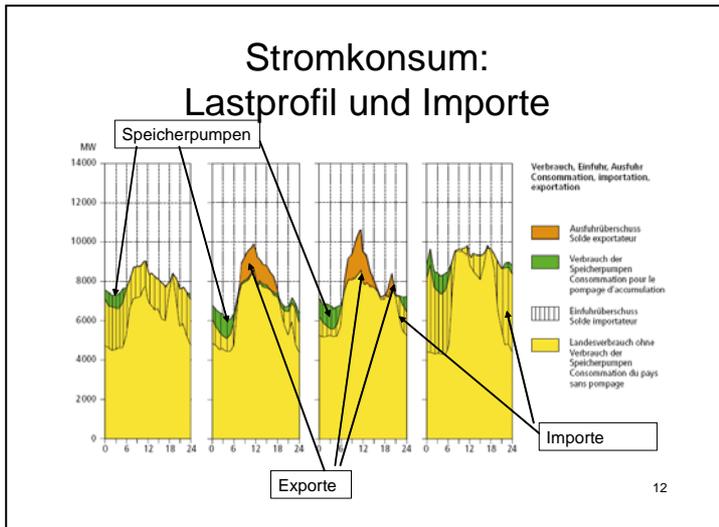
indem sie die fluktuierende Windenergie in Zeiten hohen Verbrauch disponibel halten. Sie dienen dann nicht mehr der saisonalen Verlagerung von Stromreserven für den Binnenmarkt Schweiz, sondern dem Management des Back-up-Bedarfs an Energie und Leistung im europäischen Verbund. Windkraft aus Nord-, West- und Osteuropa zählen in Zukunft zu den billigsten Quellen des Elektrizitätsbedarfs im Winter, so dass es sich lohnt, statt der saisonalen Bewirtschaftung der Speicherseen neu ein Tages- und Wochenmanagement einzurichten.



**Abbildung 38 Stromerzeugung: Produktion am 3. Mittwoch März/Juni/Sept./Dez. (2005)**

Quelle: Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2005 <sup>72</sup>

Schon heute wird die Stromerzeugung in der Schweiz zunehmend auf den ausländischen Bedarf ausgerichtet. Mit einer wachsenden Menge von Windkraft und Solarenergie in den europäischen Netzen wird der Bedarf nach Strommanagement im Tages- und Wochenverlauf zunehmen.



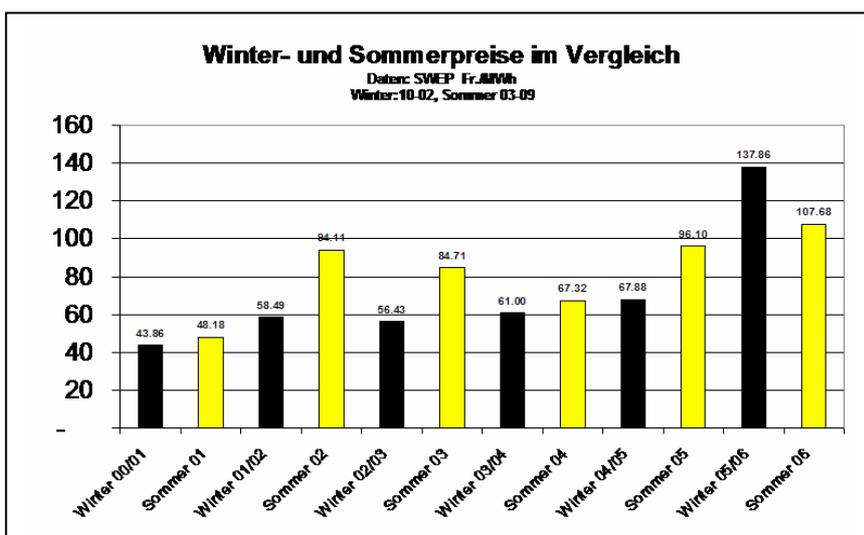
**Abbildung 39 Stromkonsum: Lastprofil und Importe am 3. Mittwoch im März, Juni, September, Dezember (2005)**

Quelle: Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2005<sup>73</sup>

Aus der Statistik lässt sich erkennen, dass heute während des Tages im Sommer bis zu 2,5 GW der einheimischen Stromerzeugung ins Ausland geliefert werden. Die Schweiz orientiert sich bereits an den Preisen in den Nachbarländern Deutschland, Italien oder Frankreich; und man sieht ebenfalls, dass in der Nacht (und an den Wochenenden) sowie im Winter auch untertags erhebliche Strommengen importiert werden – zu günstigeren Konditionen.

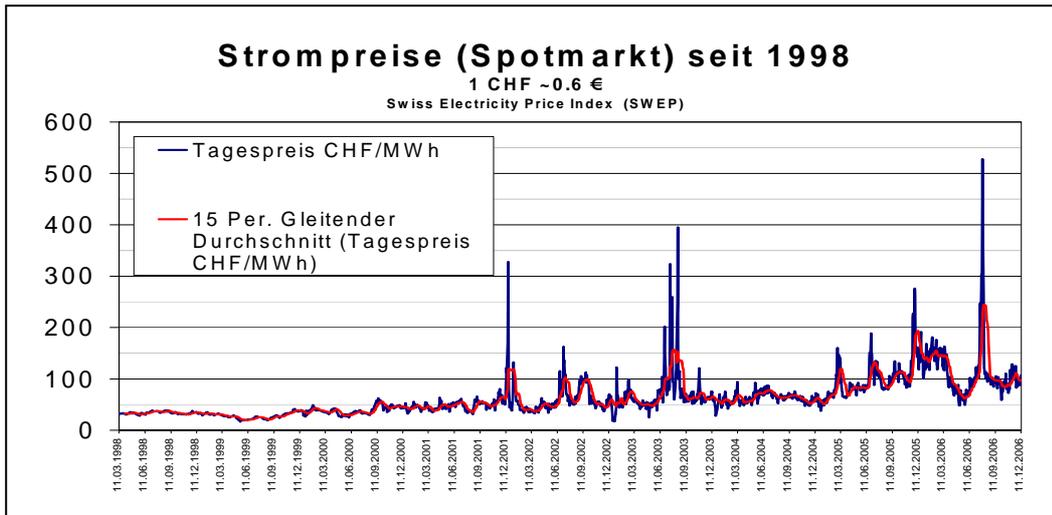
Die Tages-Bewirtschaftung der Speicher ist für die Wasserkraft dann attraktiv, wenn die Stromlieferungen konzentrierter, während wenigen Stunden pro Tag, geliefert werden können, wenn die Preise am höchsten sind. Unter Einsatz von Pumpen können die Wassermengen zudem mehrmals pro Woche (statt nur einmal jährlich) genutzt werden.

#### 4.2. Veränderte Preisverhältnisse



**Abbildung 40 Verschiebung der Höchstpreise vom Winter in den Sommer** (Quelle: SWEP)<sup>74</sup>

Die Preisstatistik zeigt, dass die höchsten Preise neuerdings während den Tagesspitzen im Sommer verzeichnet werden und nicht mehr im Winter. Dies wirkt sich auf die Exporte aus.



**Abbildung 41 Strompreise Schweiz (Spotpreise) 1998-2006**

Quelle: Swiss Electricity Price Index (SWEPI) <sup>75</sup>

Wir haben es im Stromhandel generell mit volatileren und höheren Strompreisen zu tun als in den 90-Jahren. Und wir haben eine Verschiebung der hohen Volatilitäten vom Winter in den Sommer. Diese Trends sind massgeblich für den Einsatz und die Dimensionierung der Speicherkapazitäten und für die Kalibrierung der Turbinen.

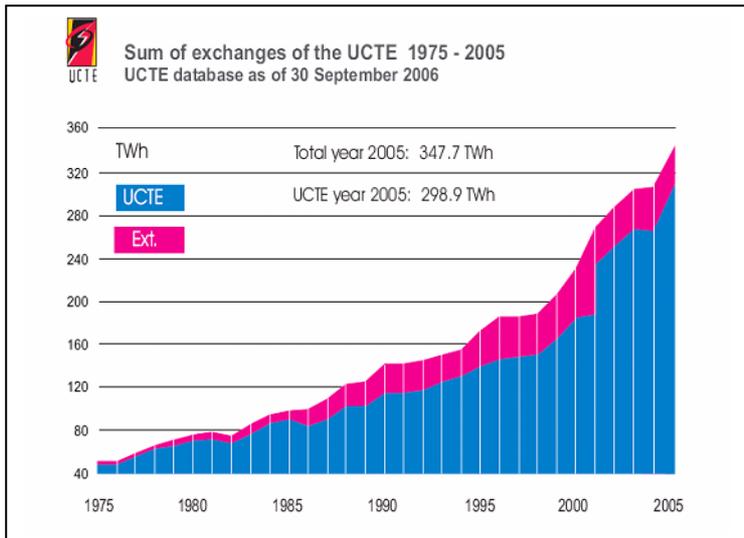
Es ist nun aus einer ökonomischen Perspektive rentabler, das Sommerschmelzwasser nicht mehr für den Winter zu sparen, sondern die Schneeschmelze direkt dann zu verkaufen, wenn sie die besten Erträge bringt – im Sommer – dies verursacht durchsteigenden Bedarf im Sommer (Klimaanlagen!), durch zusätzliche Windkraftkapazitäten und durch Wärmekraftkopplungs-Stromangebote im Winter

Die Kraftwerksmanager, die im Sommer verkaufen, müssen aber Gegengeschäfte tätigen: wollen sie das Sommerwasser für einen höheren Preis verkaufen, müssen sie im Winter zukaufen und sich preisliche absichern, oder sie setzen sich dem Risiko hoher Preise aus.

Wozu dienen dann die grossen Speicherseen noch? Auch dafür könnte sich eine neue Nachfrage einstellen: Die Schweiz könnte die grossen Wasserreserven Speicherbecken für den Eigenverbrauch speisen – immer dann, wenn im umliegenden Ausland zu viel billiger Windstrom im Netz ist! Dieser Strom könnte dem günstigen Eigenverbrauch dienen, oder er kann später zu besseren Preisen im Ausland vermarktet werden.

Im Jahre 2005 konnten die schweizerischen Stromlieferanten an manchen Tagen mehr als 50 Rappen pro kWh Marge erwirtschaften, wenn sie ihre Turbinen mit Speicherwasser in Gang setzten. Auf diese Weise wurde zu bestimmten Zeiten kurzfristig eine Gewinnmarge von mehr als 1000 % realisiert. Im Vergleich dazu lag der mittlere Einkaufspreis (zumeist Grundlast) auf den europäischen Strommärkten bei 0,047 Franken pro kWh (2005).<sup>76</sup>

Ein Teil des von den Speicherpumpen verwendeten Stroms wird sogar gratis geliefert. Für manche europäische Kraftwerke ist es billiger, den Strom in die Schweiz zu senden als die Kapazitätsauslastung dem Verbrauch anzupassen. Im mehrjährigen Mittel konnte die Schweiz so einen publizierten Nettogewinn aus dem Stromhandel von über einer Mia. Franken erzielen, und die nicht publizierten Gewinne könnten noch höher liegen.



**Abbildung 42 Internationaler Stromhandel: Explosives Wachstum** (Quelle UCTE)<sup>77</sup>

Die Öffnung der europäischen Strommärkte und die rasche Expansion der erneuerbaren Energien bringen weitere Veränderungen. Die Zeiten, als sich regionale und nationale Monopole faktisch zu über 90 Prozent von jeglicher Konkurrenz abschotten konnten, gehen zu Ende.

Viele Netzkapazitäten sind angesichts des expandierenden Stromhandels zu klein geworden. Temporäre Überlastungen führen zu Strom-Zusammenbrüchen. Doch die EU hat die Notwendigkeit der Interkonnektion für Wettbewerb und Handel erkannt, und die Verbesserung der transnationalen Netze ist ihr Ziel.

Noch immer verfolgen viele regionale Stromverteiler zur Weiterführung ihrer Monopole im offenen Markt eine Politik der Abschottung. Zu diesem Zweck wurde der Bau von neuen Übertragungsnetzen von den Überlandwerken zum Teil bewusst erschwert, zum Beispiel indem man sie in landschaftlich sensible Gebiete legte<sup>78</sup>, oder der Bau von Erdkabeln wurde auch dann verweigert, als Gemeinden bereit wären, die Kosten zu tragen.<sup>79</sup>

Die Auktionserlöse im transnationalen Stromgeschäft dienen der Finanzierung von bestehenden und neuen Kapazitäten. So schrieb die Etrans – „unabhängige Koordinationsstelle für das Schweizer Stromübertragungsnetz“ am 5. September 2006 in einer Medienmitteilung:

„Seit Anfang 2006 hat ETRANS – als Koordinationsstelle des Schweizer Übertragungsnetzes - Auktionen an der österreichischen und deutschen Grenze eingeführt. Die daraus entstehenden Erlöse werden von ETRANS an die Aktionärsunternehmen ATEL, BKW, CKW, EGL, EOS, EWZ und NOK ausgeschüttet. Die jeweiligen Unternehmungen reinvestieren diese Erlöse in das Übertragungsnetz um Engpässe zu beseitigen. Es sind etliche Ausbauprojekte in der gesamten Schweiz in Planung und werden, sobald die seit längerem ausstehenden Bewilligungen erteilt worden sind, umgesetzt. Der Preisüberwacher hat die Verbundunternehmen bis Ende der Woche um eine Stellungnahme gebeten. Daraus dürfte ersichtlich sein, dass die Verbundunternehmen viel mehr Geld in den Netzausbau investieren um Engpässe zu beseitigen, als aus den Auktionserlösen hervorgehen.“<sup>80</sup>

Es ist zu erwarten, dass dank steigenden Auktionserlösen und dank der Neuregelung der Kompetenzen in Hand einer nationalen Netzgesellschaft der Ausbau der Netze beschleunigt wird.<sup>81</sup>

## 5. Vom Umgang mit variabler Leistung

Um die Perspektiven der Schweizer Elektrizitätswirtschaft bei expandierenden europäischen Wind- und Solarmärkten abzuschätzen, ist es nötig, dass wir die Dimensionen von Nachfrage und Angebot an zu bewirtschaftender Elektrizität (Handel, Transport und Speicherung) abschätzen. Die Bandbreite der Stromerzeugung an Windenergie und Photovoltaik wurde bereits in Kapitel 3.7 geschildert.

Es gibt eine Reihe verschiedener Methoden, um die variable Stromerzeugung mit dem variablen Profil des Stromverbrauchs in Übereinstimmung zu bringen. Die Speicherung von Strom via Pumpspeicher oder das Zurückhalten von Niederschlägen in natürlichen saisonalen Speicherkraftwerken sind nur zwei Möglichkeiten unter vielen.

### 5.1. Intermittenz von erneuerbaren und nichterneuerbaren Energien

Intermittenz verstanden als *Wahrscheinlichkeit von Leistungsausfall* (Loss of Load Probability LOLP) ist kein Privileg der erneuerbaren Energien. Erdgas, Öl, Atomenergie, ja sogar Kohle gehen alle mit spezifischen Ausfallrisiken oder Friktionen im Verhältnis zum Verbrauchsprofil einher.

Kohle-Kraftwerke und Atomenergie arbeiten optimal besten bei konstanter Leistung. Sie folgen dem variablen Verbrauch (Tagesspitze und Tagesminima) nicht. Gaskraftwerke lassen sich zwar sehr gut ausregeln, die Gasspeicherung ist aber technisch anspruchsvoll.

Bei der Windkraft zählt nicht die einzelne Anlage, sondern das Gesamtsystem, also eine grosse Zahl vernetzter Windfarmen. Der Wind bläst zwar nicht kontinuierlich, aber die Auswirkung ist relativ klein, wenn der Wind an einem bestimmten Ort aufhört zu wehen – wenn es vielleicht anderswo weht, oder wenn eine gewisse Speicherung an Windenergie erfolgt ist.

Windenergie und Sonnenenergie lassen sich deshalb faktisch sehr wohl nutzbar machen, auch wenn sie nicht zu 100 % der Zeit an einem bestimmten Standort vorhanden sind. Allerdings ergeben sich aus dem Last- und Leistungsmanagement neue Systemerfordernisse, die das herkömmliche System nicht im gleichen Mass kannte.

Mit neuen Herausforderungen ist auch die konventionelle Stromerzeugung konfrontiert. Ihre Risiken liegen nicht in der Leistungs- und Reservebewirtschaftung, sondern in der immer komplexeren Brennstoffbeschaffung sowie bei den problematischen Emissionen und Abfällen.

Diese Beschaffungsrisiken sind in jüngster Zeit virulent geworden. Man kann den russischen Gasboykott gegen die Ukraine am Jahreswechsel 2005/2006 als „Gasintermittenz“ verstehen. Und der Unfall in Tschernobyl war so etwas wie „Atom-Intermittenz“, denn seit diesem Unfall ist die Existenz der Atomenergie grundlegend in Frage gestellt. Exzessive Kostenüberschreitungen, Volatilität und Unsicherheiten bei der Brennstoffbeschaffung und bei den Brennstoffkosten, Abfallprobleme und die Gefahr von neuen Unfällen haben bei der Atomenergie zu stetig sinkenden Marktanteilen geführt. Ein *Domino-Effekt* stellte sich in Japan im Jahre 2003 ein, als gefälschte Sicherheitszertifikate die Tokioter Stromgesellschaft Tepco zwang, 17 Atomkraftwerke gleichzeitig auszuschalten – und dies innert weniger Tage.

Solche Ausfallrisiken sind zu berücksichtigen, wenn die Intermittenz von erneuerbaren Energien debattiert und kritisiert wird.

*“When a fossil or nuclear power plant trips off the system unexpectedly, it happens instantly and with capacities of up to a thousand MW –that is true intermittency. Variations in wind energy are smoother, because there are hundreds or thousands of units rather than a few large power stations, making it easier for the system operator to predict and manage changes in supply as they appear within the over-all system”, erklärt EWEA-Präsident Arthouros Zervos.<sup>82</sup>*

## **5.2. Weitgehender Konsens bezüglich der Integration von fluktuierenden erneuerbaren Energien**

Die Reduktion von Betriebsrisiken, Versorgungsrisiken, Kostenrisiken und Umweltverschmutzung ist als politisches Ziel akzeptiert. Es kann nicht mit einem einzigen Instrument oder einer einzigen Technologie erreicht werden. Wir brauchen einen breiten Ansatz, wobei technische, politische und regulative Instrumente Teil der Lösung sind.

Eine Reihe von neuen Studien hat gezeigt, dass die Integration von variablen Stromerzeugungstechnologien grundsätzlich machbar ist, und zwar auch mit hohen Anteilen an intermittierenden Energien:

- The Costs and Impacts of Intermittency: An assessment of the evidence on the costs and impacts of intermittent generation on the British electricity network <sup>83</sup>
- Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, (dena-Netzstudie 2005)<sup>84</sup>
- The Utility Wind Integration Group (UWIG) report: "Utility Wind Integration State of the Art" <sup>85</sup>
- EWEA Report: Large Scale Integration Of Wind Energy In The European Power Supply: analysis, issues and recommendations (2006)<sup>86</sup>
- The IEA report Variability Of Wind Power And Other Renewables, Management options and strategies (2005)<sup>87</sup>
- Gregor Czisch: Szenarien zur zukünftigen Stromversorgung – Kostenoptimierte Variationen zur Versorgung Europas und seiner Nachbarn mit Strom aus erneuerbaren Energien (Diss.2005)

*"The consensus view is that wind power impacts can be managed with proper design and operation of the system",* schreibt die Utility Wind Integration Group, ein Zusammenschluss von nahezu allen Elektrizitätsversorgungsunternehmen in den USA.

„Integrating wind energy into Europe's electricity supply mix [...] should not be regarded as more problematic than getting any other power source to the market. What it requires is the appropriate approach. 'Look at the 1600 MW nuclear plant with a single generator being built in Finland. For this we had to increase generating reserves, reinforce the grid, build a connector from Finland to Sweden and reinforce the grid in Sweden. But with all these costs, we don't talk about integration costs – all this is done because we want to get nuclear power to the market.'"

Hannele Holtinnen, VTT technical research centre, Finland <sup>88</sup>

Einige der Lösungen, mit denen sich erneuerbare Energien ins Netz integrieren lassen, sind die gleichen Methoden, mit denen man die Atomenergie und die Kohlekraftwerke mit ihren typischen Grundlastcharakteristiken in den Markt integriert hat. Dabei gibt es zwei Wege:

- Man führt die variable Stromerzeugung näher an das Verbrauchsprofil heran, zB. indem man Standorte und Techniken erschliesst, die dem Verbrauch Rechnung tragen.
- Man reguliert den Verbrauch durch demand side management und Speicher.

## **5.3. Neuordnung der Netz-Kostenträger zur Diversifizierung der Standorte**

Die deutsche, die britische und die texanische Regierung haben kürzlich angekündigt, dass die Übertragungsleitungen zum Anschluss von neuen Windfarmen aus den regulären Netz-Gebühren finanziert werden und nicht von den Investoren der Windfarmen selber. Dank dieser Änderung können Windfarmen weit entfernt von dicht besiedelten Gebieten erstellt werden, wo die Windhäufigkeit grösser und die Variabilität geringer ist, z.B. in der Nordsee oder in West Texas. Neue Potentiale zu tieferen Kosten können so auf den Markt gebracht werden. Diese kleine regulative Neugestaltung, von der Öffentlichkeit weitgehend unbemerkt eingeführt, ist ein wichtiges Indiz der dynamischen Neugestaltung der Stromversorgung.

## **5.4. Nicht erneuerbare Energien als Backup**

Die nichterneuerbaren Energieträger (Öl, Kohle, Gas, Uran) sind bereits natürliche Speicher. Erneuerbare Energien werden hingegen in natürlichen Zyklen „geerntet“ und in Form von Elektrizität „just in time“ konsumiert oder zwischengelagert.

Von den alten Strom-Monopolisten werden die erneuerbaren Energien deshalb despektierlich „additive Energien“ genannt.<sup>89</sup> Man sollte die Bedeutung dieses Wortes umkehren und auf die nicht erneuerbaren Energien anwenden: Nennen wir doch Öl oder Kohle „additiv“, und brauchen wir diese Technologien in jenen Zeiten, wenn erneuerbare Energien als Versorgungsbasis mit den tiefsten variablen Kosten den Bedarf nicht ausreichend decken.

Kohle kann für lange Zeit als Backup-Lösung dienen, so etwas wie der „lender of the last resort“ in der Geldpolitik, als Notvorrat für seltene Einsätze. Kohle-Kraftwerke sind dann klimapolitisch unproblematisch, wenn sie nur 1-2 mal pro Jahr zugeschaltet werden müssen – dann wenn die Reserven aus erneuerbaren Energien – zum Beispiel die saison- und Pumpspeicher – erschöpft sind.

### 5.5. Kombination und Diversifikation

Ein Ansatz zur Integration von intermittierenden Energien besteht in der Kombination von unterschiedlichen erneuerbaren Energien: Biomasse, Geothermie, Windenergie, Solarenergie und Wasserkraft haben jeweils ein spezifisches Leistungsprofil. Der Systemwert von gemeinsam genutzten Ressourcen ist grösser als der individuelle Beitrag jeder einzelnen Technologie.

Bei Biomasse und Wasserkraft besteht zudem die Möglichkeit einer verlustfreien Speicherung (Holz oder natürliche Speicherseen). Solche kostengünstigen Lösungen stehen auf der „Merit order“ des Netzmanagements natürlich zuoberst, vorausgesetzt die Bereithaltung von Spitzenleistung wird auch ökonomisch honoriert.

Ressource	Lastprofil	Speicher	Speicher- verlust	Verfügbarkeit auf Bestellung
Lauf- Wasserkraftwerke	Stetig, mit saison- alen Variationen	--	--	--
Speicher- Wasserkraftwerke	Nach Bedarf, ab- hängig von natürli- chen Zuflüssen	Strom	--	X
Pumpspeicher- Wasserkraftwerke	On demand, de- pendence of regu- lar load inflow	Strom	X	X
Geothermie	Grundlast	Wärme		
Biomasse und Bio- gas, biogene Abfälle	Spitzenleistung oder Grundlast, abhängig von na- türlichen Zyklen	Strom oder Wärme, täglich oder saisonal	--	X
Windkraft	Variabel, niedrige- re Varianz als Wasserkraft	--	--	--
Solarenergie	Variabel, niedrige- re Varianz als Wasserkraft	Wärme (täglich/saisonal )	X	--

**Abbildung 43 Leistungsprofil von verschiedenen erneuerbaren Energien**

### 5.6. Alternative Speichertechniken

Wenn wir einzelne Speichertechnologien betrachten, erweist sich die Pumpspeicherung mit Wasserkraft als eine der besten Lösungen, denn es werden Gesamtwirkungsgrade von 70-80 % erreicht.

Pumpspeicherwerke können in vielen Regionen der Welt erstellt werden. Sie sind nicht zwingend auf grosse Höhendifferenzen angewiesen. Auch in Küstennähe können Speicherseen mit grösseren Volumina bei kleinem Gefälle betrieben werden. Die Nutzung von Meerwasser ist nicht ausgeschlossen.

Effiziente Stromspeicher tragen dazu bei, dass die Spotpreise sich weniger volatil bewegen. In Zeiten knapper Stromerzeugung bringen sie zusätzliches Angebot auf den Markt; in Zeiten mit Überschüssen mindern sie den Preisdruck. Speicheranlagen haben vielfältige positive Auswirkungen: sie stabilisieren das Stromversorgungssystem, erhöhen die Versorgungssicherheit, mindern die Risiken eines Stromausfalls und die Nachfrage und Kosten von dezentralen Backup-Systemen (Notstromaggregate usw.). Neben der Pumpspeicherung gibt es eine Reihe von weiteren Systemen zur Einlagerung von Strom oder Wärme:

- Luftspeicherung,
- Schwungräder
- Wärmespeicher in Verbindung mit Demand side Management (mit elektrischen Boilern, Wärmepumpen usw.),
- Batterien
- Wasserstoffsysteme.

Auch organisatorische Massnahmen und tarifliche Anreize können die Integration variabler Stromerzeugung und variabler Konsumprofile erleichtern:

- Verteilung der wetterabhängigen Stromerzeugung über grosse (am besten anti-korrelierende) Gebiete
- Kreuzbeteiligungen über mehrere Produktionstechniken
- Real time-Tarife, Rundsteuerungen, Lenkungsabgaben, demand side management

**Table 3: Various storage technologies and typical technical performance**

Storage technology	Typical round-trip efficiency (in %)	Typical capacity
Pumped-hydro station	~80	>100 MW - >1000 MW
Compressed air storage	~75	>50 MW - >100 MW
Flywheel	~90	>1 kW - >50 kW
Conventional batteries	~50 - ~90	>1kW - >10 MW
Flow battery	~70	~15MW
Hydrogen fuel cell	~40	>50 kW - >1 MW

**Abbildung 44 Effizienz verschiedener Stromspeicher**

Quelle: IEA: Variability of Wind Power and other Renewables, Paris 2005 S. 27

## 6. Interkonnektion – Eckpfeiler für Netzmanagement, Wettbewerb und Versorgungssicherheit

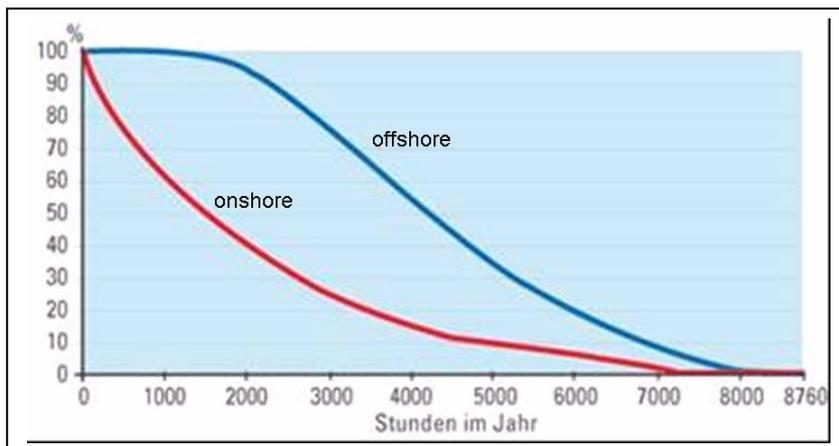
### 6.1. Zu den Systemeigenschaften von Wind- und Solarenergie

„Intermittenz“ ist eigentlich das falsche Wort, um die Variabilität der Leistung von erneuerbaren Energien zu beschreiben. Der Begriff suggeriert, es gehe um ein unkontrollierbares, stochastisches Auftreten von Energie, vergleichbar mit einer Glühbirne, die bei Wackelkontakt an- und ausgeht.

Häufig wird die schlechte Verfügbarkeit von Wind und Sonne auch kritisiert, indem auf den tiefen Kapazitätsfaktor, gemessen in Voll-Laststunden, verwiesen wird.

Der Kapazitätsfaktor beschreibt die Stromproduktion im Verhältnis zur Nennleistung eines Kraftwerks. In Deutschland z.B. bestand im Jahre 2006 eine Windleistung von total 19'300 MW, die eine erwartete Produktion von 35,4 TWh Strom liefern; gemessen an den 8640 Stunden eines Jahres bemisst sich der Kapazitätsfaktor auf 0,21 (1'834 Voll-Laststunden von 8760).<sup>90</sup>

Die reale Verfügbarkeit der Windenergie in Deutschland sieht anders aus und beschränkt sich nicht auf „1834 Voll-Laststunden“.



**Abbildung 45 Dauerlinien (Leistungsprofil) von Windkraftanlagen (Dänemark)**

Quelle: Kent Söbrink/ Eltra<sup>91</sup>

Windturbinen (und Solaranlagen) laufen während der allermeisten Zeit ihres Betriebs im Teillastbereich. Windkraft funktioniert wie ein Automobil, das die meiste Zeit im ersten, zweiten oder dritten Gang unterwegs ist, und je nach Standort einige Stunden pro Woche im vierten Gang oder im Stillstand. Das wichtige Charakteristikum dieser „Maschine“ ist weder seine Geschwindigkeit noch seine permanente Verfügbarkeit, sondern seine Produktivität bei tiefen Investitions-, Unterhalts- und Betriebskosten sowie Treibstoffkosten von null!

Wind und Sonne sind zudem fast überall auf der Erde verfügbar und richten wenig ökologischen Schaden an, im Vergleich zur erheblichen Emissions-Problematik der nichterneuerbaren Energien.

Die vergleichsweise tiefen Betriebs- und Kapitalkosten der Windkraft ermöglichen es, pro eingesetzte Geldeinheit eine höhere Stromproduktion und eine akzeptable Redundanz der Leistung zu erreichen, indem eine Vielzahl von Anlagen über grössere Gebiete verteilt und die nötigen Back-up-Systeme finanziert und gespiesen werden.

Hält man dabei gewisse Spielregeln ein wie ausreichende Interkonnektion, gute Windprognosen, Back-up-Reserven und -Management, dann resultiert insgesamt eine sichere Stromerzeugung zu tiefen Kosten auf Basis unerschöpflicher Ressourcen und mit einer emissionsfreien Technologie.

Oder praktisch ausgedrückt: Wenn man vier Windturbinen an vier verschiedenen Standorten in Europa kombiniert betreibt, dann ist die Zuverlässigkeit, die Versorgungssicherheit und die Umweltfreundlichkeit eines solchen Systems höher und es entstehen die geringeren Kosten als bei 1 MW Bandenergie aus einem neuen Atom- oder Kohlekraftwerk.

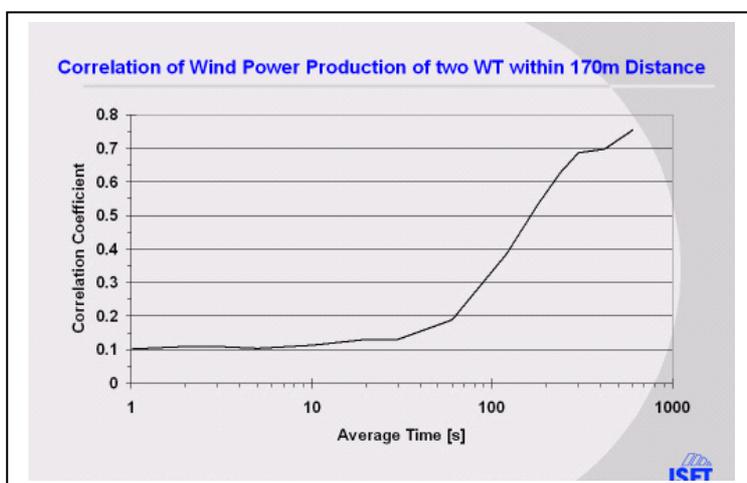
## 6.2. Die Bedeutung ausreichender Netze

Welche Anforderungen müssen an die Interkonnektion gestellt werden, damit wir mit der Variabilität der neuen erneuerbaren Energien umgehen können? Und wie gross müssen die Backup-Kapazitäten sein, um ein solches System zu betreiben?

Der deutsche Physiker Gregor Czisch hat dazu Studien publiziert, die sich mit den Rahmenbedingungen eines kostenminimalen, 100 % auf erneuerbaren Energien beruhenden Stromversorgung befassen. Betreffend die Vernetzung von Windfarmen kommt Czisch zu folgenden Ergebnissen:<sup>92</sup>

- Interkonnektion mittels Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen über grössere Distanzen führt nicht zu prohibitiven Kosten (Kapitalkosten, Energieverluste).
- Eine gute inner-europäische Interkonnektion macht es möglich, den grössten Teil der Stromerzeugung aus Wind- oder Sonnenenergie „just in time“ zu verbrauchen. Unterschiedliche Wetterzonen spielen dabei eine ausgleichende Rolle.
- Gute Interkonnektion vermindert den Bedarf an Speichern und das Auftreten von Speicherverlusten; sie erschliesst gleichzeitig natürliche Stromspeicher ohne oder mit nur geringen Speicherverlusten (Saison- und Pumpspeicherwerke) und trägt dadurch erheblich zur Wettbewerbsfähigkeit der neuen erneuerbaren Energien bei.
- Mit einer guten Interkonnektion können zusätzliche Wind- und Solar-Ressourcen in Gebieten mit höherer Ressourcen-Produktivität und geringerer Variabilität der Leistung erschlossen werden.

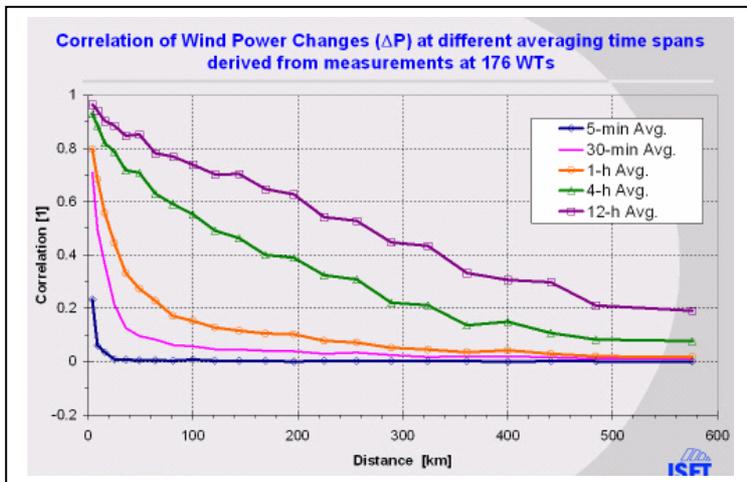
Um die Zuverlässigkeit der Windenergie zu erhöhen, bedarf es einer optimierten örtlichen Verteilung von Windparks. Um den Wert von Wind- und Solarkraft zu beurteilen, sollte man deshalb nicht auf eine einzige Turbine oder auf eine einzige Windfarm blicken, sondern auf eine grosse Zahl von vernetzt betriebenen Windfarmen, die geographisch über grosse Gebiete verteilt sind.



**Abbildung 46 kurzfristiger Ausgleich von Variabilität innerhalb einer Windfarm**

Quelle: Gregor Czisch (2001)<sup>93</sup>

In dieser Abbildung ist die Korrelation der Leistungsveränderung von zwei verschiedenen Windturbinen zu sehen, die 170 m voneinander entfernt stehen. Fluktuationen der Leistung innerhalb kurzer Zeitperioden (einige Minuten) werden bereits durch die Distanz innerhalb eines grossen Windparks ausgeglichen.



### **Abbildung 47 steigende Distanz zwischen Windfarmen reduziert die Varianz der Leistung!**

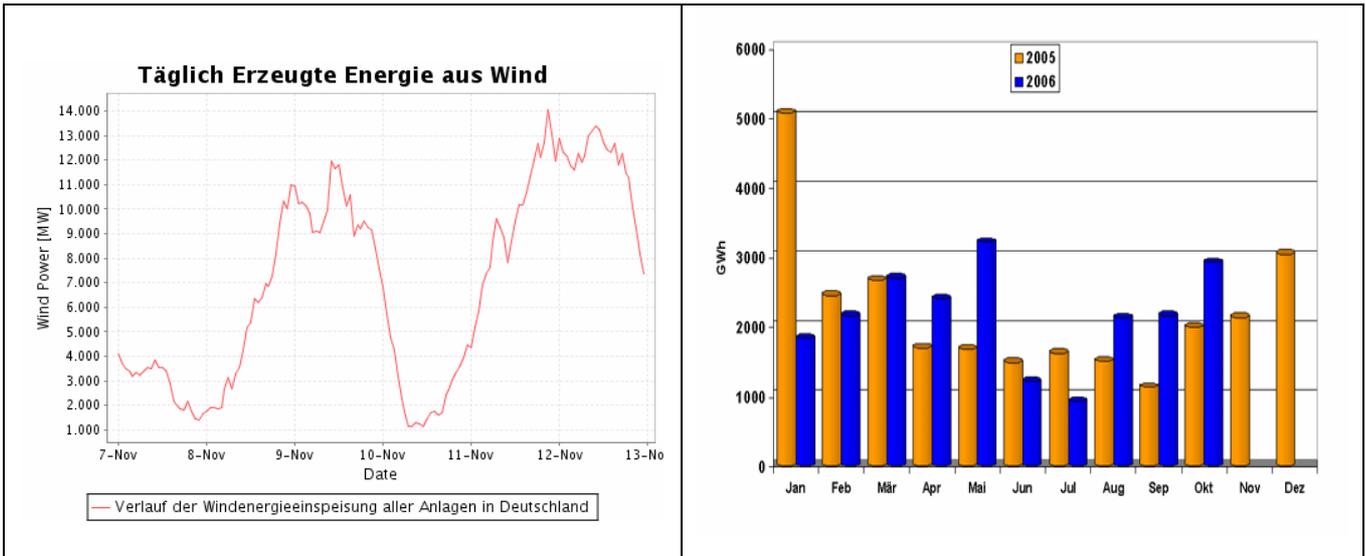
Quelle Czisch 2001<sup>94</sup>

Diese Abbildung zeigt, wie zunehmende Distanz zwischen Windfarmen die Intermittenz reduziert. ZB. fällt die 5-Minuten-Korrelation beinahe auf Null, bei einer Distanz von 20 km zwischen zwei Windfarmen. Die 12-Stundenwerte erreichen eine Korrelation von 0,2, wenn sich die Distanz zwischen Windfarmen auf 500 km erhöht.

Was bedeutet Null-Korrelation in diesem Kontext? Es bedeutet, dass die beiden intermittierend produzierenden Windfarmen von einander vollkommen unabhängig funktionieren, dass also eine perfekte „Nichtparallelität“ der Erzeugung gewährleistet ist.

Aus der Wahrscheinlichkeitstheorie wissen wir, dass das arithmetische Mittel einer grossen Zahl von stochastischen Ereignissen stabil und vorhersehbar wird. Wenn wir zB. 1000 GW Windenergie verstreut aufstellen, und diese werden mit einem Kapazitätsfaktor von 0,25 betrieben, dann erzeugen diese Anlagen im Mittel 250 GW Leistung.

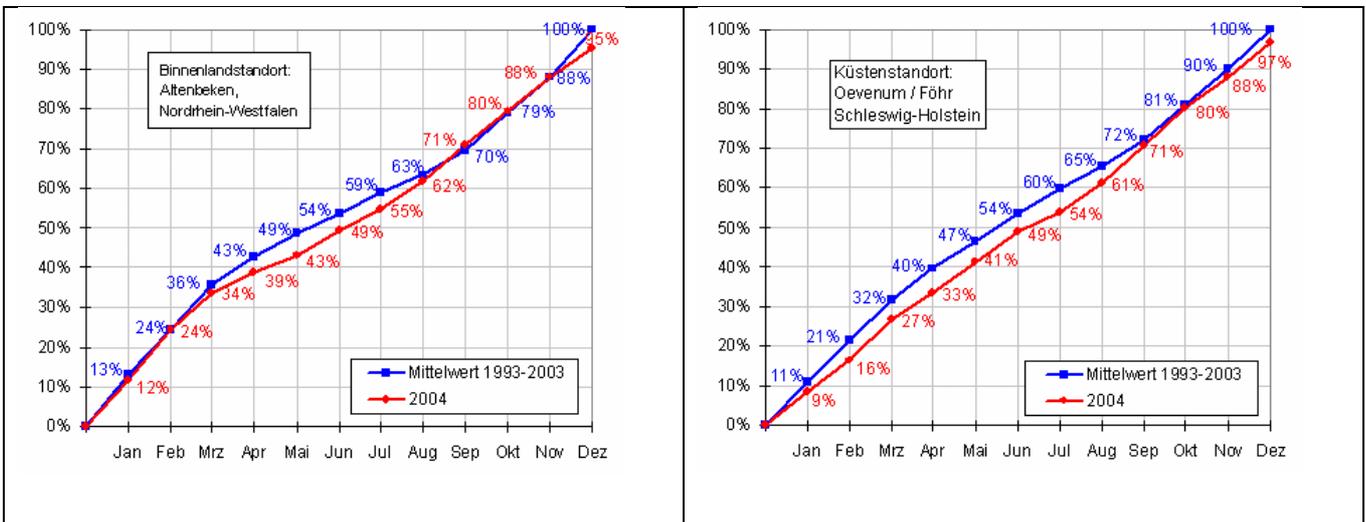
Dabei treten regionale und saisonale Variationen auf: An manchen Tagen wird es mehr Windkraft [oder Sonnenenergie] im System geben als an anderen. Der Kapazitätsfaktor sagt uns nicht genau, wie viel Leistung sich zu einer bestimmten Stunde im System befindet. Es wird Tage geben, an denen wir es mit weniger oder mit mehr Leistung zu tun haben als der Kapazitätsfaktor ausweist.



**Abbildung 43 Tägliche und monatliche Variabilität der Windkraft in Deutschland**

Quelle ISET <sup>95</sup>

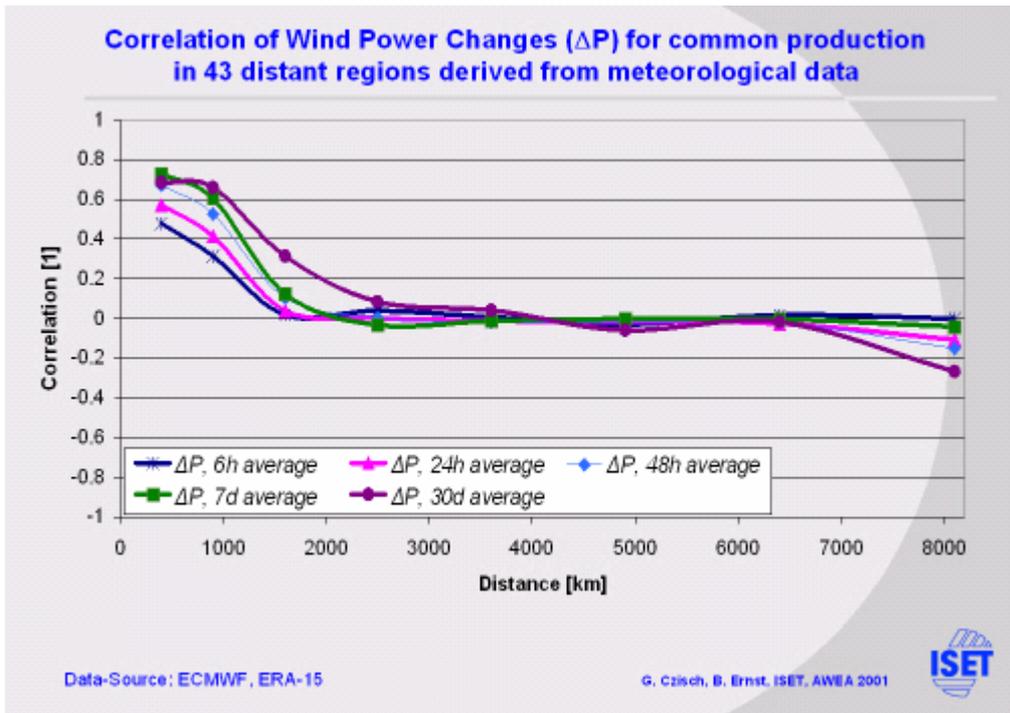
Diese Variationen von Tag zu Tag können höchst beträchtlich sein, wenn man sich die Windstromerzeugung in Deutschland vor Augen führt (Bild links). Rechts ist die Monatsproduktion abgebildet, welche eine geringere Varianz aufweist als die Tagesproduktion.



**Abbildung 44 Ertrag an zwei Standorten (Altenbenken und Oevenum / Deutschland) <sup>96</sup>**

Übers ganze Jahr gesehen gleichen sich die mittleren Erträge an einem Windstandort aus, auch ohne Interkonnektion; dies gilt noch stärker an verschiedenen Standorten mit Interkonnektion. Es lässt sich ersehen, dass die Zuverlässigkeit der Windenergie durchaus vergleichbar ist mit jener von Wasserkraft, aber das Netzmanagement ist beim Windstrom wichtiger als bei der mit Speicherbecken regulierbaren Wasserkraft.

Die erforderlichen Backup-Kapazitäten müssen tägliche, monatliche und saisonale Bedürfnisse abdecken. Diese Aufgabe ist um so einfacher zu lösen, je grösser das vernetzte Gebiet ist.



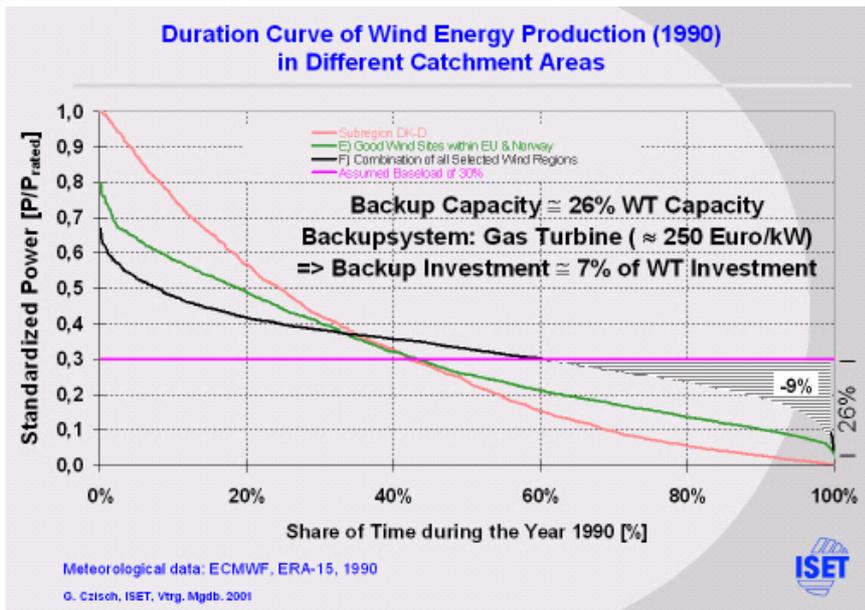
**Abbildung 45 Gregor Czisch: 2000 km Distanz reduziert die Intermittenz auf null!**

Quelle: Czisch 2001<sup>97</sup>

Gregor Czisch hat das Aufkommen von Windkraft über grosse Gebiete in Europa hinweg analysiert und errechnete verschiedene Standortkombinationen innerhalb von Europa und über Europa hinaus – von Marokko bis Russland.

Wie man aus der vorstehenden Abbildung erkennen kann, sinkt die mittlere monatliche Korrelation (dunkle, violette Linie) beinahe auf Null, wenn eine Distanz von 2'000 km zwischen vernetzten Windfarmen erreicht ist. Mit diesen Standortqualitäten erreicht die Windenergie Grundlastcharakter – eine sichere Bandbreite an Leistung mit absehbaren Energieerträgen, geliefert aus einer unerschöpflichen Ressource.

**Es gibt immer irgendwo Wind, aber die Standorte müssen in einem grossen Netzwerk verknüpft werden!**

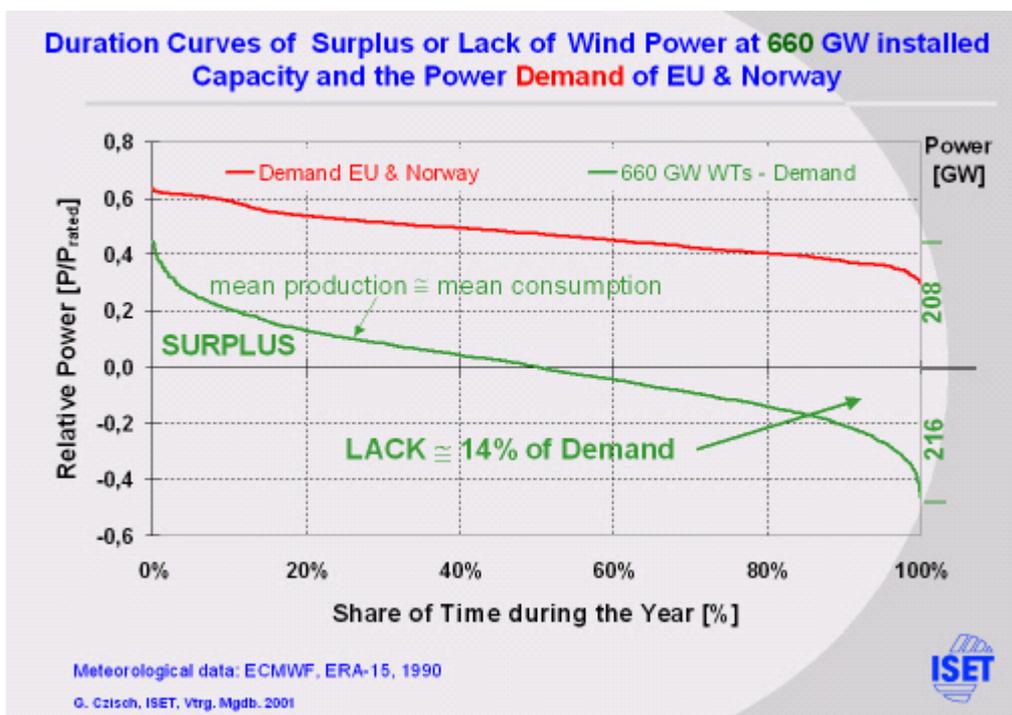


**Abbildung 48 Der Backup-Bedarf sinkt mit wachsender Grösse des Erzeugungsgebiets**

Quelle: Czisch 2001<sup>98</sup>

Ein Voll-Versorgungs-Mix auf Basis von Wind und Wasserkraft braucht nach Czisch bloss 9% an verfügbaren Energiereserven, gemessen am Jahresverbrauch, und 26% Leistungsreserven in Prozent der installierten Leistung, vorausgesetzt die Interkonnektion ist so ausgebaut, dass keine Engpässe im Netz bestehen.

Die Vernetzung und die Back-up-Kapazitäten werden aber nicht vom ersten Tag an benötigt. Solange sich der Marktanteil der Windenergie [oder der Sonnenenergie] auf einem tiefen Niveau bewegt, können die back-up-Funktionen auch von den ergänzenden fossilen Kraftwerke ganz oder teilweise gedeckt werden.

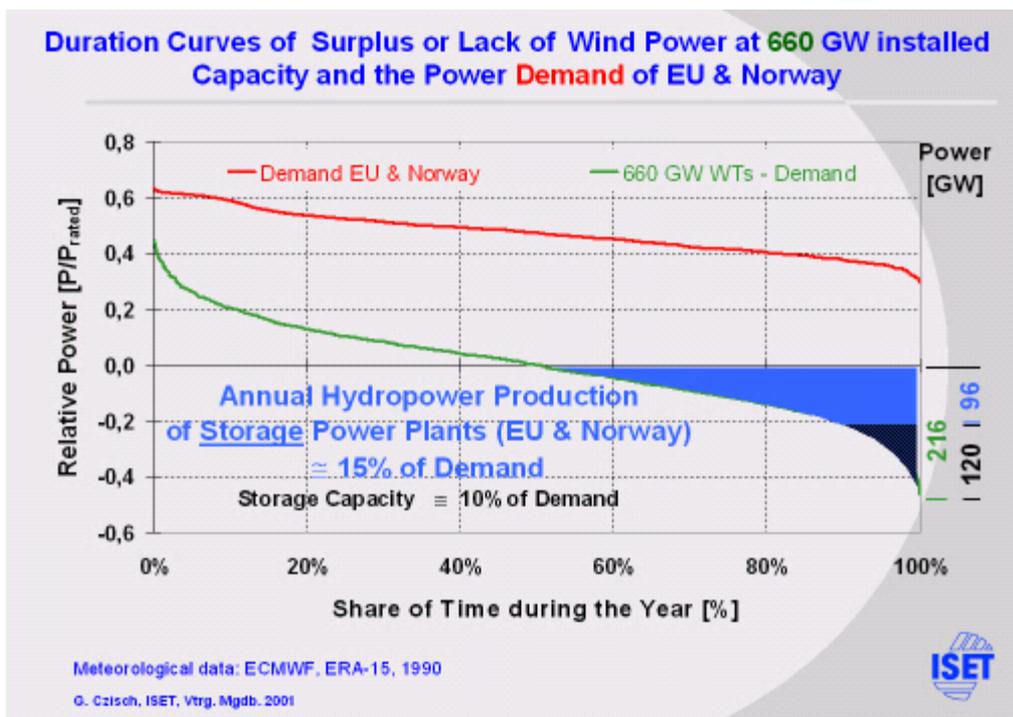


**Abbildung 49 Dauerlinie einer europäischen Windstrom-Versorgung**

Quelle: Czisch 2001<sup>99</sup>

Das typische Bild für grössere vernetzte Gebiete, die voll aus erneuerbaren Energien versorgt werden, sehen die Rahmenbedingungen so aus:

- Es gibt eine mittlere Nachfrage nach Grundlast, bei einer Vollversorgung mit Wind von guten Standorten in der Regel ca. 30 % der Nennleistung des Windparks.
- Mit dieser installierten Leistung wird es zu gewissen Stunden Überschussleistung im Netz geben und zu anderen Stunden Überschussnachfrage.
- Das Netzmanagement hat die Aufgabe, mittels Auswahl geeigneter Standorte und Interkonnektion die Ungleichgewichte von Erzeugung und Konsum möglichst niedrig zu halten und mit dem Produktions-saldo die Stromspeicher zu bewirtschaften.



**Abbildung 50 Windenergie und Back-up-Bedarf: Speicherkraftwerke decken den Grossteil des Bedarfs, weitere Leistung durch Ausbau Pumpspeicherung oder Gaskraftwerke**

Quelle: Czisch 2001<sup>100</sup>

Um die Nachfrage in der EU und in Norwegen zu decken, hat Gregor Czisch die Installation von 660 GW Windkraft über verschiedene europäische Regionen hinweg kalkuliert, also mehr als eine Verzehnfachung des heutigen Bestandes.<sup>101</sup>

Die Nachfrage nach Backup-Produktion beläuft sich in diesem System auf 15 % der gesamten Nachfrage und kann zum grössten Teil mit bestehenden Saison- und Pumpspeicherwerken, basierend auf Wasserkraft, bereitgestellt werden.

## Storage Hydro Power in Europe: Rated Power, Storage Capacity and Annual Energy Production

Data of UCTE 1998	Rated Power of Reservoir and mixed pumped Storage [GW]	Storage Capacity of Reservoir and mixed pumped Storage [TWh]	Annual Energy Prod. of Reservoir and mixed pumped Storage [TWh]
Slovenia/Croatia	1.4	1.8	?
Switzerland	8.2	8.4	18.0
Serbia and Montenegro	2.0	2.0	?
Portugal	2.1	2.6	4.2
Austria	5.6	3.2	7.0
Luxemburg	0.0	0.0	0.0
Italy	7.5	7.9	17.6
Greece	1.9	2.4	2.8
France	11.6	9.8	18.2
Germany	1.4	0.3	1.1
Belgium	0.0	0.0	0.0
Spain	7.7	18.4	16.7
<b>Sum of UCTE</b>	<b>49</b>	<b>57</b>	<b>86</b>
Data of NORDEL			
Norway	27.3	84.1	112.6
Finland	2.9	4.9	12.6
Sweden	16.2	33.7	63.6
<b>Sum of NORDEL</b>	<b>46</b>	<b>123</b>	<b>189</b>
<b>Sum of NORDEL + UCTE</b>	<b>96</b>	<b>180</b>	<b>275</b>

G. Czisch 2000



### **Abbildung 51 Europäische Wasserkraft-Kapazitäten**

Quelle: Czisch 2001<sup>102</sup>

Die derzeit bestehenden Speicherkraftwerke mit Wasserkraft produzieren im gesamteuropäischen Netz ungefähr 180 TWh, entsprechend ca. 10 % des Strombedarfs. Diese Kapazitäten erreichen somit nahezu den Bedarf an Back-up-Energie, nicht aber die maximale Back-up-Leistung. Sie sind zudem völlig ungenügend mit jenen Regionen vernetzt, die zunehmend stark mit Windstrom versorgt werden. Es fehlt an ausreichenden Übertragungskapazitäten.

Bisher dienten die Wasserspeicher zudem vorwiegend dem Lastmanagement der nationalen Strommärkte. Sollen sie auf die Windenergie ausgerichtet werden, muss die Bewirtschaftung völlig neu ausgerichtet werden; sie darf sich nicht mehr am nationalen Bedarf, sondern muss sich an den internationalen Preisverhältnissen orientieren:

- In Zeiten mit starken Winden werden die Preise absinken, dann lohnt es sich, Windstrom einzukaufen.
- Bei Windstille ist es rentabel, die gespeicherte Energie auf dem internationalen Markt zu verkaufen.

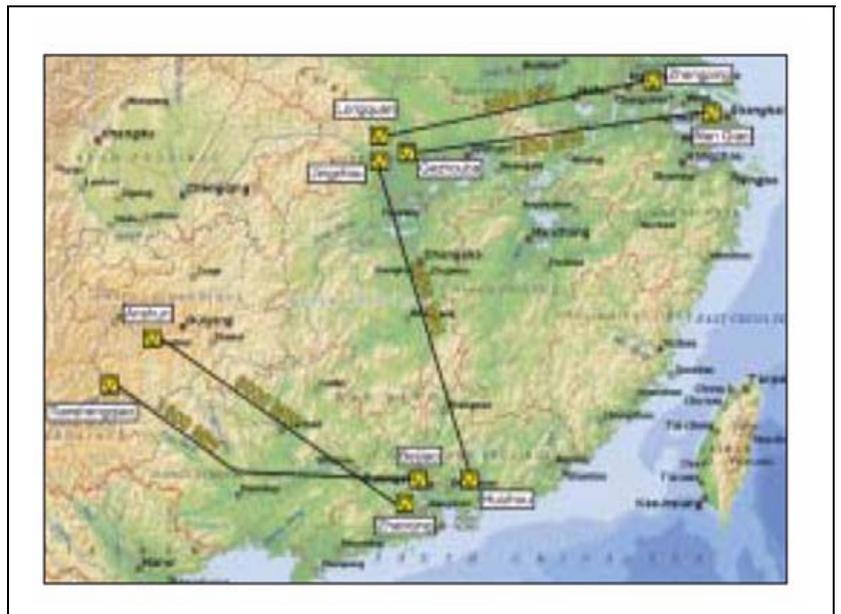
Generell gilt: die Entstehung neuer Stromhandelsplätze in ganz Europa führt zur Intensivierung des Handels; je grösser der Anteil des Windstroms, desto grösser die Anreize, am Stromhandel teilzunehmen. Preismechanismen und hohe Margen spielen die Rolle des Türöffners und verleihen der Integration von Windenergie neuen Schub!

Hinsichtlich der Verwendung unterschiedlicher Speicher gilt:

- In einem marktwirtschaftlichen System mit Kostenvorrang der günstigsten Speicher (*merit order*) wird man die Speicher mit den geringsten Kosten verwenden. Heute sind dies die Saison- und Pumpspeicher mit Wasserkraft. Sie weisen mit Abstand die tiefsten variablen Kosten auf.
- Weitere Kraftwerke – zum Beispiel Gaskraftwerke – werden in den Perioden mit hohem Leistungsbedarf benötigt, und zwar besonders für Spitzenlasten, Gaskraftwerke weisen höhere variable Kosten, aber tiefere Kapitalkosten als Wasserkraft auf;<sup>103</sup> sie eignen sich damit gut zur Ergänzung der Saison- und Pumpspeicher und werden voraussichtlich nur während kurzer Zeit in Anspruch genommen.
- Man könnte die fehlende Leistung auch durch den Ausbau von Pumpspeicherwerken bereitstellen. Die Ökonomie solcher stark erweiterter Anlagen müsste aber vertieft betrachtet werden.
- Ein anderer Weg könnte darin bestehen, vermehrt thermische Einheiten zu nutzen, die mit Biomasse oder Biogas arbeiten. Diese könnten spitzenlastgeführt betrieben werden und müssten über angemessene Wärmespeicher verfügen.

Würde man die bestehenden Wasserkraftwerke rasch mit der aufstrebenden Windkraft vernetzen, könnte dieses System in den nächsten zwei Jahrzehnten eine ausreichende Backup-Produktion sicher stellen.

Die insgesamt 96 GW Nennleistung ist zwar zu klein, um den Bedarf an maximaler Leistung zu befriedigen. Die Leistungslücke von ungefähr 120 GW entsteht jedoch nicht plötzlich und könnte kostengünstig mit Erdgas geschlossen werden, wenn sich das Erdgas (wie in den USA) verteuert. Das *Hedging* von Gaspreisen und Windenergie verbreitet sich in den USA sehr rasch; bei hohen Gaspreisen ist Windenergie die bessere Wahl. Versorgungsrisiken können so verkleinert werden, weil die Gas-Speicher für kurze Einsätze besser ausreichen als zur Produktion von Bandenergie. Windenergie erweitert die Handlungsspielräume und vergrößert die Reichweite von immer teureren fossilen Energien.

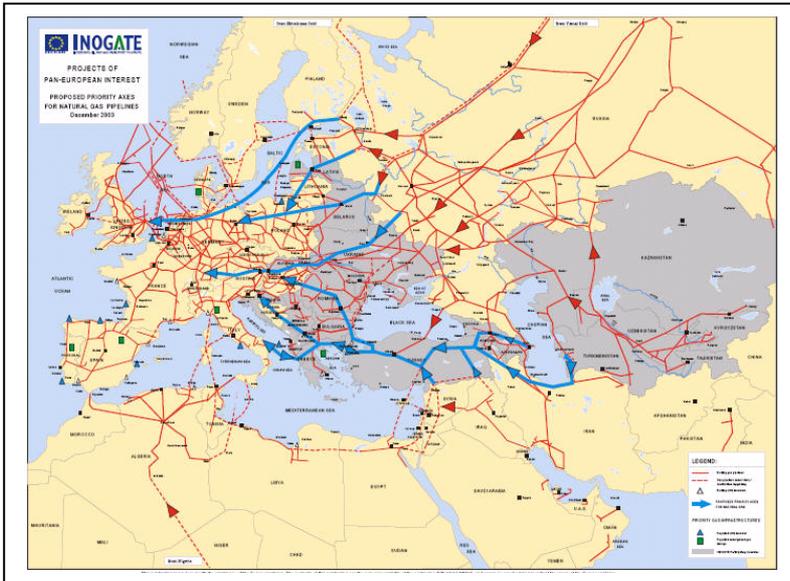


### **Abbildung 52 Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen**

Quelle: ABB/PEI: HVDC Transmission, SPECIAL PROJECT COLLECTION, May 2004

Punkto „Interkonnektion“ läuft der Trend zunehmend in Richtung der kostengünstigeren Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ). HGÜ-Linien können über grosse Distanzen hinweg unterschiedliche Wetterzonen miteinander verbinden. Die Übertragungsverluste sind kleiner als bei Wechselstrom und belaufen sich auf ca. 4 % über 1000 km Distanz.

Bei diesen Investitionen handelt es sich um langlebige Infrastrukturen. Sie sind kostengünstig im Betrieb und auf lange Distanzen billiger als Wechselstrom-Linien. Die Firma ABB hat bereits eine Vielzahl solcher Verbindungen erstellt, unter anderem vom Drei-Schluchten-Staudamm in die Bevölkerungszentren an Chinas Ostküste. ABB vertritt die Ansicht, dass auch „Offshore-Netze zu wettbewerbsfähigen Kosten“ erstellt werden können.<sup>104</sup>



**Abbildung 53 Ausdehnung des europäischen Gasnetzes**

Quelle: EIA <sup>105</sup>

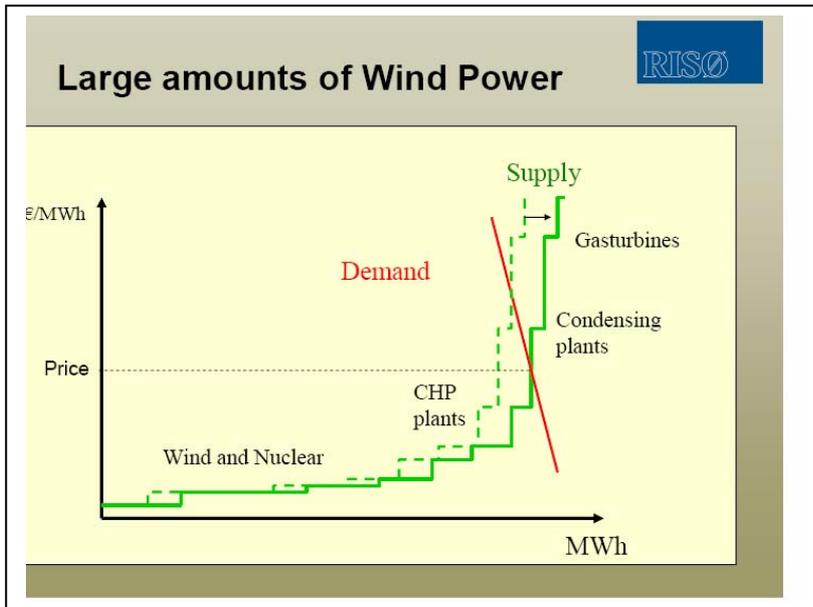
Es ist hilfreich, sich die Ausdehnung des europäischen Gas-Versorgungsnetzes vor Augen zu führen, wenn über Stromnetze für Windenergie von der Nordsee und von der Ostsee bis in die Schweiz diskutiert wird. Gas-Pipelines sind teuer und werden für endliche Energiequellen errichtet, die nur während einer befristeten Zeit verfügbar sind. Demgegenüber können mit Stromleitungen unendliche Energieressourcen transportiert werden und laufen kaum Gefahr, zu nicht amortisierbaren Investitionen zu werden.

Aus der Ausdehnung des Gasnetzes lässt sich erkennen, dass die Verknüpfung der grossen Bevölkerungszentren in Zentral- und Westeuropa über mehrere Tausend Kilometer hinweg historisch gesehen weder neu noch abwegig ist. Die europäische Staatengemeinschaft ist es mittlerweile gewohnt, solche langfristige Aufgaben im gegenseitigen Einvernehmen zu bewältigen, denn die Wertschöpfung ist für alle Partner wirtschaftlich positiv. Eine Reihe von Erweiterungen der Netze ist zudem bereits begonnen worden:

**„Pläne für neues Stromkabel zwischen Norwegen und Deutschland**  
*Kristiansand/Oldenburger - Ein europäisches Konsortium will ein **570 km langes Seekabel** zwischen Norwegen und Deutschland verlegen. Das Konsortium bilden die Energieunternehmen Agder Energi und Lyse aus Norwegen, die EWE AG aus Oldenburg, sowie der Schweizer Energiehändler EGL. Ziel ist es zum einen, mehr Strom aus Deutschland nach Norwegen zu exportieren und so Elektrizitätsengpässe in Norwegen, die in regenarmen Jahren auftreten, zu minimieren. Norwegens Stromversorgung basiert überwiegend auf Wasserkraft. Zum anderen könne eine neue Verbindung zwischen den Ländern zu einer stabilen Stromversorgung beitragen, indem die schwankende Leistungsabgabe von Windparks in Deutschland durch Wasserkraft aus Norwegen ausgeglichen wird, teilte das Konsortium mit... Die Kabeltrasse soll zwischen dem norwegischen Feda in der Nähe von Kristiansand und einem Anlandepunkt in der Region um Wilhelmshaven verlaufen. Feda ist auch der Anlandepunkt der Trasse in die Niederlande, die derzeit gebaut wird. NorGer könnte voraussichtlich 2011 den Betrieb aufnehmen. Die Investitionen für das **700 MW-Kabel sind derzeit mit 500 Mio. Euro** beziffert.“<sup>106</sup>*

### **6.3. Kosten und Nutzen der Netzintegration von Windenergie**

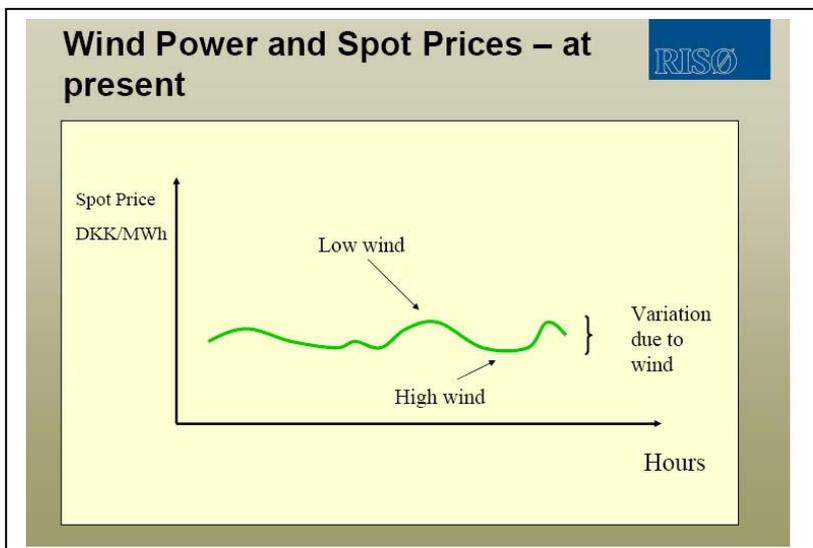
Dem Aufwand für neue Netze zur Integration der Windenergie können erhebliche Einsparungen entgegenstehen: Preisindikatoren aus Deutschland, Dänemark und Spanien weisen darauf hin, dass eine wachsende Marktdurchdringung von Windenergie die Spotmarktpreise reduziert, weil dann die jeweils teuersten Kraftwerke auf der „merit order“ ausser Betrieb genommen werden können.<sup>107</sup> Die Windenergie bewirkt Einsparungen bei den Brennstoffkosten dieser Kraftwerke und erhöht im Übrigen die Lebenserwartung des verfügbaren Kraftwerk-parks.



**Abbildung 54 starke Winde senken den Strompreis**

Quelle: Morthorst 2006 <sup>108</sup>

Weil sich die variablen Kosten der Windenergie fast bei Null bewegen, verdrängt die Technik mit den tieferen variablen Kosten die anderen, insbesondere Erdgas und Kohle. Je stärker der Wind bläst, desto weniger Kraftwerke mit hohen variablen Kosten müssen in Betrieb gehalten werden. Dies führt nicht nur zu Kosteneinsparungen, sondern auch zu CO<sub>2</sub>-Reduktionen.



**Abbildung 54 Spotpreise bei schwachem und bei starkem Wind**

Quelle: Morthorst 2006 <sup>109</sup>

Diese wirtschaftlichen Vorteile müssen einkalkuliert werden, wenn die Netzbetreiber darauf hinweisen, dass der Zubau von erneuerbaren Energien die Netzkosten erhöht. Daniel Dobbeni, Präsident der europäischen Betreiber der Übertragungsnetzsysteme äusserte seinen Standpunkt wie folgt:

*“delivering the single electricity market and promoting renewable energy sources induce higher costs for Transmission System Operators. Building new interconnection lines not driven by demand, subsidizing the connection of renewable sources, internalizing balancing costs for intermittent generators, or restarting research and development programs abandoned since deregulation, are costs that will not be compensated by higher volumes of electricity delivered to the customers. In other words, these policies lead inevitably to higher transmission tariffs.”<sup>110</sup>*

Eine Studie der Erneuerbaren-Energien-Abteilung der Internationalen Energieagentur (IEA) zeigt, dass die Integrationskosten für Windenergie auf eine Preisspanne von 0,5 – 4 €/MWh gesetzt werden.<sup>111</sup> Dies entspricht 0.05 – 0.4 €/KWh. Damit scheint sich zu bestätigen, dass „die Reduktion der Strompool-Preise höher ist als der Anstieg der Ausgleichskosten im Netz“, wie es der Spanische Delegierte an einer Konferenz über Windstromintegration in Brüssel formuliert hat.<sup>112</sup>

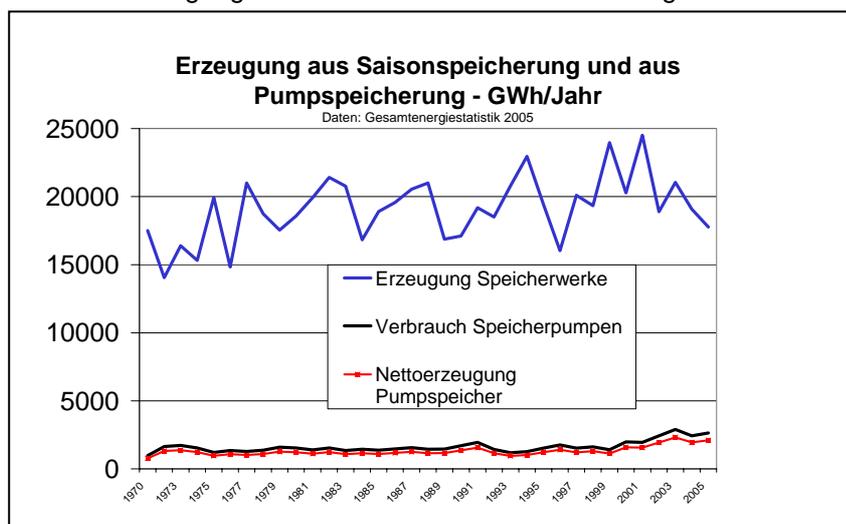
Die Zeiten, in denen Netzanschlüsse verzögert und Anbieter mit erneuerbaren Energien vom Markt ferngehalten werden (vgl. Kapitel 4.2), sollten heute vorbei sein. Um die Vernetzung rasch zu verbessern, sollten Hindernisse beseitigt und Obstruktion sanktioniert werden:

- Straffung der Bewilligungsverfahren
- Anwendung umweltschonender Techniken (zB. Erdkabel, Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen)
- Strafgeldern bei notorischen Versäumnissen der Netzbetreiber, die Interkonnektion adäquat zu verbessern.

# 7. Die Rolle der Schweizerischen Elektrizitätswirtschaft im europäischen Verbund

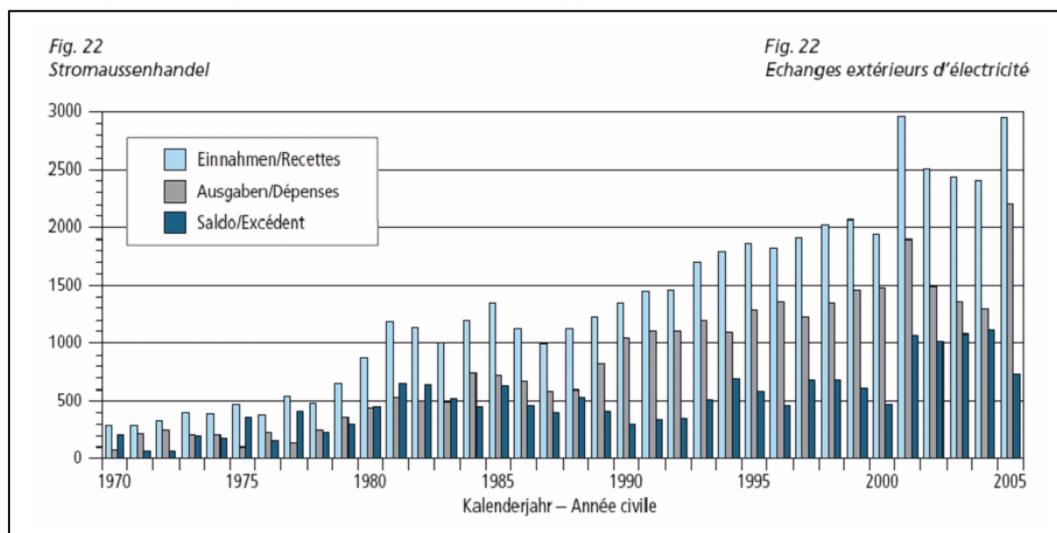
## 7.1. Bedeutung der Stromspeicherung und des Handels

Die Stromspeicherung mittels Wasserkraftwerken ist eine traditionelle, kostengünstige und – unter den verschiedenen Speichertechniken – vergleichsweise effiziente Methode, um die Stromerzeugung mit dem Verbrauch abzustimmen. Heute ist die Bewirtschaftung der weitgehend verlustfreien saisonalen Speicherung bei der Bewältigung des Stromhandels und bei der Integration des französischen Atomstroms dominant.



**Abbildung 55 Stromerzeugung der schweizerischen Speicher- und Pumpspeicherwerke**

Quelle: Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2005



**Abbildung 56 Einnahmen, Ausgaben und Gewinne aus dem schweizerischen Strom-Aussenhandel** Quelle: Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2005

Der rasch wachsende Stromhandel und die Entstehung neuer Handelsplätze in Europa haben in jüngster Zeit zu einem Anstieg der Pumpspeicherung geführt. Die höheren Volatilitäten führen zu grösseren Gewinnspannen und machen das Pumpen wirtschaftlich interessant.

## 7.2. Wirtschaftliche Prioritäten bei der Speichernutzung

Die Intensivierung des Stromhandels fördert neben der Pumpspeicherung den Abschluss von kurzfristigen Kontrakten. Seit 1999 ist der Anteil der Spotmarkt-Verträge (mit Laufzeiten bis zu 2 Jahren) am gesamten Strommarkt von 46 % auf 80 % angestiegen.<sup>113</sup>

Die Frage stellt sich: wie viel Backup-Strom und Backup-Leistung kann das Schweizerische Wasserkraftsystem in Zukunft für eine zunehmend auf erneuerbare Energien ausgerichtete europäische Stromversorgung bereitstellen? Welche Märkte werden dabei optimal bzw. gewinnmaximal von der Schweiz aus bedient? Geht bei der internationalen Ausrichtung ein Teil der Versorgungssicherheit verloren?

Grundsätzlich gilt:

- Die Integration von ausländischem Wind- und Solarstrom in die europäische Versorgung ist eine saubere, kostengünstige und für die Schweiz gewinnträchtige Geschäftsgelegenheit.
- Die Handlungsspielräume der Schweiz zur Deckung des Eigenbedarfs werden erweitert.
- Die Stromerzeugung aus Windenergie ist kostensicher, wenn sie in Schweizer Hand stehen.
- Bei den Durchleitungsgebühren besteht kurzfristig eine hohe Kostenunsicherheit, verursacht durch Auktionen. Mittel- und langfristig sind die Engpässe lösbar; viele Netzverstärkungen sind bereits eingeleitet.

Schon bisher betreibt die Schweiz eine intensive Handelstätigkeit mit Schwergewicht auf den Tages- und wochenzeitlichen Stromaustausch (siehe Kapitel 4.1). Die Verlagerung von Strom über die Jahreszeiten hinweg zur Deckung des Eigenbedarfs dürfte an Interesse verlieren; wenn die verfügbaren Speicher-Kapazitäten für die Tages- und Wochenbewirtschaftung – und die ganz grossen Speicher als „eiserne Reserve“ verwendet werden, werden die grösseren Gewinne erwirtschaftet, und dank der Verlagerung auf erneuerbare Energien steigt mithin die Versorgungssicherheit.

**Tabelle 7 Back-up-Bedürfnisse im offenen Markt**

A) Regel-Energie von wenigen Sekunden bis zu Minuten.
B) Backup-Kapazitäten von einigen Minuten bis zu einer Stunde (Deckung kurzer Spitzen)
C) Backup-Energie von einer bis zu 12 Stunden (Deckung der Tages-Spitzen) mit Aufnahme von Energie nachts und an den Wochenenden
D) Backup-Kapazitäten für viele Tage, z.B. im Falle einer europaweiten Schwachwind-Wetterlage
E) Verlagerung von Strom über die Jahreszeiten (zB. Sommer auf Winter)

Die Marktöffnung in der Europäischen Union und die Integration der Schweiz wird eine Bewirtschaftung nach eher wirtschaftlichen Prioritäten erzwingen; nationale Versorgungsziele treten dabei tendenziell in den Hintergrund. Konkret könnte dies heissen:

- Saisonspeicherwerke mit Speicherreserven werden erst ab einem bestimmten Minimalpreis in Gang gesetzt.
- Gepumpt wird, wenn gewisse Preislimiten unterschritten werden, die sich aus zyklischen Erfahrungswerten ergeben.
- Bei starkem Wind wird man zuerst die Stromerzeugung mit hohen variablen Kosten abwerfen (zB. Gaskraftwerke mit hoher Regulierungsfähigkeit, Kohle-Mittellast), danach wird man alle Speicherseen und Pumpspeicher speisen, die nicht bereits gefüllt sind.
- Bei schwachem Wind mit hohen Preisen wird man zuerst die Pumpen abstellen, dann die Saisonspeicherwerke und die Pumpspeicher zuschalten.

Pumpspeicherung funktioniert jedoch nur, wenn auch gewisse Rahmenbedingungen erfüllt sind:

- Es müssen ausreichende Wasserspeicher frei sein
- Die Eigentümer müssen ein Interesse daran haben, an der Strombörse teilzunehmen.

Bisher folgen noch immer viele Kantone und Gemeinden mit Beteiligungen an Speicherkraftwerken einfach den hauseigenen Lastkurven. Manche von ihnen beteiligen sich überhaupt nicht am Stromhandel oder höchstens im Ausmass der eigenen Stromüberschüsse, die sie über den Eigenverbrauch hinaus vermarkten müssen.

Will man von den Speicher-Infrastrukturen wirtschaftlich profitieren, dann muss neu optimiert werden. Wenn es günstig ist, Strom vom europäischen Markt zu beziehen, dann müssen europäische Importe ohne Heimatschutz getätigt werden können; der Bezug aus den eigenen Speicherseen geht dann Richtung null.

Auf der anderen Seite müssen die Besitzer der Speicherseen bereit sein, bei hohen Preisen die gesamte verfügbare Kapazität auf den Markt zu werfen, wenn die Preise hoch sind. Sie sollten dann nicht bloss die eigenen Verbraucher mit Spitzenenergie bedienen.

Dies bedingt, dass die Leistung dieser Werke und die Netze so ausgebaut sind, dass die Kunden jenseits der Grenze beliefert werden können. Und offensichtlich funktioniert dies heute auch. Denn die Interkonnektion ist inzwischen zu einem knappen Gut geworden.

### 7.3. Ökologische Problematik

Die Ausweitung der Pumpspeicherung stösst bei den Umweltorganisationen zum Teil auf Opposition. Sie wehren sich gegen landschaftliche Eingriffe, gegen eine Zunahme der handelsbedingten Energieverluste und gegen die zunehmende Verquickung der Speicherseen mit neuen Grundlastkraftwerken auf Basis von Atom und Kohle. Um ökologisch vorteilhaft zu sein, wären bei der Pumpspeicherung gewisse Auflagen zu erfüllen<sup>114</sup>:

- Die Erweiterung von bestehenden Anlagen sollte nicht bekämpft werden, wenn sich die Branche dominant auf erneuerbaren Energien ausrichtet.
- Die lukrative Bewirtschaftung der Speicherseen sollte nicht bekämpft werden, wenn die Restwasserbestimmungen bei den Fliessgewässern eingehalten werden. (Diese Konzession sollten die Gebirgskantone nicht länger verweigern, denn eine grosse Wertschöpfung geht mit der Turbinierung der letzten 5% Restwasser nicht einher.
- Mit einer Ausregelung von Schwall- und Sunk kann die Fauna der Gewässer geschützt werden: Die hohen Wassermengen, die in kurzer Zeit nach unten abgelassen werden, müssen in unterliegenden Ausgleichsbecken aufgefangen werden. Daraus ergeben sich auch wirtschaftliche Synergien: die nötigen Ausgleichsbecken dienen als Reservoir für neue Pumpung.
- Neue Eingriffe in die Landschaft sollten mit Ausgleichsmassnahmen verknüpft sein:
  - Ausdehnung von Schutzzonen,
  - Schaffung von Naturparks,
  - Renaturierung bisher toter Flussbette und Bachläufe
  - unterirdische Neu-Bauten statt sichtbare Änderungen, wo dies möglich ist
  - Erdkabel statt Freileitungen

### 7.4. Derzeit verfügbare Kapazitäten

**Tabelle 8 Monatliche Höchstleistungen der Kraftwerke und Leistungsüberschüsse in MW**

Schweizer Kapazitäten und Überschüsse MW						
Quelle: Mittelwerte 2004 und 2005						
Monat	1	2	3	4	5	6
Laufwasser-Kraftwerke	1275	1219	1138	1600	2455	2896
Speicherkraftwerke (95%)	8983	8983	8983	8983	8983	8983
Atomar und konventionell	4075	4075	4075	4075	4075	4075
total verfügbar	14332	14276	14195	14657	15512	15953
Schweizer Verbrauch (ohne Pumpen)	9478	9523	8836	8715	8491	8659
<b>Überschuss-Leistung</b>	<b>4855</b>	<b>4753</b>	<b>5359</b>	<b>5942</b>	<b>7021</b>	<b>7295</b>

Monat	7	8	9	10	11	12
Laufwasser-Kraftwerke	2879	2481	2004	1407	1071	990
Speicherkraftwerke (95%)	8983	8983	8983	8983	8983	8983
Atomar und konventionell	4075	4075	4075	4075	4075	4075
total verfügbar	15936	15538	15061	14464	14128	14047
Schweizer Verbrauch (ohne Pumpen)	7959	8348	8620	8864	9249	9720
<b>Überschuss-Leistung</b>	<b>7977</b>	<b>7191</b>	<b>6442</b>	<b>5600</b>	<b>4880</b>	<b>4328</b>

Wie gross ist und wie gross könnte der Anteil an Backup-Leistung und an Backup-Strom aus der Schweiz in Zukunft sein?

**Die heute verfügbare Überschusskapazität zur Stromabgabe ins Ausland (ohne Pumpspeicher) liegt zwischen 4,3 GW (Dezember) und 8,0 GW (Juli) mit einem Mittelwert von ca. 6,0 GW.**

Das monatliche Leistungsprofil der Schweiz mit ihren Sommerspitzen ergänzt sich recht gut mit dem Windkraft-Lieferprofil und den Winterspitzen. Die Überschusskapazitäten können in Jahreszeiten genutzt werden, wenn die Windenergie eher knapp im Angebot liegt. Dies könnte sich ändern, wenn die Standorte am Mittelmeer stark expandieren, wofür es Indizien gibt (Passatwinde).

Mit zunehmenden Mengen an erneuerbaren Energien in den europäischen Netzen wird es vor allem an Wochenenden und nachts wachsende Überschüsse geben, welche die Verbraucher möglicherweise nicht gleich verwenden können. Während diesen Schwachlastzeiten stehen Windenergie, Laufwasserkraftwerke, Kohle und Atomenergie in einem Verdrängungswettbewerb, wobei Wind und Wasserkraft wegen der Brennstoffkosten von null auf der „merit order“ die besten Karten haben.<sup>115</sup> Die Photovoltaik wird zu Tageszeiten stark sein, wo auch der Verbrauch am höchsten ist (am späteren Morgen und über Mittag).

### **7.5. Anteil der Schweizer Back-up Leistung am europäischen Bedarf**

Gelingt es den schweizerischen Speicherwerken, bei hoher Verfügbarkeit von Windenergie ganz auf die Produktion zu verzichten, dann steht mit den heutigen Infrastrukturen eine **Leistung** von 10.6 GW zur Verfügung<sup>116</sup>, die ungefähr 6 % der maximalen europäischen Backup-Nachfrage von insgesamt 170 GW **Leistung** entspricht. Dieser Anteil gilt erst bei einem Vollausbau der Windenergie, wie ihn Gregor Czisch kalkuliert hat, mit 660 GW Windenergie die über 80% des europäischen Stromverbrauchs decken.

Solange die Windenergie nicht voll ausgebaut ist, ist der schweizerische Anteil an der Back-up-Leistung erheblich grösser und steht dabei im Wettbewerb mit den Einspeisungen aus fossilen Energien (insb. Erdgas).

### **7.6. Anteil der schweizerischen Back-up Produktion am europäischen Bedarf**

Die mittlere **Energieproduktion** der schweizerischen Saison-Speicherkraftwerke (ohne Pumpspeicherung) entspricht mit 18'832 GWh rund 12 % des europäischen Bedarfs an Back-up-Energie bei einem Vollausbau der Windenergie. Der schweizerische Beitrag an die Spitzen-**Produktion** ist somit mehr als doppelt so gross wie ihr Beitrag an die **Spitzenleistung**.

Dank der ursprünglich saisonalen Ausrichtung dieser Wasserspeicher bestehen genug Reserven, um über mehrere stürmische Tage oder gar Wochen hinweg Wasser in den Speicherseen zurückzuhalten, um es später während den Leistungsspitzen an Werktagen wieder auf den Markt zu bringen.

Unklar ist, wie gross die Leistungsreserven der bestehenden Turbinen sind, um diese Überschüsse dann ins Ausland zu verkaufen, wenn die Nachfrage besonders gross und die Preise sehr hoch sind. Die jüngste Entwicklung mit den gestiegenen Preisen ist einfach noch zu jung, um auf gesicherte Erhebungen zurückzugreifen.

Bei den Turbinen, bei den Netzen und bei der Leistungsaufnahme der Pumpwerke besteht möglicherweise eine Vielzahl von Engpässen – darauf lässt zumindest die grosse Zahl an Ausbauprojekten schliessen.

**Tabelle 9 Mittlere Produktion und verfügbare Leistung aus Spitzenkraftwerken 2004/2005**

	GWh mittlere Stromerzeugung	GW mittlere überschüssige Spitzenleistung	Total Spitzenleistung
Speicher-Kraftwerke	17'258	5.9	8.9
Pumpspeicherwerke	1'574	1.57	1.57
Total	18'832	7.47	10.6

Daten: Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2005

Wir können uns fragen, ob der heute tiefe Kapazitätsfaktor von bloss 0,13 der Pumpspeicherwerke in Zukunft ansteigen wird. Wenn wir unterstellen, dass die Pumpen bei einem ausgeprägten Tag-Nacht-Preisprofil mit einem Kapazitätsfaktor von 0,33 arbeiten (entsprechend 8 voll ausgenutzten Nachtstunden) dann liesse sich die Bereitstellung von Pumpspeicherstrom innerhalb der bestehenden Anlagen von 1,57 TWh auf ca. 4 TWh steigern, und die schweizerischen Stauseen könnten statt 12% gegen 14 % der benötigten Backup-Energie eines europäischen Windstromverbundes abdecken.

Erst wenn die Windenergie noch stärker ausgebaut wird, werden die Gewinnmargen gross genug sein, um einen so intensiven Betrieb der Pumpspeicher zu rechtfertigen.

### 7.7. Neue Projekte: Leistungserhöhungen und zusätzliche Pumpspeicher

Spricht man von Leistungserhöhungen zur Integration fluktuierender Stromerzeugung, geht es um zwei Aspekte:

- In vielen Speicherkraftwerken wären die Wasserspeicher ausreichend gross, um bei einem Ausbau der Turbinen eine wesentlich erhöhte Leistung und eine auf kürzere Zeit verteilte Energiemenge zu produzieren.
- Mit zusätzlichen Pumpen liesse sich dasselbe Wasser zudem in höheren Frequenzen nutzen als heute. Das heisst: die erhöhte Leistung könnte mehrmals statt nur einmal jährlich abgegeben werden.
- Auf diese Weise könnte die Schweiz in Starkwindzeiten ihre Reserven deutlich vermehren. Während Spitzenlastzeiten oder in Zeiten mit tiefem Windaufkommen ständen dann mehr Energie und mehr Leistung als bisher zur Verfügung.

Eine Anzahl neuer Projekte steht in der Schweiz in Projektierung. Diese Projekte modifizieren durchwegs bereits **bestehende Speicheranlagen** und führen kaum zu sichtbaren Änderungen im Landschaftsbild. Eine Ausnahme bilden jene zwei Werke, die auf die Erhöhung von Staumauern abzielen (Grimmel KWOplus, Lago Bianco). Sie befinden sich in der Minderzahl.

Die meisten Projekte zielen auf Leistungserhöhungen der Turbinen, um die vorhandene Wassermenge – meist sogar zwischen zwei bestehenden Stauseen – in kürzerer Zeit zu nutzen als bisher. Und überwiegend befinden sich diese Neuanlagen unsichtbar unter der Erde oder im Fels.

**Tabelle 10 Ausbauprojekte schweizerischer Wasserkraftwerke**

Neues Projekt	Neue Pumpspeicherwerke MW	Leistungsausbau in bestehenden Speicherkraftwerken	Kosten Mio. SFR	Kosten Mio. SFR/MW	Zeitraumen
Cleuson Dixence		1200	>1200		2010
Vieux Emosson VS	600		n.a.		
Linth Limmern GL	1200		>1000	0.83	2015
Nestil GL	140		n.a.		
Oberhasli KWO plus BE	1050		1000	0.95	
Sambucco TI	960		1000	1.04	
Val d'Ambri TI	70		n.a.		
Verzasca II TI	300		n.a.		
Nant de Dranse/Vieux Emosson VS	600		n.a.		2015
Lago Bianco GR		150	400	2.67	2016-18
Total	4920	1350			

Quelle: VSE, Axpo, <sup>117</sup>

Die Leistungserhöhung beträgt bei den bereits bekannten Projekten insgesamt über 6 GW.

## 7.8. Beispiel Linth Limmern

Eines der grössten und am weitesten vorgeschrittenen Projekte ist *Linth Limmern* im Kanton Glarus, welches Leistungserhöhungen auf 1'050 MW vorsieht.

### KW Limmern – Umwälzwerk (Pumpturbinen)

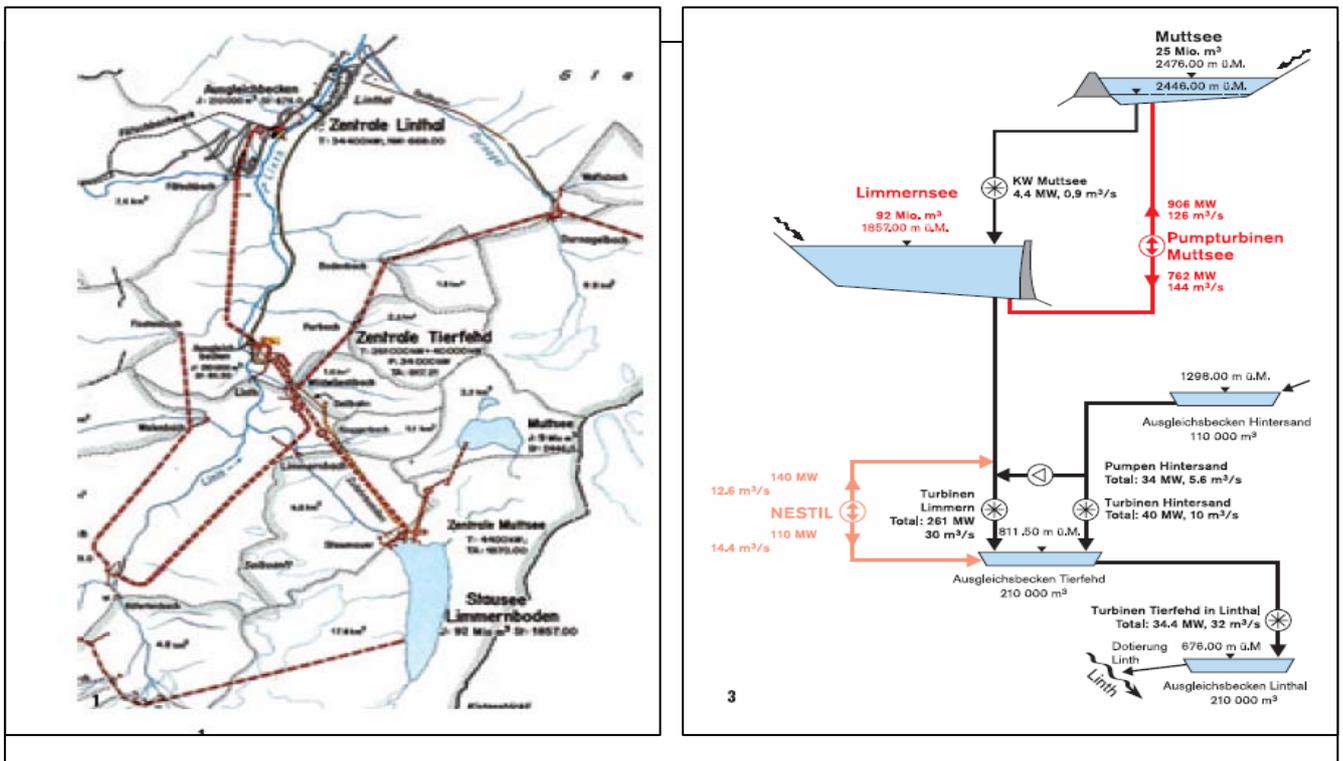


**KLL** Ein Unternehmen der **axpo**

### **Abbildung 57** Pumpspeicherung zwischen bestehenden Saisonspeicherwerken

Quelle: Axpo <sup>118</sup>

Die Wasserspeicher und Turbinen werden hier so ausgebaut, dass mehr als 1 GW Leistung während eines Wochenendes – von Freitag abends bis Montag morgens – auf über 2'400 m Höhe gepumpt werden können, um die Energie während den Spitzenlastzeiten unter der Woche zu verkaufen.



### **Abbildung 58** Linth Limmern: Details Quelle: Aldo Rota, tec 21 <sup>119</sup>

Das Projekt ist komplex. Mehrere Ausgleichbecken sind über kommunizierende Röhren, verteilt auf über 1800 Höhenmeter, miteinander verbunden. Die Baukosten betragen rund 1 Mio. € pro MW zusätzlicher Leistung.

Die wichtigsten und schwierigsten Teile dieses Projektes bestehen nicht in den Speicherseen hoch oben im Gebirge – die zumeist in der einen oder anderen Weise bereits da sind und wenig stören – sondern in der Schaffung von Ausgleichsbecken in den bewohnten Talschaften, damit das genutzte Wasser aufgefangen werden kann.

## 7.9. Bedeutung der angekündigten Leistungserhöhungen

Werden die angekündigten Projekte realisiert (und die Liste kann nicht als vollständig gelten), steigt die Backup-Energie für das europäische Netz um 6 GW. Höchstens ein sehr kleiner Bruchteil davon wird für den schweizerischen Binnenmarkt benötigt.

**Tabelle 11 Bestehendes Angebot an Spitzenenergie 2006 (Schätzung)**

Verfügbare Spitzenenergie	GW total	Bisherige Produktion TWh	Mittlere beanspruchte Leistung im Inland GW	Bereitschaft für Aussenhandel GW
Bestehende Leistung Speicherwerke	9	17.3	5	4
Bestehende Pumpspeicher	1,7	1.6		1.5
Neue Speicher- und Pumpspeicherwerke	6			6
Total	16,7	20 <sup>120</sup>		11,7

Mit 16,5 totaler Leistung bzw. 11,5 GW Spitzenleistung steht die Schweiz punkto Leistung immer noch an einem kleinen Ort, wenn der Bedarf an Spitzenleistung zur Vollversorgung mit erneuerbaren Energien auf 170 GW veranschlagt. Die Schweiz könnte mit dem Ausbau um 6 GW auf ca. 17 GW Spitzenleistung rund 10 % der maximal benötigten Spitzenleistung bereit stellen.

Anders sieht es punkto *Spitzenenergie* aus – also dem Anteil an Strom, der in Zeiten hohen Verbrauchs oder schwacher Kraftwerksleistung fehlt. Entscheidend ist hierbei, in welchem Ausmass die Pumpen zum Einsatz kommen:

**Tabelle 12 Auswirkung der Leistungserhöhung – mittlere Variante**

regelbare Leistung	GW	Laufzeit (Stunden) an denen täglich gepumpt wird	TWh	Energieaufnahme	Verluste
Saisonspeicher	9	-	17.3		
Pumpspeicher	2	8	5.0	6.7	1.7
neue Kapazitäten	6	8	18.4	24.9	6.5
Total	17		40.6	31.6	8.2

Quelle: eigene Schätzung

Wird im Jahresmittel während einem Drittel der Tageszeit (8 von 24 h) gepumpt (nachts/an Wochenenden/ an weiteren Zeiten mit hohen Windüberschüssen), dann steigt die zur Verfügung stehende Spitzenenergie von heute rund 20 TWh auf 40 TWh. Die Energieverluste steigen dabei aber auch auf rund 8,2 TWh an (hier vorsichtig mit 26% kalkuliert). **Der Schweizer Beitrag entspricht mit diesem Betriebsregime etwa einem Viertel der von Czisch berechneten, notwendigen Backup-Energie.**

Voraussetzung für ein solches Szenario ist, dass während rund einem Drittel des Jahres Pumpenergie aus dem Ausland zugeführt wird, und dies zu Preisen, die sowohl die Pumpverluste als auch die übrigen Kosten (Kapitalkosten, Durchleistungskosten, Personal) decken und einen angemessenen Gewinn ermöglichen.

**Tabelle 13 Auswirkung der Leistungserhöhung – maximale Variante**

regelbare Leistung	GW	Laufzeit (Stunden) an denen täglich gepumpt wird	TWh	Energieaufnahme	Verluste
Saisonspeicher	9	-	17.3		
Pumpspeicher	2	12	7.4	10.1	2.6
neue Kapazitäten	6	12	27.6	37.3	9.7
Total	17		52.3	47.3	12.3

Quelle: eigene Schätzung

Bei einer **Maximierung der Ausbeute an Energiereserven, indem während 12 Stunden pro Tag gepumpt wird**, könnte die Schweiz dank dem Ausbau der Leistung um 6 GW rund 52 TWh Spitzenenergie pro Jahr für Spitzenlastzeiten bereitstellen. Die Energieverluste steigen hier auf rund 12,3 TWh (hier vorsichtig gerechnet mit 26 %). **Dies entspricht dann etwa einem Drittel der von Czisch berechneten, notwendigen Backup-Energie.**

Die Nebenbedingung, dass alle Kosten gedeckt sein müssen, setzt verschärfte Preisunterschiede in Stark- und Schwachlastzeiten voraus. Im Jahre 2005 betrug die Bandbreite zwischen dem Kaufpreis und dem Verkaufspreis von Strom im freien Markt bloss 2,55 Rappen/kWh, und die Schweiz erzielte im Stromhandel der letzten Jahre Erlöse von rund 1 Milliarde CHF (Mittelwert seit 2001). Die Preisspanne war damit eher zu knapp, um die Verluste der Pumpspeicherung zu finanzieren. Der Grossteil der Spitzenenergie kam offenbar nicht aus den Pumpspeichern, sondern aus den verlustfrei betriebenen Saisonspeicherwerken.

Damit die grossen Pumpspeicherkapazitäten profitabel sind, müsste die Differenz ansteigen. Im heutigen Zeitpunkt scheint es somit (noch) attraktiver, die Saisonspeicher gezielter zu bewirtschaften als neue Pumpspeicher (mit entsprechend hohen Pumpverlusten) zu erstellen.

Steigt jedoch die Differenz zwischen Stromeinkauf und -Verkauf, dann entsteht ein neuer Markt. Denn Pumpspeicher in Kombination mit Windenergie – billiger Windstrom zu 2-4 Rp./kWh während der Nacht – können günstiger betrieben werden als Gaskraftwerke, deren Kosten bei einem Ölpreis von 100\$ bei über 10 Rp./kWh liegen dürften.

Grosse, integrierte Stromkonzerne sind am besten prädestiniert, um das Reserve- und Netzmanagement über die nationalen Grenzen hinaus wahr zu nehmen. Die meisten einheimischen Stromkonzerne haben sich mittels Kreuzbeteiligungen bereits an grossen europäischen Stromversorgern beteiligt. Der physischen Vernetzung der Stromerzeugung ist eine kapitalmässige bereits vorangegangen. Somit scheint den neuen Aufgaben der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft nicht mehr viel im Wege zu stehen.

## 8. Zusammenfassung

4. Der Schlussbericht „hoher Ölpreis“ beruht auf einer Datenbasis von IIASA, welche die Ergebnisse des Berichts zuungunsten der erneuerbaren Energien beeinflussen. Zu den strittigen Grundlagen zu zählen sind:

- a. die ausserordentlich hohen Angaben betreffend die Verfügbarkeit von fossilen Energien (verfügbare Reserven, die sechsmal so gross sind wie das bisher verbrauchte Erdöl und Erdgas)
- b. nicht quantifizierte Wachstumsbeschränkungen bei der Einführung neuer erneuerbarer Technologien, die den Marktanteil von vorhandenen oder absehbar kostenminimalen Technologien künstlich beschränken.
- c. Das Ausseracht-Lassen jeglicher klimapolitischer Restriktionen wie Kyoto-Protokoll oder Emissionshandel.

Diese methodischen Kunstgriffe, die kaum als realitätsnah gelten können, führen zu Ergebnissen, die den Energieträgern Öl, Gas und Kohle für den Zeitraum bis 2035/2050 garantierte Marktanteile einräumen.

5. Gäbe es die behaupteten Reserven zu den behaupteten Kosten (~16-57 \$/barrel Öl bzw. Öläquivalent) in Wirklichkeit, dann würden sie längst den Markt fluten und es käme kaum zu einem Anstieg der Preise, der futures und der marginalen Kosten, wie sie für Öl und Gas zur Zeit zu beobachten sind.

6. Auf Märkten ist es so, dass sich die kostengünstigsten Angebote mit hohen Marktanteilen durchsetzen. Entscheidend sind nicht bloss die aktuellen Preisverhältnisse zwischen den Energieträgern, sondern auch die Preiserwartungen und – bei steigenden Preisen von Bedeutung – der Energy-return-on-energy-investment jeder einzelnen Technologie:

- a. Erdöl und Erdgas kämpfen mit sinkendem Energy-return-on-energy-investment, was zu sinkender Produktivität des Sektors führt; neue Felder werden seltener gefunden, sind zunehmend kleiner und nur zu steigenden Kosten zu erschliessen. Die Ölkonzerne haben trotz steigenden Preisen ihre Investitionen abgesenkt. Bei neuen Projekten und bei der Erschliessung von unkonventionellen Ressourcen sind starke Kostensteigerungen zu beobachten.
- b. Die erneuerbaren Energien operieren unter entgegen gesetzten Bedingungen. Die Kosten der Nutzungstechniken (Turbinen, Solarzellen usw.) sinken, die Primärenergie ist gratis und wird es bleiben, eine Nutzungskonkurrenz zeichnet sich nicht ab. Zunehmend grössere Potentiale können wirtschaftlich erschlossen werden, die Investitionsrisiken verkleinern sich, die Verfügbarkeit der Energien über die Zeit ist gewährleistet, die Bauzeiten werden kürzer, politische Konflikte (Sicherheits- und Umweltrisiken) sind viel geringer, und die Rahmenbedingungen zur Nutzung und zur Integration dieser Technologien im Energiemix verbessern sich weltweit.

7. Vor diesem Hintergrund ist es möglich und wahrscheinlich, dass die neuen erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2030 Marktanteile von über 50% an der Stromerzeugung erreichen werden. Dies gilt auch dann, wenn sich die bisher hohen Wachstumsraten der Neuinstallationen (+~30% pro Jahr in den letzten 10 Jahren) im nächsten Jahrzehnt halbieren sollten.

Seit der Verteuerung von Öl und Gas gibt es Anzeichen, dass sich das Wachstum der Windenergie und der Solarenergie eher noch beschleunigt als abschwächt. Die zu erwartenden Economies of scale und die technologischen Produktivitätsfortschritte dieser Entwicklung werden im Datenrahmen von IIASA nur unzureichend berücksichtigt.

8. Für den weiteren Ausbau und die Integration der neuen erneuerbaren Energien ist eine verbesserte Interkonnektion die wichtigste Bedingung:

- a. Grossräumige Interkonnektion verkleinert die Energie-Verluste, weil ein hoher Anteil der Stromerzeugung *just in time*, ohne Speicherverluste verbraucht werden kann.
- b. Der Ausbau der Übertragungsnetze ebnet den Zugang zu den bereits bestehenden Speicherkapazitäten mit verlustarmen Techniken, namentlich zu den Saison- und Pumpspeicherwerken, auch in der Schweiz.
- c. Schliesslich ermöglicht die Stärkung der Interkonnektion die Erschliessung bisher wenig genutzter Primärenergien in Gebieten mit erhöhter Produktivität (zB. Offshore und in dünn besiedelten Regionen).

Der Mehraufwand für Netzerweiterungen zur Integration der Windenergie wird durch Einsparungen bei der Stromerzeugung (mehr Strom zu tiefen variablen Kosten) und durch die Verbesserung der Versorgungssicherheit kompensiert.

9. Bei der Integration von Wind- und Solarstrom in die europäische Versorgung stehen verschiedene regulative und technische Lösungen miteinander im Wettbewerb. Neben dem Ausbau der Netze beeinflussen folgende Faktoren den Bedarf nach Back-up-Reserven:

- a. Die Regeln zur Kostenanlastung beim Bau neuer Leitungen (Verteilung der wetterabhängigen Stromerzeugung über anti-korrelierende Gebiete)
- b. Das Vorhandensein und die Kosten von nichterneuerbaren Energien als Back-up
- c. Die Diversifikation und Kombination verschiedener erneuerbaren Energien (Biomasse, Geothermie, Windenergie, Solarenergie und Wasserkraft)
- d. Die Einführung von neuen Speichertechniken (Luftspeicherung, Schwungräder, Wärmespeicher in Verbindung mit elektrischen Boilern, Wärmepumpen und demand side management), Batterien oder Wasserstoffsysteme
- e. demand side management (real time-Tarife, Rundsteuerungen, Lenkungsabgaben usw.)

10. Eine Vollversorgung auf Basis von Wind und Wasserkraft benötigt gemäss den Untersuchungen des deutschen Instituts für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) ca. 9% Energiereserven, gemessen am Jahresverbrauch, und ca. 26% Leistungsreserven in Prozent der installierten (Wind-)Leistung, vorausgesetzt es gibt keine Engpässe im Netz. Beschränkt sich das Versorgungsgebiet auf die EU und Norwegen (ohne Einbezug von Nachbarn), benötigt die Installation von 660 GW Windkraft eine Backup-Reserve von ca. 15 % des Stromverbrauchs.

Der grösste Teil der Reserve-Energie kann mit bestehenden Speicherkraftwerken bereit gestellt werden; nur für die Spitzenleistung ist ein Ausbau der Kapazitäten oder der Rückgriff auf fossile Energien (Erdgas) nötig.

11. Für die Schweiz ist der Aufschwung der erneuerbaren Energien in Europa eine profitable Geschäftsgelegenheit, die in den letzten Jahren zunehmend genutzt wird:

- a. Die heute verfügbare Überschusskapazität zur Stromabgabe ins Ausland (ohne Pumpspeicher) liegt zwischen 4,3 GW (Dezember) und 8,0 GW (Juli) mit einem Mittelwert von ca. 6,0 GW.
- b. Die mittlere Energieproduktion der schweizerischen Saison-Speicherkraftwerke (ohne Pumpspeicherung) entspricht mit 18'832 GWh rund 12 % des europäischen Bedarfs an Back-up-Energie bei einem Vollausbau der Windenergie. Der schweizerische Beitrag an die Spitzenproduktion ist somit doppelt so gross wie ihr Beitrag an Spitzen-Leistung.
- c. Die Handlungsspielräume der Schweiz zur Deckung des Eigenbedarfs werden durch die fortschreitende Nutzung der Windenergie erweitert. Die Stromerzeugung aus Windenergie ist kostensicher. Dank den eigenen grossen Energiespeichern und in Kombination mit eigenen Windfarmen im Ausland könnte die Schweiz vermehrt Strom im Ausland zu Zeiten einkaufen, wo die Notierungen besonders günstig sind.

- d. Kurzfristig besteht eine hohe Kostenunsicherheit bei den Durchleitungsgebühren, verursacht durch die Auktionen im grenzüberschreitenden Stromaustausch. Mittel- und langfristig lassen sich diese Engpässe beseitigen; manche Netzverstärkungen sind bereits eingeleitet.
- e. Auch die ökologische Problematik könnte sich unter geeigneten Bedingungen entspannen, wenn sich die Wertschöpfung von der Nutzung der Fliessgewässer vermehrt zur Bewirtschaftung von (bestehenden) Speicherseen verschiebt.

12. Die Kapazitätsreserven der Schweiz beim Betrieb der Saison- und Pumpspeicherwerke verkleinern sich zusehends durch den intensivierten Stromhandel. Wegen der ursprünglich saisonalen Ausrichtung der Anlagen bestehen ausreichende Wasserspeicher, um im Tagesgeschäft grössere Mengen an Strom kurzfristig einzulagern und wieder auf den europäischen Markt zu bringen. Engpässe bestehen bei der Turbinenleistung und bei den Netzen. Die **Ausbaupläne** der Elektrizitätswirtschaft kommen deshalb nicht überraschend.

- a. Werden die angekündigten Projekte realisiert, steigt die schweizerische Backup-Reserve für das europäische Netz um ca. 6 GW.
- b. Bei einer mittleren Variante der Bewirtschaftung (Pumpen laufen durchschnittlich während 8 Stunden pro Tag) kann die Schweiz unter Einschluss der Ausbauten etwa ein Viertel der im europäischen Markt benötigten Backup-Produktion bereitstellen.
- c. Mit einer maximalen Nutzung (Pumpen laufen während 12 Stunden pro Tag) kann die Schweiz etwa einen Drittel der im europäischen Markt benötigten Backup-Produktion bereitstellen.
- d. Solange der Anteil der Windenergie unter 50% liegt, ist der mögliche Schweizer Beitrag auf dem europäischen Strommarkt eher grösser.
- e. Damit grosse, neue Pumpspeicherkapazitäten profitabel betrieben werden können, müssen die Preisdifferenzen zwischen Band- und Spitzenenergie noch etwas ansteigen. Diese Entwicklung ist heute bereits zu beobachten und wird bei steigendem Marktanteil der neuen erneuerbaren Energien weiter ansteigen.
- f. Weniger riskant sind die Leistungserhöhungen dort, wo grosse natürliche Zuflüsse die Speicherseen speisen. In diesen werken kann ein grösserer Anteil der Spitzenenergie ohne Pumpverluste auf den Markt gebracht werden.

## 9. Anmerkungen

---

- <sup>1</sup> ECOPLAN: Auswirkungen langfristig hoher Energiepreise; Einfluss eines hohen langfristigen Energiepreises auf Wirtschaftswachstum, Strukturwandel sowie Energieangebot und –nachfrage, Entwurf 27. Oktober 2006
- <sup>2</sup> Manfred Strubegger, IIASA: Anhang B: Die MESSAGE-Technologieszenarien, Bundesamt für Energie 2006
- <sup>3</sup> IIASA 2006 S: 5
- <sup>4</sup> Ebenda.
- <sup>5</sup> Zahlen: BP Statistical Review of World Energy, June 2006 <http://www.bp.com/statisticalreview>
- <sup>6</sup> Windpower Monthly div. Jg.
- <sup>7</sup> Paul Maycock in Renewable Energy World, div. Jahrgänge
- <sup>8</sup> Angaben Windpower Monthly, Oktober 2006 S. 70
- <sup>9</sup> Ecoplan: Auswirkungen langfristig hoher Energiepreise; Einfluss eines hohen langfristigen Energiepreises auf Wirtschaftswachstum, Strukturwandel sowie Energieangebot und –nachfrage; Beitraggeber: Bundesamt für Energie (BFE), Entwurf Schlussbericht, z.H. Begleitgruppe 27. Oktober 2006, S. 94
- <sup>10</sup> Aspo Newsletter Nr. 68/ 2006
- <sup>11</sup> A. Endres: Umwelt- und Ressourcenökonomie, Darmstadt 1985
- <sup>12</sup> A. F. Alhaji and James L. Williams "Measures of Petroleum Dependence and Vulnerability in OECD Countries, originally published in the Middle East Economic Survey (MEES 46:16, April 21, 2003) <http://www.wtrq.com/oecd/OECD0304.html>
- <sup>13</sup> Jeffrey Currie (Goldman Sachs International): Reassessing long-term commodity prices, September 2006 <http://www.charlotteconclub.org/JCURRIE%20Presentation%209-06.pdf>
- <sup>14</sup> Jeffrey Currie (Goldman Sachs International): Reassessing long-term commodity prices, September 2006 <http://www.charlotteconclub.org/JCURRIE%20Presentation%209-06.pdf>
- <sup>15</sup> Siehe die Publikationen von Campbell ([www.peakoil.net](http://www.peakoil.net)) und von Matt Simmons (<http://www.simmonsco-intl.com/>).
- <sup>16</sup> <http://www.energiekrise.de/>
- <sup>17</sup> Raymond James Energy Group: The five worst words to tell an investor: "It is Different This Time", April 2005, <http://www.pesa.org/meetings/presentations/Adkins.pdf>
- <sup>18</sup> A Credible Threat? by Stuart Staniford, Friday December 01, 2006 <http://www.theoil drum.com/story/2006/12/1/24016/6621>
- <sup>19</sup> Stuart Staniford: Where Supply Increases Come From, <http://www.theoil drum.com/story/2005/10/4/2141/62201>
- <sup>20</sup> Raymond James Energy Group: The five worst words to tell an investor: "It is Different This Time", April 2005, <http://www.pesa.org/meetings/presentations/Adkins.pdf>
- <sup>21</sup> Raymond James Energy Group: The five worst words to tell an investor: "It is Different This Time", April 2005, <http://www.pesa.org/meetings/presentations/Adkins.pdf>
- <sup>22</sup> [http://www.raymondjamesecm.com/industry\\_article\\_1310\\_main.asp?contentid=394&indid=71](http://www.raymondjamesecm.com/industry_article_1310_main.asp?contentid=394&indid=71)
- <sup>23</sup> Raymond James Energy "Stat of the Week": U.S. Gas Decline Rates Increasing Faster Than Your Waistline After Thanksgiving Dinner , November 27, 2006 [http://www.raymondjamesecm.com/Docview.asp?file=http://beacon1.rjf.com/researchpdf/iEne112706b\\_0742rev.pdf](http://www.raymondjamesecm.com/Docview.asp?file=http://beacon1.rjf.com/researchpdf/iEne112706b_0742rev.pdf)
- <sup>24</sup> Raymond James fEnergy Group: The five worst words to tell an investor: "It is Different This Time", April 2005, <http://www.pesa.org/meetings/presentations/Adkins.pdf>
- <sup>25</sup> Manche Beobachter wie Werner Zittel und Matt Simmons gehen bei den europäisch/russischen Gasvorkommen von ebenfalls einem sich derzeit einstellenden „Peak“ aus.
- <sup>26</sup> Currie 2006, a.a.O.
- <sup>27</sup> "As the region's production has declined, the majors have started to look elsewhere for new production; squeezing the last few drops out of an oilfield is often not worth the effort for a large company. Instead, the majors have made way for smaller independents." [Exxon puts £200m North Sea oil assets up for sale](http://www.energiekrise.de/)
- <sup>28</sup> Siehe die nachfolgende Pressemeldung: Photovoltaik: Oerlikon Solar liefert schlüsselfertige Dünnschicht-Solarfabrik mit 160 MW nach Deutschland. Der Technologiekonzern Oerlikon mit Hauptsitz in Pfäffikon (Schweiz) hat von der API GmbH (Offenbach) einen Auftrag für eine schlüsselfertige Solarzellenfabrik mit einer jährlichen Produktionskapazität von 160 Megawatt erhalten. Der Auftrag mit einem Gesamtvolumen von 320 Millionen Schweizer Franken (rund 200 Mio. EUR) umfasse acht Beschichtungsanlagen vom Typ "Kai 1200", 16 TCO-Systeme (Transparent Conductive Oxid) und 40 Laser-Schneidesysteme sowie die damit verbundenen Anlagen zur Produktion von Dünnschicht-Solarmodulen. API will mit dieser Technik an ihrem deutschen Standort im hessischen Offenbach die größte europäische Dünnschicht-Solarfabrik bauen.

schicht-Photovoltaikproduktion bauen. API werde unterstützt von einer Gruppe saudiarabischer Investoren, die mit dieser ersten Investition in den Zukunftsmarkt Dünnschicht- Solar einsteige, heißt es in der Pressemitteilung von Oerlikon Solar.siehe Solar-Server

<http://www.solarserver.de/solarmagazin/news.html#news6200>

<sup>29</sup> Förderrückgänge und steigende Kosten sind heute schon zB. in Venezuela, Indonesien, Oman, Qatar zu beobachten

<sup>30</sup> Mein Dank geht an Werner Zittel von LBST, München, der mich als erster auf die Diskrepanz in den IEA-Berichten aufmerksam machte.

<sup>31</sup> Gut dokumentiert bei Zittel <http://www.energiekrise.de/>

<sup>32</sup> Strubegger 2006 S. 8

<sup>33</sup> Sie wurden aber in der Begleitgruppe „hoher Ölpreis“ wiederholt aufgeworfen.

<sup>34</sup> Dieselben Vorbehalte – hoher Kühlwasserbedarf – gelten auch für die Stromerzeugung aus Atomkraft.

Vgl. Ole von Uexküll: Energy and Water, Exploring the Relationship Between Energy and Water, <http://www.rmi.org/sitepages/pid1141.php>

<sup>35</sup> *“The UK coal peaked already in 1913! In the end of the 19th century the EROEI [Energy-return-on-energy-investment] of coal mining was about 5 (**18% of the coal mined was used by the coal industry itself** - and add to that all investments in mines - in the US the coal EROEI is about 20). The coal production history of UK shows a very nice Hubbert curve. The depletion is real and serious. The few remaining miles are showing “geological problems” = serious depletion. ... Depletion means that old mines become “unprofitable”. It is not profitable to mine coal where there is none, but the economic aspect masks the real problem. It seems that many in Western Europe think that there is plenty of coal left, but coal is “old-fashioned”, dirty and economically unprofitable, and is not used much because of those reasons, but could “come back”. The truth is that coal is almost completely depleted in Western Europe. There is coal, of course, but it is very deep, bad quality (lignite), in thin seams etc.*

*Check the coal statistics of Europe. Coal mining has totally or practically ended in France, Belgium and Netherlands, all significant coal countries in the past. Now statistics show no coal reserves there. In Germany there is mining, very deep and much less than in the past. Polish coal has depleted markedly, and so has all European coal from Spain to Ukraine....*

*Coal is not coming back in Europe any significant way....*

*The problem with coal statistics is generally that they don't always differentiate between different types of coal, bituminous, non-bituminous, anthracite, and lignite. These are not the same stuff! Many countries have large geological coal reserves, but a lot of them are non-available because extraction is very costly (read low EROEI). There are a lot of coal deeper than 2000 meters, but mining that deep is extremely difficult and costly (as far as I know it is not done). **There are many coal producing countries that have had their Peak Coal (ie. Russia, Ukraine, Poland, Romania, UK, Germany) and some that have exhausted all their reserves.** Examples of former coal producers are Belgium, Netherlands, France, Japan and South Korea. Peaking and totally depleting coal is a real world phenomenon. It seems that coal can have rapidly deteriorating EROEI when the best resources are used up. **The EROEI in the US has dropped from 30 to 20 from the '70s. Because of this the net energy production from coal starts to decline more rapidly than the resources itself. This shows as unprofitability of the mines.***

*Coal is still the basic fuel globally. China and India are basing their economic growth on it. The total world coal production is highest ever. Globally, there is no fuel switching from coal to other energy sources, only adding other fuels to coal. World Peak Coal is not far away. **The Chinese coal production at the level 2 billion tons a year (twice the US production) with a 9% growth rate (this means that the production would double within a decade to 4 billion tons!) is absolutely unsustainable. In fact the Chinese coal is probably near peaking because the Chinese are busy opening mines in Mongolia. We might guess that the Chinese-Mongolian coal is peaking in 5 to 10 years, and that means the World Peak Coal. Deteriorating EROEI will bring the net energy from coal down quite rapidly. There will be a lot of coal left but the production growth will stop pretty soon and that will mean World Peak Net Energy.***

*Even a considerably lower world coal production growth (ie. 2 - 3% a year) would suffice to bring in World Energy Peak, in a situation where oil and gas production is already decreasing.*

**So, the problem is not clean coal or CTL, but the coal itself.** *I expect some resumed interest in mining of low EROEI (expensive) coal as the overall EROEI of the energy production decreases (as the other fuels become more expensive). This is a rather bad scenario from the viewpoint of the Climate Change - lots more of CO2 is produced to gain less net energy. This might be disastrous economically, too. Heavy “emergency” investments in low EROEI energy production will draw the overall EROEI still lower and in fact reduce the net energy available for the rest of the economy. I guess that this has happened in real life already (Soviet Union, North Korea). The essence of many “Peak Oil Programs” is just grabbing the low EROEI resources with heavy investments. This is not a very good idea.*

The UK coal peak production year was really 1913 with about 250 million tons. Now it is about 25 million tons. The exact numbers for the present situation are for example here: <http://www.dti.gov.uk/files/file14151.pdf> ...”

Quelle: A tourist observation - or the yellowing of England, by Heading Out May 28, 2006

<http://www.theoil drum.com/story/2006/5/28/151733/818>

<sup>36</sup> “The agency said renewable energy would account for 40 per cent of investment into power generation over the next 25 years, which would increase the global share of renewables in electricity generation from 18 per cent today to 19 per cent in 2030.” FIONA HARVEY Financial Times, 15 February 2006

<sup>37</sup> Cf. World Energy Outlook 2006, World Must Spend Extra \$3 Trillion on Energy by 2030, IEA Says, by Stephen Voss Nov. 7 2006 (Bloomberg) [http://www.bloomberg.com/apps/news?pid=20601072&sid=a.H\\_Odqj.ko&refer=energy](http://www.bloomberg.com/apps/news?pid=20601072&sid=a.H_Odqj.ko&refer=energy)

<sup>38</sup> Internationale Energieagentur: World Energy Outlook 2005, S. 81

- 
- <sup>39</sup> International Energy Agency: World Energy Outlook 2002, Paris 2002, S. 37 <http://www.iaea.org/textbase/nppdf/free/2000/weo2002.pdf>
- <sup>40</sup> Windpower Monthly October 2006
- <sup>41</sup> [http://www.thema-energie.de/media/article000287/windpotenzial\\_studie.pdf](http://www.thema-energie.de/media/article000287/windpotenzial_studie.pdf)
- <sup>42</sup> Windpower Monthly October 2006
- <sup>43</sup> IEA: World Energy Outlook 2006 S. 493
- <sup>44</sup> Für eine vertiefte Kritik an der IEA, siehe auch Rudolf Rechsteiner: "Parliamentarians and the Energy conflict" <http://www.rechsteiner-basel.ch/download.cfm?ID=150> und Rudolf Rechsteiner: Internationale Energieagentur: Irrlicht im Ministerrang <http://www.rechsteiner-basel.ch/download.cfm?ID=159>
- <sup>45</sup> Sven Bode, Helmuth Groscurth: Zur Wirkung des EEG auf den „Strompreis“ HWWA DISCUSSION PAPER 348, ISSN 1616-4814 [http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/Themen\\_A-Z/Kosten/HWWA\\_EEG\\_drueckt\\_Strompreis.pdf](http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/Themen_A-Z/Kosten/HWWA_EEG_drueckt_Strompreis.pdf)
- <sup>46</sup> T. Neumann, C. Ender, J. P. Molly: Studie zur aktuellen Kostensituation der Windenergienutzung in Deutschland 2002, DEWI Magazin Nr. 21, August 2002
- <sup>47</sup> The feed in tariff of photovoltaic power from open land based facilities underlies a yearly nominal reduction of 6.5% which in real terms equals some 8% a year.
- <sup>48</sup> <http://www.wind-energie.de/de/publikationen/folien-sammlung/>
- <sup>49</sup> „Mit zunehmender Erschließung der natürlichen Potenziale bewirkt dies einen Anstieg der durchschnittlichen Kosten, da günstige Standorte i.d.R. schon zu Beginn erschlossen werden.“  
Christof Timpe (Öko-Institut e.V.) Dominik Seebach (Öko-Institut e.V.) mit Beiträgen von Almut Kirchner (Prognos AG): Möglichkeiten von Elektrizitätsimporten aus erneuerbaren Energien, Bundesamt für Energie, Exkurs 8 zu den Energieperspektiven, November 2006 S.8
- <sup>50</sup> Effizienz der Windenergie, Auszug aus: Windenergie Report Deutschland 2005, erstellt vom Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET), im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Überarbeiteter und ergänzter Sonderdruck des Bundesverbandes WindEnergie Berlin 2006  
[http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/Hintergrundpapiere/Wirtschaft\\_und\\_Strompreise/HG\\_Kosten\\_Effizienz\\_Windenergie.pdf](http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/Hintergrundpapiere/Wirtschaft_und_Strompreise/HG_Kosten_Effizienz_Windenergie.pdf)
- <sup>51</sup> Effizienz der Windenergie, Auszug aus: Windenergie Report Deutschland 2005. Erstellt vom Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET), im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Überarbeiteter und ergänzter Sonderdruck des Bundesverbandes WindEnergie e.V., Berlin 2006 S. 2 [http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/Hintergrundpapiere/Wirtschaft\\_und\\_Strompreise/HG\\_Kosten\\_Effizienz\\_Windenergie.pdf](http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/Hintergrundpapiere/Wirtschaft_und_Strompreise/HG_Kosten_Effizienz_Windenergie.pdf)
- <sup>52</sup> Originaltext: "There are strong indications that wind power's rate of growth is accelerating rapidly".... "Total installed wind power capacity is now nearly 15'000 MW higher than this time last year" Windpower Monthly October 2006, p. 70
- <sup>53</sup> IAEA: Nuclear Power Reactors in the World, REFERENCE DATA SERIES No. 2 April 2006 Windpower Monthly October 2006, / The Windicator <http://www.windpower-monthly.com/WPM:WINDICATOR:737599>
- <sup>54</sup> Es könnte aber auch sein, dass der weltweite Bestand an Atomanlagen ab 2010 sogar absinkt, weil die bestehenden Anlagen alt sind und hohe Sicherheitsrisiken beinhalten.
- <sup>55</sup> [http://www.cameco.com/investor\\_relations/ux\\_history/historical\\_ux.php](http://www.cameco.com/investor_relations/ux_history/historical_ux.php)
- <sup>56</sup> Internationale Energieagentur: World Energy Outlook 2006 S. 379
- <sup>57</sup> Windpower Monthly December 2006, S. 56
- <sup>58</sup> Windpower Monthly July 2006 p. 33
- <sup>59</sup> Tarife gemäss EEG
- <sup>60</sup> Windpower Monthly July 2006 p. 35
- <sup>61</sup> DEWI: Windenergienutzung in Deutschland, Stand 30.06.2006 (C. Ender) [http://www.dewi.de/dewi\\_neu/englisch/themen/magazin/29/06.pdf](http://www.dewi.de/dewi_neu/englisch/themen/magazin/29/06.pdf)
- <sup>62</sup> Bundesverband Windenergie e.V. <http://www.wind-energie.de/de/publikationen/folien-sammlung/>
- <sup>63</sup> Market expectations of Michael Rogol, Photon International 2006, div. ex.
- <sup>64</sup> Cristina L. Archer (), and Mark Z. Jacobson: Evaluation of global wind power [http://www.stanford.edu/group/efmh/winds/global\\_winds.html](http://www.stanford.edu/group/efmh/winds/global_winds.html)
- <sup>65</sup> Gregor Czisch: Sea Bed Profiles In Some Areas in and around Europe [http://www.iset.uni-kassel.de:80/abt/w3-w/folien/Windenergie/offshoreflaechenauswahl\\_2.pdf](http://www.iset.uni-kassel.de:80/abt/w3-w/folien/Windenergie/offshoreflaechenauswahl_2.pdf); siehe auch: Global Renewable Energy Potential - Approaches to its Use - Dipl.-Phys. Gregor Czisch (ISET) [http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/folien/magdeb030901/overview.html#folie\\_65](http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/folien/magdeb030901/overview.html#folie_65) und [A Comparison of Intra- and Extra-European Options for an Energy Supply with Wind Power](#) and [Folien und Daten über regenerative Energien](#).
- <sup>66</sup> Bundesverband Windenergie e.V. <http://www.wind-energie.de/de/publikationen/folien-sammlung/>

- 
- <sup>67</sup> Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2005
- <sup>68</sup> [http://www.bfe.admin.ch/themen/00490/00491/index.html?lang=de&dossier\\_id=01049](http://www.bfe.admin.ch/themen/00490/00491/index.html?lang=de&dossier_id=01049)
- <sup>69</sup> Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke, Bulletin VSE/SEV 2/96, S. 11-13
- <sup>70</sup> Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2005, Tabelle 24
- <sup>71</sup> [http://www.bfe.admin.ch/themen/00490/00491/index.html?lang=de&dossier\\_id=01049](http://www.bfe.admin.ch/themen/00490/00491/index.html?lang=de&dossier_id=01049)
- <sup>72</sup> Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2005 Figur 17
- <sup>73</sup> Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2005 Figur 17
- <sup>74</sup> Swiss Electricity Price Index (SWEP), <http://www.eql.ch/int/ch/de/markt/swep/aktuell.3.CsvFile.csv?hc1=Datum&hc2=CHF&hc3=Tage>  
Durchschnittswerte: eigene Berechnung
- <sup>75</sup> <http://www.eql.ch/int/ch/de/markt/swep/aktuell.3.CsvFile.csv?hc1=Datum&hc2=CHF&hc3=Tage>
- <sup>76</sup> Bundesamt für Energie: Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2005, p. 47 Tabelle 42
- <sup>77</sup> UCTE, grenzüberschreitender Stromaustausch: [http://www.ucte.org/pdf/statistics/Exchange/e\\_exchanges.pdf](http://www.ucte.org/pdf/statistics/Exchange/e_exchanges.pdf)
- <sup>78</sup> So der Fall von E.on in Norddeutschland, siehe <http://www.wind-energie.de/de/themen/windenergie-im-stromnetz/sichere-netze/erdkabel-vs-freileitung/>
- <sup>79</sup> Engpassfaktor Netz – die Stromkonzerne torpedieren die Alternative Kabel; Österreichische Gemeinden wollen als Blockadebrecher auf eigene Rechnung Hochspannungskabel verlegen, von Matthäus Kattinger, Neue Zürcher Zeitung 17.2.2006
- <sup>80</sup> <http://www.presseportal.ch/de/story.htx?nr=100515477&firmaid=100007202&lang=1>
- <sup>81</sup> Eine ähnlich Regelung befindet sich im schweizerischen Stromversorgungsgesetz: Art. 17 Abs. 5 Einnahmen aus marktorientierten Zuteilungsverfahren sind zu verwenden für: a. die Deckung von Kosten grenzüberschreitender Elektrizitätslieferungen, die nicht einzelnen Verursachern direkt angelastet werden, insbesondere für Kosten zur Gewährleistung der Verfügbarkeit der zugeteilten Kapazität; b. Aufwendungen für den Erhalt oder den Ausbau des Übertragungsnetzes; c. die Deckung der anrechenbaren Kosten des Übertragungsnetzes nach Artikel 15.
- <sup>82</sup> See the speech of Arthouros Zervos, EWEA president, at Brussels conference 2006  
[http://www.ewea.org/fileadmin/ewea\\_documents/documents/events/2006\\_grid/Arthouros\\_Zervos.pdf](http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/events/2006_grid/Arthouros_Zervos.pdf)
- <sup>83</sup> See Robert Gross et al.: The Costs and Impacts of Intermittency: An assessment of the evidence on the costs and impacts of intermittent generation on the British electricity network, [http://www.ukerc.ac.uk/component/option,com\\_docman/task,doc\\_download/gid,550/](http://www.ukerc.ac.uk/component/option,com_docman/task,doc_download/gid,550/)
- <sup>84</sup> <http://www.offshore-wind.de/media/article004593/dena-Netzstudie,%20Haupttext,%20r.pdf>
- <sup>85</sup> <http://www.uwig.org/UWIGWindIntegration052006.pdf>
- <sup>86</sup> [http://www.ewea.org/fileadmin/ewea\\_documents/documents/publications/grid/051215\\_Grid\\_report.pdf](http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/grid/051215_Grid_report.pdf)
- <sup>87</sup> <http://www.iea.org/Textbase/Papers/2005/variability.pdf>
- <sup>88</sup> Windpower Monthly, december 2006, S. 59
- <sup>89</sup> Heinrich von Pierer, Siemens Chef: „So wichtig es ist, auf additive Energien zu setzen, so dürfen wir dabei die Energiesicherheit nicht aus den Augen verlieren.“ from: Die Welt 27.01.2005“
- <sup>90</sup> C. Ender: Wind Energy Use in Germany - Status 30.06.2006, Dewi-Magazin 29/2006  
[http://www.dewi.de/dewi\\_neu/englisch/themen/magazin/29/06.pdf](http://www.dewi.de/dewi_neu/englisch/themen/magazin/29/06.pdf)
- <sup>91</sup> Kent Söbrink, Eltra: The challenge of wind power, o.J., Eltra  
[http://www.owen.eri.ac.uk/workshop\\_4/pdfs/owen\\_KSobrink\\_The%20challenge%20of%20wind%20power.pdf](http://www.owen.eri.ac.uk/workshop_4/pdfs/owen_KSobrink_The%20challenge%20of%20wind%20power.pdf)
- <sup>92</sup> Gregor Czisch: Szenarien zur zukünftigen Stromversorgung – Kostenoptimierte Variationen zur Versorgung Europas und seiner Nachbarn mit Strom aus erneuerbaren Energien – Dissertation Universität Kassel, Institut für Elektrische Energietechnik / Rationelle Energiewandlung; Gregor Czisch: Global Renewable Energy Potential, sowie: Global Renewable Energy Potential [http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/fohlen/magdeb030901/foлие\\_42.html](http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/fohlen/magdeb030901/foлие_42.html) und: Ders. mit Gregor Giebel: A Comparison of Intra- and Extra-European Options for an Energy Supply with Wind Power, [http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/projekte/wind\\_power\\_b\\_9\\_2000.pdf](http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/projekte/wind_power_b_9_2000.pdf)
- <sup>93</sup> Gregor Czisch: Global Renewable Energy Potential, [http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/fohlen/magdeb030901/foлие\\_42.html](http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/fohlen/magdeb030901/foлие_42.html)
- <sup>94</sup> Gregor Czisch: Global Renewable Energy Potential, [http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/fohlen/magdeb030901/foлие\\_43.html](http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/fohlen/magdeb030901/foлие_43.html)
- <sup>95</sup> Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET): Renewable Energy Information System on Internet  
[http://reisi.iset.uni-kassel.de/pls/w3reisiwebdad/www\\_reisi\\_page\\_new.show\\_page?page\\_nr=353&lang=de](http://reisi.iset.uni-kassel.de/pls/w3reisiwebdad/www_reisi_page_new.show_page?page_nr=353&lang=de)
- <sup>96</sup> Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET): Renewable Energy Information System on Internet  
[http://reisi.iset.uni-kassel.de/pls/w3reisiwebdad/www\\_reisi\\_page\\_new.show\\_page?page\\_nr=353&lang=de](http://reisi.iset.uni-kassel.de/pls/w3reisiwebdad/www_reisi_page_new.show_page?page_nr=353&lang=de)
- <sup>97</sup> Gregor Czisch: Global Renewable Energy Potential [http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/fohlen/magdeb030901/foлие\\_45.html](http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/fohlen/magdeb030901/foлие_45.html)

- 
- <sup>98</sup> [http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/foalien/magdeb030901/folie\\_60.html](http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/foalien/magdeb030901/folie_60.html)
- <sup>99</sup> [http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/foalien/magdeb030901/folie\\_60.html](http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/foalien/magdeb030901/folie_60.html)
- <sup>100</sup> [http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/foalien/magdeb030901/folie\\_65.html](http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/foalien/magdeb030901/folie_65.html)
- <sup>101</sup> Czisch befürwortet, auch Regionen in der Nachbarschaft Europas zu integrieren.
- <sup>102</sup> [http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/foalien/magdeb030901/folie\\_15.html](http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/foalien/magdeb030901/folie_15.html)
- <sup>103</sup> Bundesamt für Energie: Windenergie und schweizerischer Wasserkraftpark Bern 2004  
[http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de\\_291819560.pdf](http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_291819560.pdf)
- <sup>104</sup> Bo Nomark: Transmission Technologies to Support Integration of Wind Power, Large Scale Integration of Wind Energy, EWEA Policy conference, 7 - 8 November 2006, Brussels  
[http://www.ewea.org/fileadmin/ewea\\_documents/documents/events/2006\\_grid/BO\\_Nomark.pdf](http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/events/2006_grid/BO_Nomark.pdf)
- <sup>105</sup> [http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Algeria/images/GAS\\_updated\\_111203.pdf](http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Algeria/images/GAS_updated_111203.pdf)
- <sup>106</sup> IWR-Nachrichtendienst 01.12.2006, <http://www.iwr.de/>
- <sup>107</sup> Sven Bode, Helmuth Groscurth: Zur Wirkung des EEG auf den „Strompreis“ HWWA DISCUSSION PAPER 348, ISSN 1616-4814  
[http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/Themen\\_A-Z/Kosten/HWWA\\_EEG\\_drueckt\\_Strompreis.pdf](http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/Themen_A-Z/Kosten/HWWA_EEG_drueckt_Strompreis.pdf)
- <sup>108</sup> Poul Erik Morthorst: Impacts of Wind Power Integration, Risø National Laboratory,  
[http://www.ewea.org/fileadmin/ewea\\_documents/documents/events/2006\\_grid/PoulErik\\_Morthorst.pdf](http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/events/2006_grid/PoulErik_Morthorst.pdf)
- <sup>109</sup> Impacts of Wind Power Integration, Risø National Laboratory, 2006
- <sup>110</sup> See Daniel Dobbeni, President European Transmission System Operators: Prospective of wind power in the national and European electricity supply [http://www.ewea.org/fileadmin/ewea\\_documents/documents/events/2006\\_grid/D.Dobbeni.pdf](http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/events/2006_grid/D.Dobbeni.pdf)
- <sup>111</sup> Hannele Holttinen, Operating Agent, IEA WIND Task 25: Estimating the impacts of wind power on power systems; first results of IEA collaboration; [http://www.ewea.org/fileadmin/ewea\\_documents/documents/events/2006\\_grid/Hannele\\_Holttinen.pdf](http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/events/2006_grid/Hannele_Holttinen.pdf)
- <sup>112</sup> Alberto Ceña: LARGE SCALE INTEGRATION OF WIND ENERGY  
[http://www.ewea.org/fileadmin/ewea\\_documents/documents/events/2006\\_grid/alberto\\_cena.pdf](http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/events/2006_grid/alberto_cena.pdf),
- <sup>113</sup> Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2005, S.37 Table 31
- <sup>114</sup> Siehe dazu ausführlicher: Rudolf Rechsteiner: Sicher und effizient umsteigen, Unterwegs zur Vollversorgung mit erneuerbaren Energien, Perspektivpapier der SP Schweiz S.20ff.
- <sup>115</sup> Bundesamt für Energie: Windenergie und schweizerischer Wasserkraftpark Bern 2004  
[http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de\\_291819560.pdf](http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_291819560.pdf)
- <sup>116</sup> Inkl. Pumpspeicherwerke rund 9 GW
- <sup>117</sup> VSE-Bulletin 2/06, siehe auch: Neue Zürcher Zeitung; 17.08.2006; Seite 15; Die Südschweiz; 19.08.2006; Die Südschweiz; 11.08.2006, Der Beobachter 20.1.2006
- <sup>118</sup> Axpo: <http://www.aew.ch/internet/nok/de/medien/bestellen.-Slot1-0009-File.File.FileRef.pdf/Linthal2015.pdf>
- <sup>119</sup> Aldo Rota, Ausbauprojekte Linth-Limmern, tec 21 1-2 2006 [http://www.tec21.ch/pdf/tec21\\_0120063107.pdf](http://www.tec21.ch/pdf/tec21_0120063107.pdf)
- <sup>120</sup> Mittelwert 1996-2005