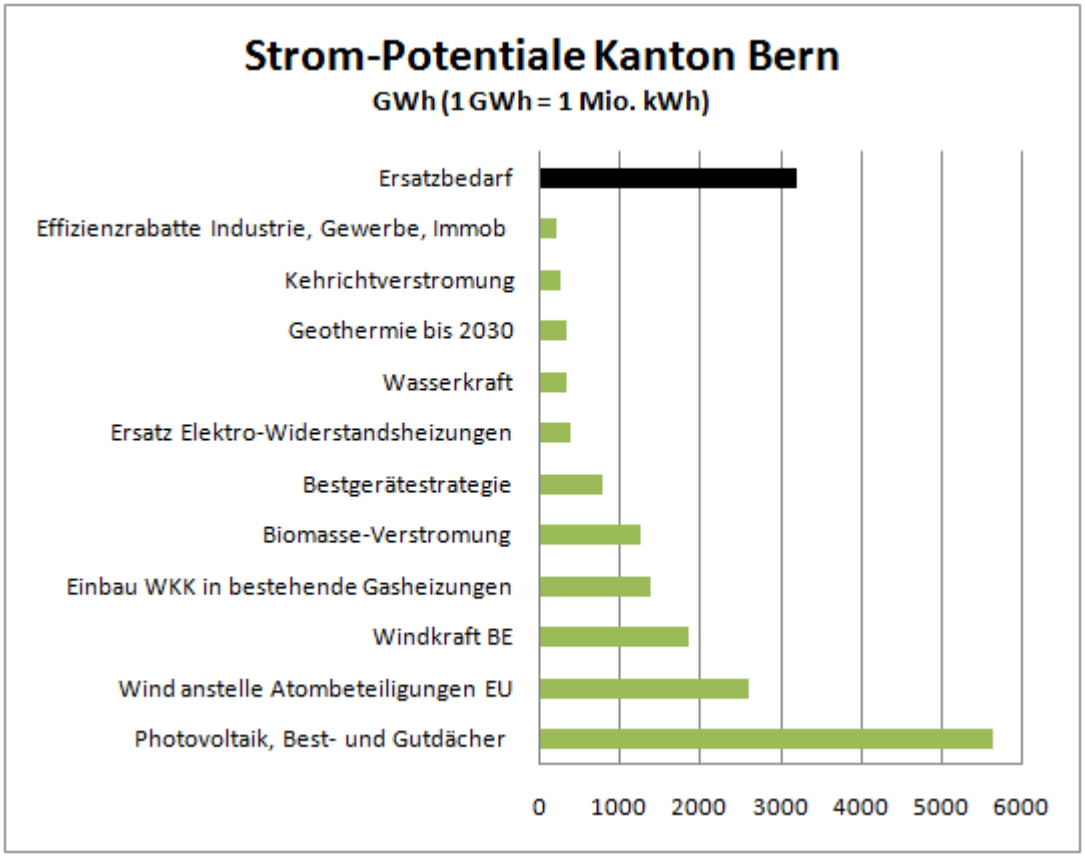
Bern erneuerbar!

Ein Kanton unterwegs zur Vollversorgung mit erneuerbaren Energien

DR. RUDOLF RECHSTEINER, BASEL

April 2008

Im Auftrag der Grünen Kanton Bern



1. EXECUTIVE SUMMARY

Der Kanton Bern besitzt alle Voraussetzungen, um sich in Zukunft aus erneuerbaren Energien voll zu versorgen. Allein bei der Stromerzeugung betragen die Potentiale ohne übermässige Beanspruchung von Landschaften mehr als 15000 GWh oder rund das **Fünffache des Ersatzbedarfs** (3200 GWh oder ungefähr Produktion von Mühleberg). Berechnet man auch noch die **technischen** Potentiale von Wind, Sonne und Geothermie, so ist **250 mal mehr Strompotential vorhanden als der Kanton Bern derzeit verbraucht**.

Die erneuerbaren Energien befinden sich weltweit auf einer dynamischen Aufholjagd, mit jährlichen Zuwachsraten der Neuinstallationen von 30% bis 50% (Wind und Sonne). Viele erneuerbare Energien und nahezu alle Investitionen in die Energieeffizienz sind heute wirtschaftlich, wenn man die Gestehungskosten über den Lebenszyklus der Anlagen rechnet. Wo dies noch nicht der Fall ist – Photovoltaik – versprechen Massenproduktion und Innovationen eine rasche Verbilligungbis hin zur Wettbewerbsfähigkeit im nächsten Jahrzehnt.

Die Kosten der nichterneuerbaren Energien haben sich demgegenüber seit dem Jahr 2000 verdreifacht (Öl, Erdgas), verdoppelt (Kohle) bzw. verzehnfacht (Uran). Und der Ölpreis wird bei 100$ pro Fass nicht halt machen. Mit Energieeffizienz und erneuerbaren Energien sparen die Konsumentinnen und Konsumenten deshalb nicht bloss Energie, sondern auch Geld.

Einheimische Energien = einheimische Wirtschaft

Erneuerbare Energien und Energieeffizienz sind meistens einheimisch. Bauern, Gewerbe, mittelständische Betriebe und Industrie können profitieren; es entstehen neue lokale Wirtschaftszyklen, nicht zuletzt in ländlichen Regionen. Dies ist bei den nichterneuerbaren Energien kaum der Fall.

Mit erneuerbaren Energien erhält die Bevölkerung die Gewissheit, dass die Versorgungssicherheit tatsächlich gewährleistet ist. Weder Unfälle, Emissionen oder Abfälle belasten die Bevölkerung, noch besteht die Gefahr von Lieferrisiken oder Terroranschlägen.

Kantonale Massnahmen

„Bern erneuerbar“ setzt auf drei Stossrichtungen:

- Im Gebäudesektor leistet die Energieeffizienz den grössten Beitrag.
- Im Verkehrssektor besteht die Lösung aus einem Mix aus öffentlichem Verkehr, Hybridfahrzeugen und erneuerbarem Strom.
- Der Strom-Mix stammt wird breiter diversifiziert und beruht auf erneuerbaren Energien. Die Wasserkraftwerke werden modernisiert und ihre Leistung auf Spitzenzeiten fokussiert.

Bei den gesetzlichen Massnahmen stehen **Verbrauchsstandards** nach dem besten Stand der Technik, die **Vereinfachung von Bewilligungsverfahren** und ein kantonales **Förderprogramm** im Zentrum. Auf eidgenössischer Ebene sollten spätestens ab 2012 die geltenden Beschränkungen der Einspeisevergütung gänzlich beseitigt werden. Allenfalls könnte der Kanton Bern kantonale Einspeisevergütungen prüfen, um die erneuerbaren Energien voran zu bringen.

Drei mögliche Stromstrategien

Strategie	*Zielsetzung*	*Potentiale*
Bodenständig	*maximale Wertschöpfung im Kanton Bern*	*3696 GWh*
Europäisch	*maximale Gewinne dank europäischer Vernetzung*	*4779 GWh*
Innovativ	*Investition in Zukunftstechnologien (Photovoltaik, Geothermie)*	*3896 GWh*

Im Stromsektor sind die Handlungsspielräume sehr gross. Alle drei Strategien – bodenständig, europäisch oder innovativ – können mit der Wasserkraft zusammen den ganzen Bedarf abdecken. Auch ein Wachstum des Stromverbrauchs, bedingt durch die Umstellung von fossilen Fahrzeugen auf Strom, kann aus erneuerbaren Quellen voll gedeckt werden.

Rolle der Elektrizitätswerke

Eine spezielle Bedeutung hat die Geschäftsstrategie der Bernischen Kraftwerke (BKW). Die BKW sollten schon aus rein wirtschaftlichen Überlegungen

a) Auf Kohle-, Gas und Atomkraftwerke verzichten und
b) in Windfarmen im In- und Ausland investieren oder
c) die hohen Erträge aus dem Stromgeschäft verstärkt dem Kanton abliefern, damit sie für die Entwicklung der einheimischen Energien zur Verfügung stehen.

Wirtschaftlich riskant ist die Beteiligung an Gas- und Kohlekraftwerken deshalb, weil ab 2013 die CO_2-Emissionen in der ganzen EU kostenpflichtig werden. Zudem haben sich Gas, Kohle und Uran stark verteuert.

Windimporte statt Atomimporte

Der Erwerb von Windstrom kombiniert mit einer stärker fokussierten Bewirtschaftung der bernischen Wasserkraft ist naheliegend. Die Windenergie verdoppelt ihre Kapazitäten weltweit circa alle drei Jahre. Mit der Zunahme des Windanteils im europäischen Strom-Mix (derzeit 4%) steigen auch die Preisausschläge für Spitzenenergie – und bei Starkwind kann ausländischer Strom noch billiger als bisher eingekauft werden. Windfarmen lassen sich rasch erstellen (1-2 Jahre) und sind seit dem Anstieg der Gaspreise die kostengünstigste Energie weltweit.

Diversifikation = Sicherheit

Auch ohne europäische Vernetzung – mit den Strategien „bodenständig“ und „innovativ“ – kann die Stromversorgung ganz auf erneuerbare Energien umgestellt werden. Die Versorgungssicherheit wird durch Diversifizierung dauerhaft verbessert. Eine solche Umstrukturierung ist weltweit in hohem Tempo im Gang, wie die Zuwachsraten bei Wind, Sonne und Biomasse belegen. Die neuen Techniken sind kostensicher, denn Wind und Sonne werden dauerhaft kostenlos bleiben, und die Rentabilität ist durch gesetzlich garantierte Einspeisevergütungen abgesichert. Die Umstellung auf erneuerbare Energien ist deswegen unaufhaltsam.

Energieeffizienz + Einfache Bewilligungsverfahren
+ Nutzflächen + Einspeisevergütungen =
saubere und sichere Versorgung!

1. EXECUTIVE SUMMARY 2
2. 100-$-ERDÖL: ENERGIEPOLITIK AM WENDEPUNKT 6
100-$-ERDÖL UND GASKRAFT 7
100-$-ERDÖL UND KOHLEKRAFT 10
100-$-ERDÖL UND ATOMKRAFT 11
AUSWIRKUNGEN DER CO_2-POLITIK AUF DIE STROMERZEUGUNG 15
100-$-ÖL UND ERNEUERBARE ENERGIEN 18
ERFOLGE DANK EINSPEISEVERGÜTUNGEN 20
PHOTOVOLTAIK 22
SOLARSTROM OHNE SOLARZELLEN 24
ENERGIEEFFIZIENZ ALS BACKSTOPP-TECHNIK 25
GROSSE POTENTIALE IN DER WÄRMETECHNIK 25
IMPULSE IM VERKEHR 25
3. FOKUS SCHWEIZ 28
BEABSICHTIGTER AUSBAU DER ATOMKRAFT 28
VERÄNDERUNG DER POLITISCHEN MEHRHEITEN 34
TRÄGER DES WACHSTUMS 37
4. FOKUS BERN 38
VERKEHR 38
GEBÄUDE, DIENSTLEISTUNGEN, INDUSTRIE UND LANDWIRTSCHAFT 38
STROMSEKTOR 39
5. QUANTIFIZIERUNG DES BEDARFS FÜR DEN KANTON BERN 43
6. POTENTIALE DER ERNEUERBAREN ENERGIEN 45
BIOMASSE 45
KEHRICHTVERSTROMUNG 46
WINDENERGIE 47
WINDIMPORT STATT ATOMIMPORT 51
GEOTHERMIE 53
PHOTOVOLTAIK 54
WASSERKRAFT 61
PUMPSPEICHERUNG KOMBINIERT MIT EUROPÄISCHER WINDENERGIE 62
7. POTENTIALE DER ENERGIEEFFIZIENZ 64
EINSPARUNGEN DURCH BESTGERÄTESTRATEGIE 65
EFFIZIENZRABATTE FÜR INDUSTRIE UND GEWERBE - REDUKTION DER STANDBY-VERLUSTE 66
ERSATZ VON ELEKTRO-WIDERSTANDSHEIZUNGEN 67
STROMERZEUGUNG MITTELS WÄRME-KRAFT-KOPPLUNG 68
8. POTENTIALE IN DER GESAMTSCHAU 69
ÜBERSICHT UND UMSETZUNG 70
OPTIONEN MIT HOHEN UMSETZUNGSCHANCEN 71
OPTIONEN MIT MITTELFRISTIGEN UMSETZUNGSCHANCEN 72
DREI MÖGLICHE STRATEGIEN 74
WIRTSCHAFTLICHKEIT 77

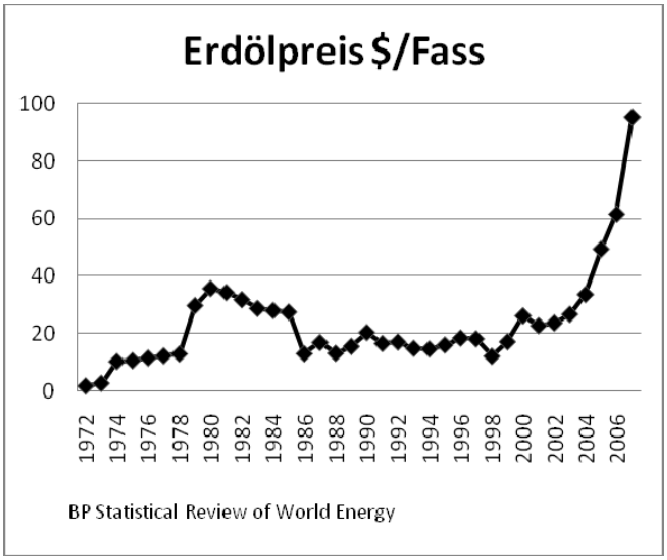
9. ENERGIEPOLITISCHE AGENDA 78

10. ANHANG 85

MODELL EINER KANTONALEN PV-FÖRDERUNG 85

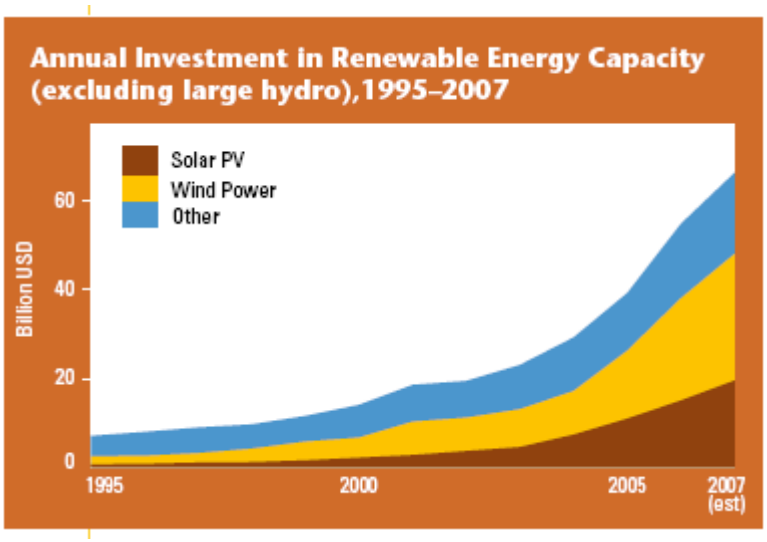
2. 100-$-Erdöl: Energiepolitik am Wendepunkt

Die Energiepolitik befindet sich an einem Wendepunkt. Die Erdölpreise sind im Winter 2007 erstmals auf über 100 $ gestiegen, angetrieben von der wachsenden Nachfrage bei global stagnierendem Angebot. Die Erdgaspreise folgen mit geringen Preisdifferenzen in der Regel dem Ölpreis. Erdgas eignet sich unter anderem als Treibstoff; seine Nachfrage orientiert sich deshalb an der Entwicklung des Verkehrssektors. Erdgas und Erdöl dürften sich deshalb ungefähr im selben Ausmass weiter verteuern.



Figur 1 der Anstieg der Ölpreise verspricht, anders als in den 70er Jahren, ein dauerhafter zu sein. Mehr als die Hälfte der weltweit verfügbaren, konventionellen Ölreserven sind verbraucht.[1]

Die Verteuerung der fossilen Energieträger hat die Rentabilität von Investitionen in erneuerbare Energien und Energieeffizienz schlagartig verbessert. Es wird in einem noch nie da gewesenen Ausmass weltweit in erneuerbare Energien investiert. Viele dieser Technologien treten damit erstmals in die Phase der Massenproduktion.



<u>Figur 2</u> 2007 war im Bereich der erneuerbaren Energien erneut ein Rekordjahr. Die Investitionen stiegen von 30 Mrd. $ (2004) auf über 60 Mrd.$. (Quelle: REN/ RENEWABLES 2007 Global Status Report)

Bisher anerkannte die Strombranche nur die Wasserkraft als leistungsfähige erneuerbare Kraftwerkstechnik.

[1] Daten: BP Statistical Review of World Energy 2007, zum aktuellen Ölverbrauch siehe Colin Campbell, Aspo Ireland Newsletters www.peakoil.net

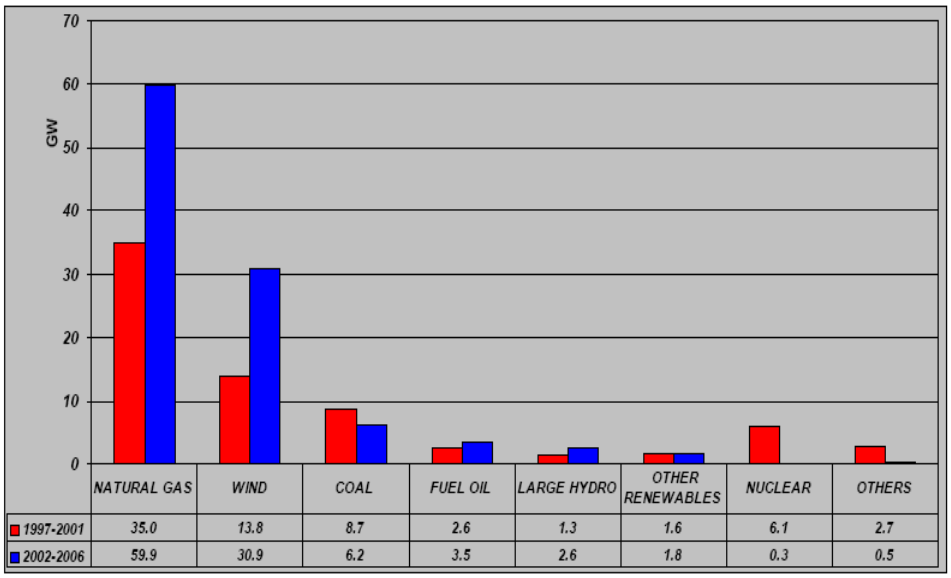
Wasserkraft deckt heute rund 16% des weltweiten Strombedarfs; in den Industrieländern ist nur noch ein beschränkter Ausbau möglich.

Anders bei den neuen erneuerbaren Energien: Das physische Potential der Windenergie ist rund 1000 mal, jenes der Sonnenenergie rund 40‘000 mal grösser als jenes der Wasserkraft. Gelingt es, einige Promille dieser Potenz kommerziell zu erschliessen, können alle menschlichen Bedürfnisse umweltschonend und dauerhaft befriedigt werden. Es geht um unerschöpfliche Ressourcen, die so reichlich vorhanden sind, dass auch ein tausendfach höherer Verbrauch als heute zu bleibend tiefen oder sogar sinkenden Kosten möglich ist.

Der Preis von Wind- und Solarstrom besteht ausschliesslich aus Nutzungskosten: Finanzierung der Anlagen (zB. Sonnenkollektoren, Solarzellen, Windturbinen), Kosten für Unterhalt, Pacht, Versicherung und Netzmanagement. Brennstoffkosten entstehen keine. Man spricht deshalb von Backstopp-Techniken.

100-$-ERDÖL UND GASKRAFT

Der Ölpreis steht in einem direkten Zusammenhang mit den Strompreisen. In den letzten Jahren gehörten Gaskraftwerke zu den am häufigsten verkauften Anlagen zur Stromerzeugung, gefolgt von Windkraft und Kohle. Der Anstieg der Ölpreise wirkt sich im Umfang des Gasanteils auch auf den Strompreis aus.



Figur 3
In Europa wurde stark in Gaskraftwerke investiert. Wind steht auf Platz 2. Die Erhöhung der Gaspreise macht den Ausbau der Windenergie noch attraktiver. (Grafik: EWEA)

Ein Ölpreis von 100 $ pro Fass entspricht rund 70 Rappen pro Liter.[2]

Ein Liter Erdöl enthält 10 kWh (Wärmeinhalt); 100$-Erdöl entspricht somit einem Preis von 7 Rappen pro kWh (Wärmeinhalt). Um 1 kWh Strom zu erzeugen braucht es mindestens 3 kWh Dieselöl (Ölkraftwerk, Wirkungsgrad ca. 33%), aber nur 1,7 kWh Erdgas (Gasturbinen-Kraftwerk mit hohem Wirkungsgrad, derzeit max. 59%).

[2] 100 $ = 110 SFR; 1 barrel =159 l

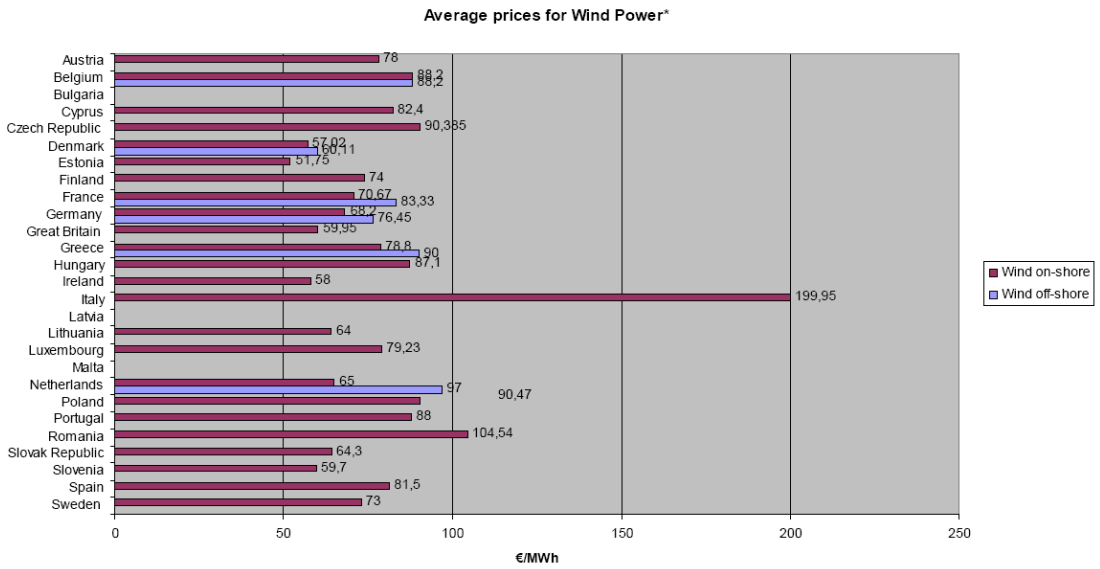
Bei 100$-Öl kosten somit die **Brennstoffkosten** für Ölkraftwerke **über 20 Rp./kWh**; mit Erdgas (zum Ölpreisäquivalent von 100$) kommen die Brennstoffkosten auf mindestens **11 Rp./kWh** (in älteren Anlagen mehr).

Dazu kommen in beiden Fällen die Kapital- Unterhalts- und Personalkosten des Kraftwerks und die Emissionsgebühren (CO_2-Abgaben, Emissions-Zertifikate usw.). Geht man davon aus, dass Gaskraftwerke rund 3 Rp./kWh Kapital- und Betriebskosten aufweisen, so wird diese Technik bei einem Gaspreis von 7 Rp./kWh und mehr wirtschaftlich uninteressant zur Deckung der Grundversorgung.

Gestehungskosten für Strom aus Gaskraftwerken bei 100 $-Erdöl

Brennstoffkosten bei Gasturbine mit 59% Wirkungsgrad	11 Rp./kWh
Kapitalkosten, Betrieb und Unterhalt	3 Rp./kWh
CO_2-Abgabe von SFr. 35/t CO_2 (oder Kompensation)	>1 Rp./kWh[3]
Gestehungskosten pro kWh aus Gaskraftwerken	> 15 Rp./kWh

Einspeisevergütungen für Windenergie



Figur 4 Einspeisevergütungen für Windstrom in Europa 2006;
(60 €/Mwh= 6 €-Cents/kWh; Grafik: EREF)

Die Kosten der Windenergie in Europa lassen sich aus den aktuellen Einspeisevergütungen ableiten. Es werden nämlich nur rentable Projekte realisiert, also solche, die sich mit den geltenden Einspeisevergütungen rechnen!

[3] Für Gaskraftwerke gelten seit 2008 in der Schweiz besonders strenge CO_2-Kompensationsbestimmungen. Über die Höhe dieser Kosten ist wenig bekannt, denn die einzelnen Massnahmen werden in einem Vertrag mit dem Bundesamt für Umwelt (Bafu) festgelegt und sind nicht transparent. Weil verschiedene Schweizer Kraftwerkbetreiber ihre Bauabsichten inzwischen revidiert haben ist es sicher richtig zu sagen, dass die spezifischen Kosten höher liegen als die CO_2-Abgabe von 1,1 Rp./kWh.

Die üblichen Vergütungen lagen 2006 zwischen 5 und 9 Euro-Cent/kWh[4] und entsprechen 8- 14 Rp./kWh[5]. Windstrom liegt damit heute bereits unter den Gestehungskosten für Strom aus Erdgas. Denn Erdgas muss – wegen der Konvergenz der fossilen Energiepreise – mit der Zunahme des grenzüberschreitenden Gashandels – in ganz Europa zum Preisäquivalent von Erdöl beschafft werden.

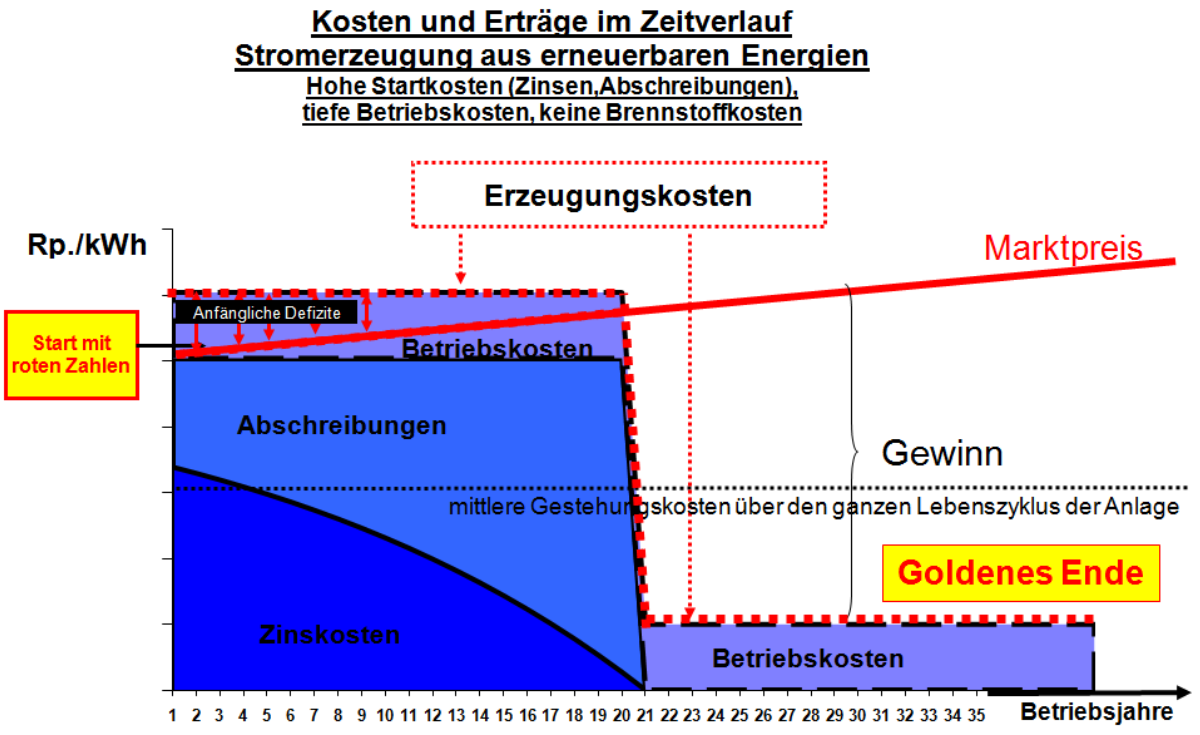
Die Einspeisevergütungen für Windenergie gelten für *Neu*anlagen in den ersten 10-20 Jahren ab Erstellung. Danach werden sie aus der festen Vergütung entlassen, die Turbinen produzieren aber noch für längere Zeit Strom. Von der Wasserkraft weiss man, was das heisst: Strom aus abgeschriebenen Anlagen kostet 2-3 Rp./kWh; am geöffneten Strommarkt beträgt der Erlös derzeit 7-12 Rp./kWh, in Spitzenzeiten bedeutend mehr.[6] Ist die reguläre Abschreibungsfrist durchschritten, werden Windkraftwerke kommerziell erst recht interessant und bringen den Investoren ein *Golden End.*

Dazu kommt die Kostensicherheit der Windenergie. Wenn die Ölpreise und damit die Erdgaspreise weiter ansteigen, steigen auch die Stromgestehungskosten. Windenergie bliebt hingegen dauerhaft gratis, weil die Primärenergie frei verfügbar ist (siehe nachfolgende Grafik).

[4] EREF: European Renewable Energies Federation (EREF): Prices for Renewable Energies in Europe:Feed in Tariffs versus Quota Systems – a comparison Report 2006/2007 E R E F

[5] Ausnahme: Italien, wo ein teures Zertifikatesystem den Preis für Windenergie künstlich hoch hält.

[6] Bei der Atomenergie ist es gerade umgekehrt: nachdem ein AKW abgeschaltet ist, verbleiben Entsorgungskosten und Risiken über Hunderte oder Tausende von Jahren, für die am Ende die Allgemeinheit aufkommen muss.



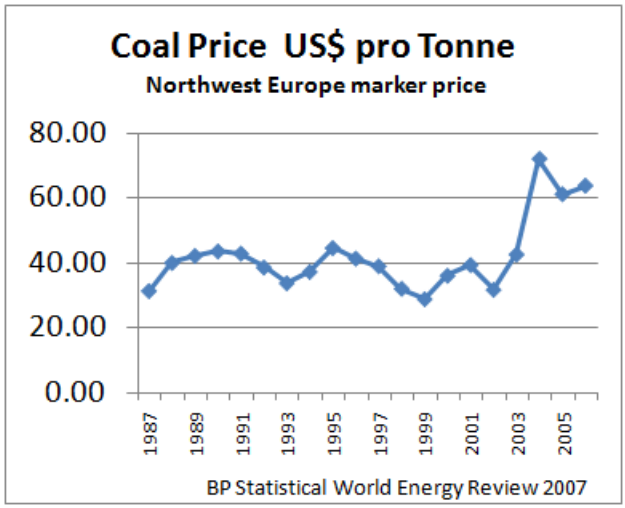
Figur 5 Aufwand und Ertrag von Kraftwerken mit erneuerbaren Energien im Zeitverlauf

Die erneuerbaren Energien arbeiten mit hohen Einstiegskosten zu Beginn (Kapitalbeschaffung, Zinsen, Amortisation). Sind die Abschreibungen nach 15 bis 20 Jahren getätigt und ist das Fremdkapital getilgt, folgt für die Investoren das Goldene Ende. Kann das Wasser-, Wind- oder Solarkraftwerk über die reguläre Abschreibungsfrist hinaus weiter betrieben werden, entstehen während Jahren oder Jahrzehnten hohe Gewinne. Die Finanzierungskosten fallen dann weg, Brennstoffkosten entstehen keine und die variablen Kosten umfassen lediglich Betrieb und Unterhalt. Ein Entsorgungsproblem mit Kostenfolgen besteht bei erneuerbaren Energien ebenfalls nicht, ebenso wenig gibt es CO2-Emissionen oder langlebige Abfälle.
Windkraftwerke werden heute auf 15 bis 20 Jahre kalkuliert und finanziert, laufen aber häufig länger als 20 Jahre. Der ***Gestehungspreis pro kWh über den gesamten Lebenszyklus*** *dürfte deshalb nur etwa* ***zwei Drittel der Höhe der anfänglichen Einspeisevergütung*** *betragen.*

100-$-Erdöl und Kohlekraft

Seit dem Anstieg der Ölpreise diversifizieren viele Stromerzeuger verstärkt in Richtung Kohle, ganz besonders in China und Indien. Kohle hat aber ihre eigene Risiken: Es gelten zwar tiefere Brennstoffkosten als bei Öl und Gas, doch auch die Kohlepreise steigen an, die leicht erschliessbaren Reserven werden häufig überschätzt[7] und im Rahmen des Emissionshandels ist mit steigenden CO_2-Preisen zu rechnen.

[7] Werner Zittel/Jörg Schindler: COAL: RESOURCES AND FUTURE PRODUCTION, Energy Watch Group 2007



Figur 6 Kohlepreise Europa und Preisentwicklung von Kohlekraftwerken (Quellen: BP/BWE)[8]

Kohle ist heute die einzige Technik, welche der Windenergie preislich noch Paroli bieten kann. Doch für Investoren bestehen auch hier bedeutende Risiken: Die Kohlepreise tendieren nach oben. Und der Preis neuer Kohlekraftwerke ist, bedingt durch die steigenden Stahlpreise, noch stärker angestiegen als der Preis von neuen Windturbinen.

Kohle weist pro Energieeinheit den höchsten CO_2-Gehalt auf, wodurch erhebliche Preisrisiken für die Investoren entstehen, wenn die CO_2-Politik verschärft wird. Die Europäische Union hat im Januar 2008 angekündigt, dass die CO_2-Emissionsrechte im europäischen Emissionshandel ab 2013 versteigert und nicht mehr verschenkt werden.[9] Der Emissionshandel hat bisher wegen der zu hohen Zertifikate-Ausgabe den Kohlestrom nur unwesentlich verteuert. In vielen Fällen wurden die Betreiber von Kohlekraftwerken eher noch belohnt – wegen der gratis verschenkten Zertifikate (Gratis-Verschmutzungsrechte). Dies könnte sich mit den Beschlüssen der EU nun ab 2013 ändern. Es verwundert deshalb nicht, dass nun auch die alten, etablierten Stromkonzerne (Eon, RWE, Electricité de France[10], British Energy) ihr Portfolio in Richtung Windenergie diversifizieren möchten.

100-$-Erdöl und Atomkraft

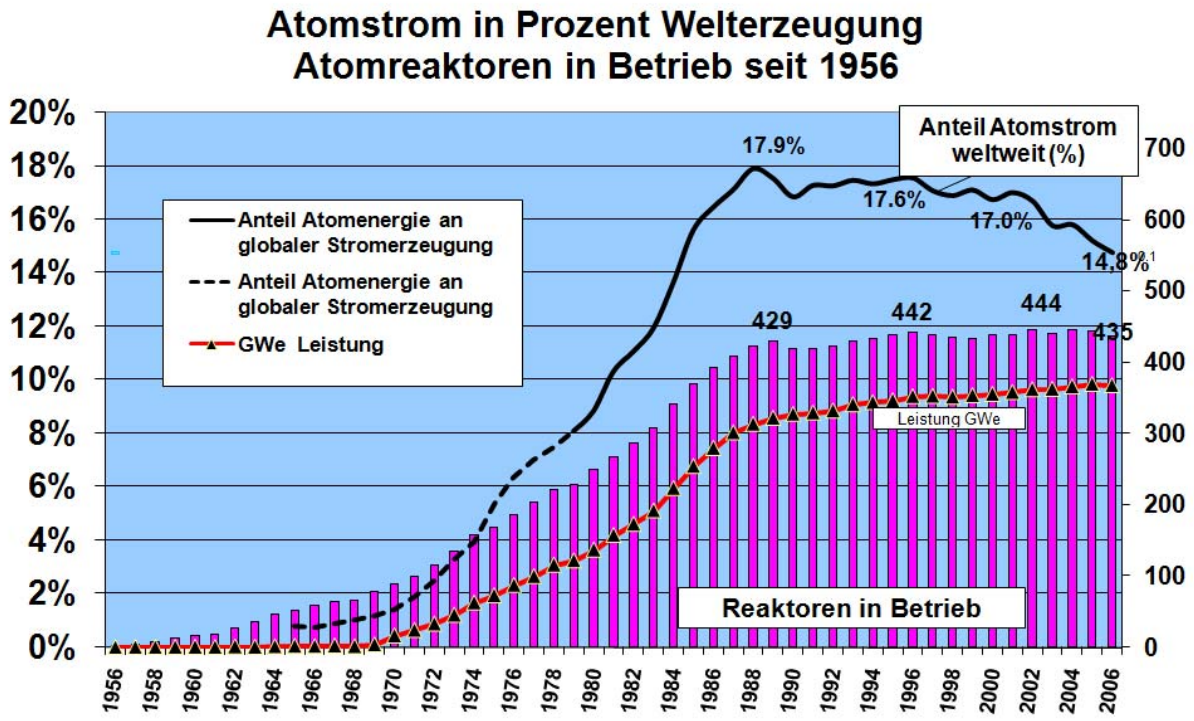
Die Atomlobby kündigt seit einigen Jahren eine Renaissance an. Tatsächlich jedoch stagnieren die Kapazitätserweiterungen auf tiefem Niveau. Der Bestand an Atomreaktoren ist überaltert und der Marktanteil rückläufig. Sogar die atomfreundliche Neue Zürcher Zeitung spricht von einer „sterbenden Branche“.[11]

[8] Quelle: Handelsblatt, abgedruckt in: Stellungnahme des Bundesverband WindEnergie (BWE) zum EEG-Referentenentwurf Berlin 14.11.2007

[9] Proposal for a DECISION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on the effort of Member States to reduce their greenhouse gas emissions to meet the Community's greenhouse gas emission reduction commitments up to 2020

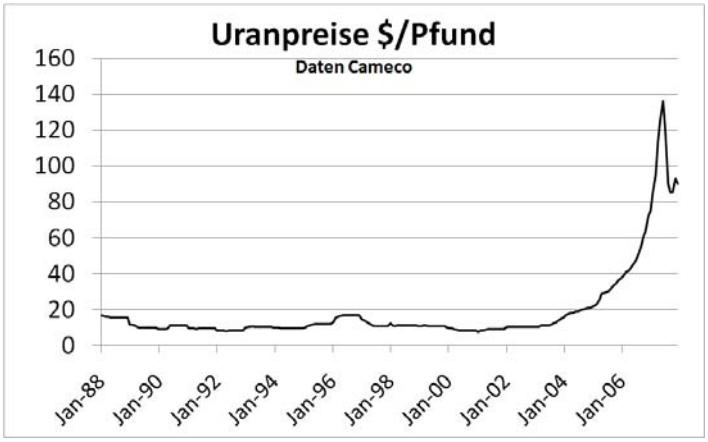
[10] Die Electricité de France hat im Frühjahr 2008 kund getan, den spanischen Stromkonzern Iberdrola kaufen zu wollen. Iberdrola ist der weltweit grösste Betreiber und Besitzer von Windfarmen mit einem Bestand von rund 10 GW Windenergie und neuen Projekten im Umfang von über 40 GW, siehe Windpower Monthly Magazine March 2008 p. 35)

[11] Neue Zürcher Zeitung 25.1.2008



Figur 7 Entwicklung der Anzahl Atomreaktoren und des Marktanteils am Stromverbrauch, weltweit (Daten IAEA)

Wie bei Öl und Gas besteht auch beim Brennstoff Uran ein Kostenrisiko, und zwar hinsichtlich Beschaffung wie auch Entsorgung. Dazu kommen hohe Risiken bei der Betriebssicherheit. Passiert irgendwo auf der Welt ein weiterer grosser Unfall wie in Tschernobyl, oder ein Terroranschlag , dann droht den Betreibern in vielen Ländern unmittelbar die Schliessung.



Figur 8

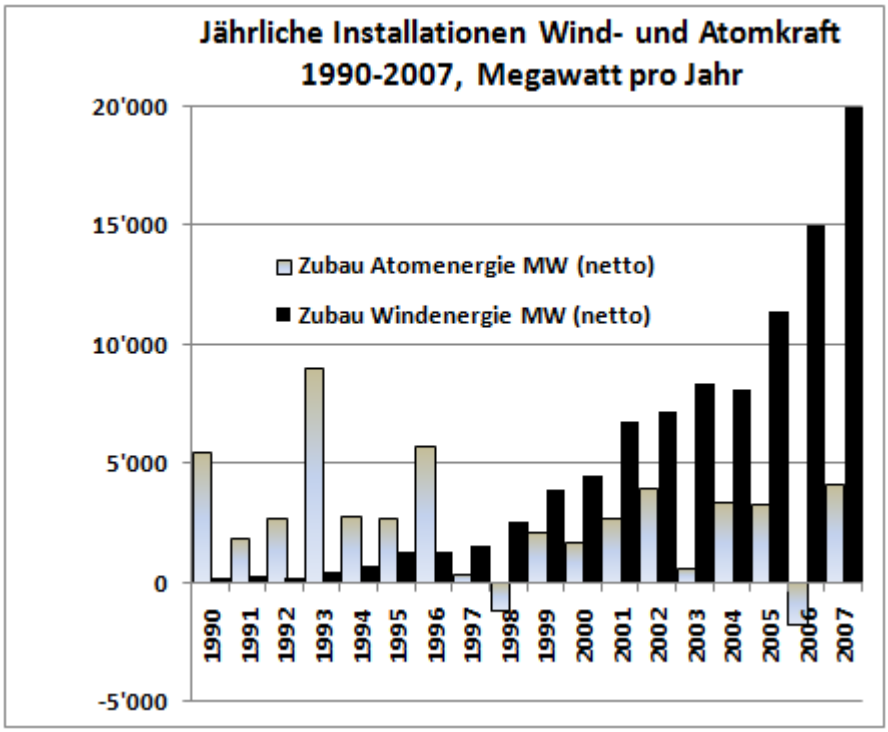
Entwicklung der Uranpreise (Quelle: Cameco[12])

Die Uranpreise haben sich wegen der Verknappung des Angebots in den letzten fünf Jahren verzehnfacht. Die Ressourcenbasis für einen

[12] Cameco: Uranium Price, Long term history, http://www.cameco.com/investor_relations/ux_history/complete_history_long_term.php

starken Ausbau des nuklearen Kraftwerkparks ist ohne Schnellen Brüter nicht gegeben. Schnelle Brüter – sie produzieren mehr spaltbares Material (Plutonium) als sie verbrauchen – sind aber nirgends auf der Welt kommerziell in Betrieb und bilden für sich ein grosses Risiko.

Wäre die Atomenergie so billig wie ihre Vertreter es behaupten (die Axpo spricht von völlig 4-6 Rp./kWh[13]), wäre weltweit längst ein Bauboom an neuen AKWs im Gang. In Wirklichkeit ist Atomenergie für private Investoren nach wie vor unattraktiv. Es häufen sich zwar Absichtserklärungen und Ankündigungen, man wolle neue Atomkraftwerke prüfen, tatsächlich gehen aber nur wenige neue Atomkraftwerke neu in Bau oder in Betrieb.



Figur 9 Windenergie boomt, Atomenergie stagniert (Quelle: IAEA/PRIS; Windpower Monthly)

Die Gründe für die Stagnation der Atomenergie fasste die Neue Zürcher Zeitung in einem Bericht über die britische Atomindustrie wie folgt zusammen:

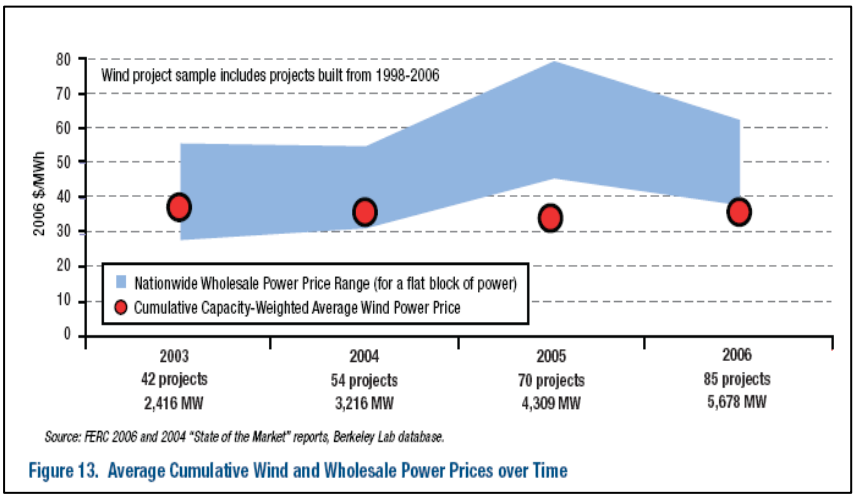
„Dass die heutigen Zusagen der Regierung allerdings bereits schon ausreichen, um der Kernenergie in Grossbritannien zu einer neuen Renaissance zu verhelfen, darf bezweifelt werden. Mit dem grünen Licht für den Bau von neuen Atomkraftwerken werden zwar auch der Planungsprozess und die Lizenzierung vereinfacht. Dennoch fehlen bis anhin die ökonomischen Voraussetzungen; das politische Ja ist damit noch blutlos. Anders als in Frankreich, wo die Atomstrom-Produzenten Subventionen erhalten, will die britische Regierung die neuen Atomkraftwerke auf rein privatwirtschaftlicher Basis bauen. Bei Erdölpreisen von 100 Dollar dürfte sich das rechnen. Doch die Energiepreise können fallen, und die Unternehmen werden auf langfristigen Preis- oder Abnahmegarantien beharren, bevor sie die milliardenschweren Investitionen tätigen. Genau diese Garantien gibt es aber nicht. Zudem besteht für die Firmen keine sichere Kalkulationsbasis für die Kosten der Stilllegung der Kraftwerke am Ende ihrer Lebenszeit sowie der Entsorgung des Atommülls. Bevor die Energieunternehmen investieren, werden sie ferner auch sicher sein wollen, dass das Bekenntnis zur Atomenergie mehrere Parlamente überlebt und nicht plötzlich mit einem Kurswechsel zu rechnen ist.“ [14]

[13] Axpo Studie «Stromperspektiven 2020», Strom für heute und morgen S. 83

[14] Neue Zürcher Zeitung 25.1.2008

Ein Teil des Problems besteht darin, dass die Atomenergie Preisnehmerin ist: sie liefert Bandenergie, die sich bei tiefen Preisen nicht abstellen lässt. Windet es stark, verdrängt die Windenergie die teuren Kraftwerke aus dem Markt (sog. merit-order-Effekt). Die Marktpreise sinken mit steigendem Windanteil zunehmend öfter unter die Gestehungskosten für jene Grundlastkraftwerke, die sich nicht regulieren lassen. Kohle- und Atomkraftwerke sind davon besonders betroffen, was einen Teil der Feindseligkeit dieser Branchen gegenüber den erneuerbaren Energien erklärt.

Gaskraftwerke weisen demgegenüber sehr geringe Fixkosten auf und können die neuen erneuerbaren Energien massgeschneidert ergänzen (gleich wie Speicher- und Pump-Speischer.Kraftwerke mit Wasserkraft). Der Windboom verträgt sich deshalb gut mit einem Ausbau der Wasserkraft und einer Reserve-Bewirtschaftung auf Erdgasbasis. Werden Gaskombikraftwerke nur während kurzen (Spitzen-)Zeiten zugeschaltet, in denen der Markt hohe Preise hergibt, kann ihr Betrieb auch dann profitabel sein, wenn die Gaspreise recht hoch sind und jene von Strom aus Atomkraftwerken weit übersteigen . Kohle- und Atomenergie werden von den neuen erneuerbaren Energien hingegen zunehmend verdrängt, weil sie Strom zu den „falschen" Zeiten liefern, wenn der Wind bläst und die Sonne scheint.



Figur 10 In den USA liegen die Kosten für Windstrom meistens unter den Strom-Grosshandelspreisen. Auch in den USA findet der Wind-Boom statt.

(Quelle: Wyser / Bollinger, Department of Energy, Washington 2006)[15]

Wegen der langen Bauzeiten für neue Atomkraftwerke macht es für viele Investoren Sinn, lieber auf neue Windturbinen ein oder zwei Jahre zu warten als sich im Bau von neuen Atomkraftwerken zu engagieren, welche, wenn diese dann in zehn oder fünfzehn Jahren fertig gebaut sein sollten, preislich nicht sicher konkurrenzfähig sein werden.

Windenergie ist heute in den USA halb so teuer wie Atomstrom, dessen Kosten (ohne Haftung und Endlagerung) in einer umfassenden US-Studie auf 8,3 bis 11,1 Cents/ kWh beziffert wurden.[16] Diese Zahlen aus atomfreundlichen Kreisen dürften um ca. ein Drittel zu tief liegen, weil sie weder die gestiegenen Uran- und Stahlpreise berücksichtigen, noch die erheblichen Bauverzögerungen und Kostenüberschreitungen beim Bau der jüngsten Reaktor-Generation.

Ein Beispiel für solche Bau- und Kostenüberschreitungen liefert das von der Atombranche lange hochgelobte Werk in Olkiluoto:

[15] Ryan Wiser, Mark Bolinger: Annual Report on U.S. Wind Power Installation, Cost, and Performance Trends: 2006, May 2007 ed. US Department of Energy, p. 13

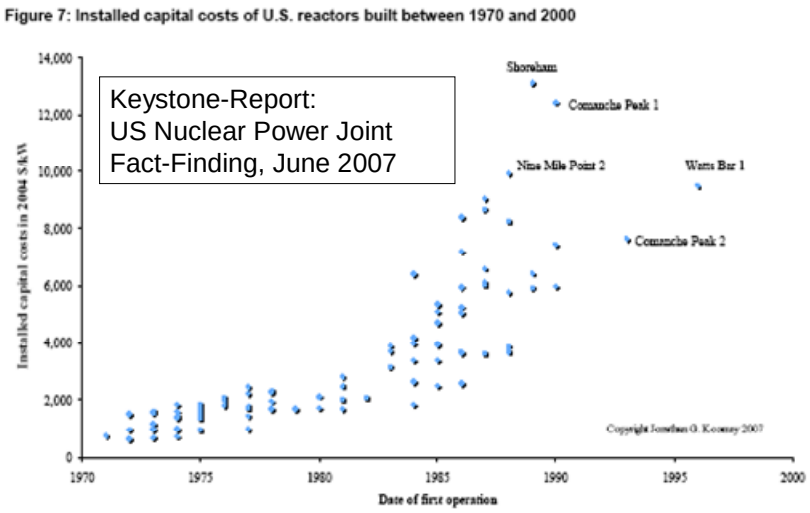
[16] The Keystone Center: NUCLEAR POWER JOINT FACT-FINDING, June 2007, Washington DC

"Flawed welds for the reactor's steel liner, unusable water- coolant pipes and suspect concrete in the foundation already have pushed back the delivery date of the Olkiluoto-3 unit by at least two years…. Olkiluoto-3, the first nuclear plant ordered in Western Europe since the 1986 Chernobyl disaster, is also more than 25 percent over its 3 billion-euro ($4 billion) budget. If Finland's experience is any guide, the ``nuclear renaissance'' touted by the global atomic power industry as an economically viable alternative to coal and natural gas may not offer much progress from a generation ago, when schedule and budgetary overruns for new reactors cost investors billions of dollars."[17]

Ein Ende der herbei beschworenen Atomrenaissance wird durch den Artikel des atomfreundlichen US-Publizisten Ken Silverstein gestützt: „Nuclear Energy Slows Down":

"While nuclear developers are doing the necessary groundwork to build, they still have not committed themselves. Most immediately, the credit markets are weak and the cost of raw materials such as cement, copper and steel is expensive. Those dynamics have caused Berkshire Hathaway's MidAmerican Energy to put off developing a nuclear plant in Idaho as well as South Carolina Electric & Gas to postpone submitting a combined license application to federal regulators… When the first applications were submitted in 2007, the developers had estimated the cost to construct to be in the $4 billion to $6 billion range. ***Now, though, the price is in the $7 billion to $8 billion range*** *-- the single greatest factor causing MidAmerican to get cold feet".* [18]

Kostenexplosion
US-Atom-Reaktoren



Figur 11 Nicht der Unfall von Tschernobyl brachte die Erstellung von US-Atomkraftwerken zum Erliegen, sondern die bereits zuvor eingetretenen Kostenüberschreitungen (Quelle: Keystone Center)[19]

AUSWIRKUNGEN DER CO_2-POLITIK AUF DIE STROMERZEUGUNG

[17] Alan Katz: Nuclear Bid to Rival Coal Chilled by Flaws, Delay in Finland, Bloomberg 5.September 2007; zu Olkiluoto siehe auch: Areva, "First Half 2006 Financial Results," Press Release on Sept. 27, 2006 und Nucleonics Week, "Host of Problems Caused Delays at Olkiluoto-3, Regulators Say," Sept. 13, 2006, pp 3-8. "The original contract cost was $2,350/kW, and current overrun estimates yield a final cost as high as $3,750/kW." http://www.bloomberg.com/apps/news?pid=20601087&sid=aFh1ySJ.lYQc&refer=home

[18] Ken Silverstein, EnergyBiz Insider: Nuclear Energy Slows Down, March 14, 2008, http://www.energycentral.com/centers/energybiz/ebi_detail.cfm?id=477

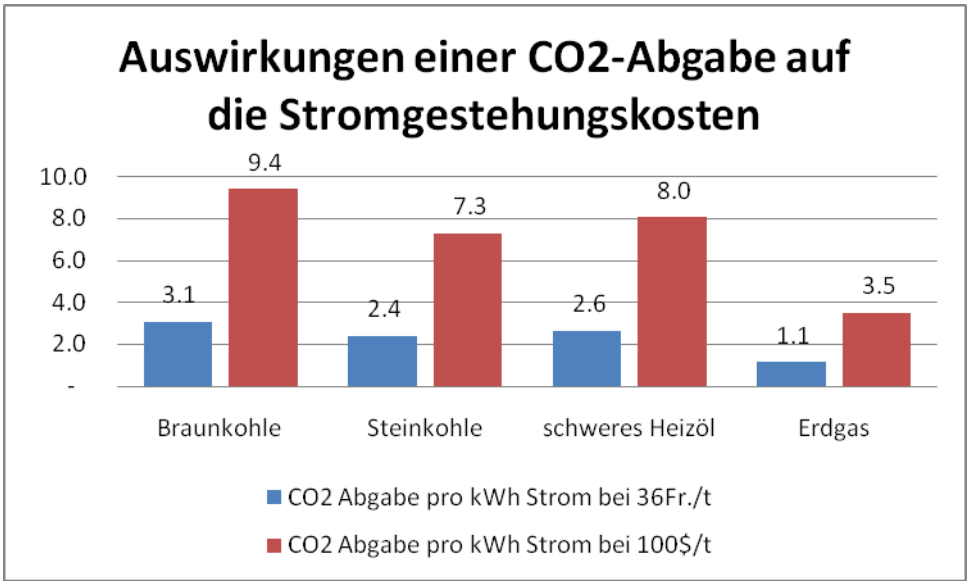
[19] The Keystone Center: NUCLEAR POWER JOINT FACT-FINDING, June 2007, Washington DC, S.31 http://www.keystone.org/spp/documents/FinalReport_NJFF6_12_2007(1).pdf

Die derzeit eingeführte CO_2-Abgabe in der Schweiz belastet Erdgas mit 36 Fr./pro Tonne CO_2, was Brennstoff 0,648 Rp./kWh Brennstoff entspricht. Bei einem Wirkungsgrad von 59% für allerneuste Gaskraftwerke verteuert die CO_2-Abgabe den Strom aus Erdgas um 1,1 Rp./kWh. Steigt die CO_2-Abgabe im Rahmen des europäischen Emissionshandels auf 100$ pro Tonne CO_2, dann verteuern sich neue Erdgaskraftwerke um rund 3 Rp./kWh.

Andere fossile Brennstoffe, die zur Stromerzeugung eingesetzt werden, verteuern sich viel stärker, weil sie nicht nur eine höhere CO_2-Intensität aufweisen, sondern weil sie zudem einen tieferen Wirkungsgrad aufweisen als die modernen Gaskraftwerke.

	(Tonnen Kohlenstoff pro TJ Brennstoffinput)	Bester Wirkungsgrad [20]
Braunkohle	30.6	40%
Steinkohle	25.4	40%
schweres Heizöl	21.3	35%
Diesel / leichtes Heizöl	19.9	35%
Benzin	19.4	35%
Erdgas	15.0	59%

Figur 12 Umrechnungsfaktoren nach CO_2-Intensität und Wirkungsgrade (Quelle: Fritsche 1989) [21]



Figur 13 Verteuerung des Stroms in Rp./kWh durch unterschiedliche CO_2-Kosten

Die CO_2-Abgabe auf Brennstoffen von 36 Fr./Tonne –dies entspricht dem schweizerischen Abgabeniveau ab 2010 – verteuert Strom aus Erdgas um 1,1 Rp./kWh. Für Kohlestrom sind es 2,4 Rp./kWh für Strom aus Steinkohle und 3,1 Rp./kWh für Strom aus Braunkohle. Importstrom aus CO_2-Trägern wird in der Schweiz allerdings nicht besteuert, weshalb sich die grossen Stromversorger darauf konzentrieren, neu Gas- und Kohlekapazitäten jenseits der Schweizer Grenzen aufzubauen.

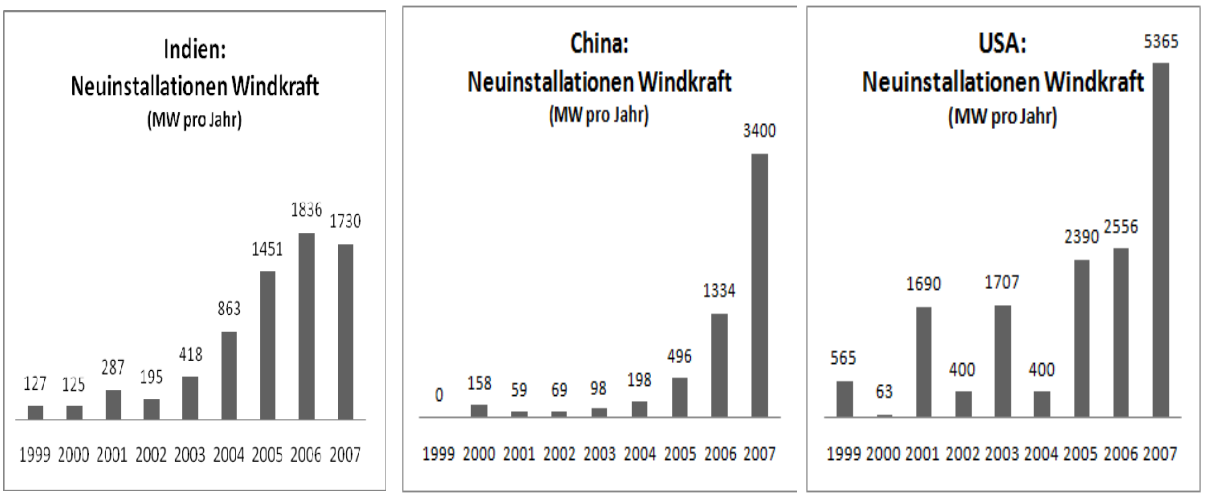
[20] Tony Kaiser (Alstom): Das Potential und die Nutzung von Gas-Kombi-Kraftwerken aus der Sicht der Nachhaltigkeit, 13.9.2007 http://www.forumvera.ch/praesentationen/2007/Gas-Kombi-Kraftwerk_Toni%20Kaiser.pdf

[21] Zitiert in Excel-Tool für die Berechnung von CO2-Emissionen aus stationärer Verbrennung, www.isi.fraunhofer.de/n/tools/excel-tool-vollversion.xls

Dies ist allerdings mit spezifischen Risiken verbunden. Wie stark sich die CO_2-Kosten ab 2012 durch die angesagte Versteigerung von Emissionsrechten verteuern werden, ist heute noch nicht geklärt.

Kohle-Kraftwerke haben jedoch mit der höchsten spezifischen Verteuerung unter allen fossilen Energien zu rechnen. Damit dürfte auch der Kohlestrom – zumindest aus neuen Kraftwerken – definitiv teurer werden als Windstrom (und in Südeuropa möglicherweise auch teurer als Solarstrom aus solarthermischen Kraftwerken) .

In vielen Ländern führt die Kohle zudem zu einem Anstieg der Luftbelastung. Es gibt viele Gründe, weshalb sich auch Länder ausserhalb der EU wie China, Indien und USA den erneuerbaren Energien zuwenden.



Figur 14: Wind-Boom in USA, China und Indien (Quelle: Windpower Monthly)

Besonders strenge CO_2-Bestimmungen für Gaskraftwerke, nicht aber für Treibstoffe

Als die grossen Schweizer Stromkonzerne (EOS, Axpo, BKW und Atel) allesamt in den Jahren 2006 und 2007 den Bau neuer Gaskraftwerke ankündigten, erliess das Schweizer Parlament besonders strenge Bestimmungen. Wer Gaskraftwerke betreiben will, muss nicht bloss die gesetzliche CO_2-Abgabe entrichten, sondern hat die CO_2-Emissionen zwischen 2008 und 2012 zu 70 Prozent im Inland und zu höchstens 30 Prozent im Ausland zu kompensieren. Gaskombikraftwerke dürfen nur bewilligt werden, wenn ein rechtsgültiger Vertrag mit dem Bundesamt für Umwelt über die Kompensation der CO2-Emissionen (Kompensationsvertrag) abgeschlossen wurde.[22]

Diese scharfen CO_2-Bestimmungen kontrastieren stark zur passiven Haltung von Parlament und Bundesrat bei den Treibstoffen, deren CO_2-Emissionen weit über das gesetzlich Zulässige angestiegen sind. Die Rechtsparteien (SVP,CVP, FDP) versuchen mit dieser einseitigen Politik gegen Gaskraftwerke, neuen Atomkraftwerken den Weg zu bereiten. Die Linksparteien (SP und Grüne) unterstützten die harten Bestimmungen für Gaskraftwerke, um eine Konzentration auf erneuerbare Energien und Energieeffizienz (inkl. Wärme-Kraft-Kopplung) zu erreichen.

[22] Verordnung über die Kompensation der CO2-Emissionen von Gaskombikraftwerken vom 21. Dezember 2007

100-$-ÖL UND ERNEUERBARE ENERGIEN

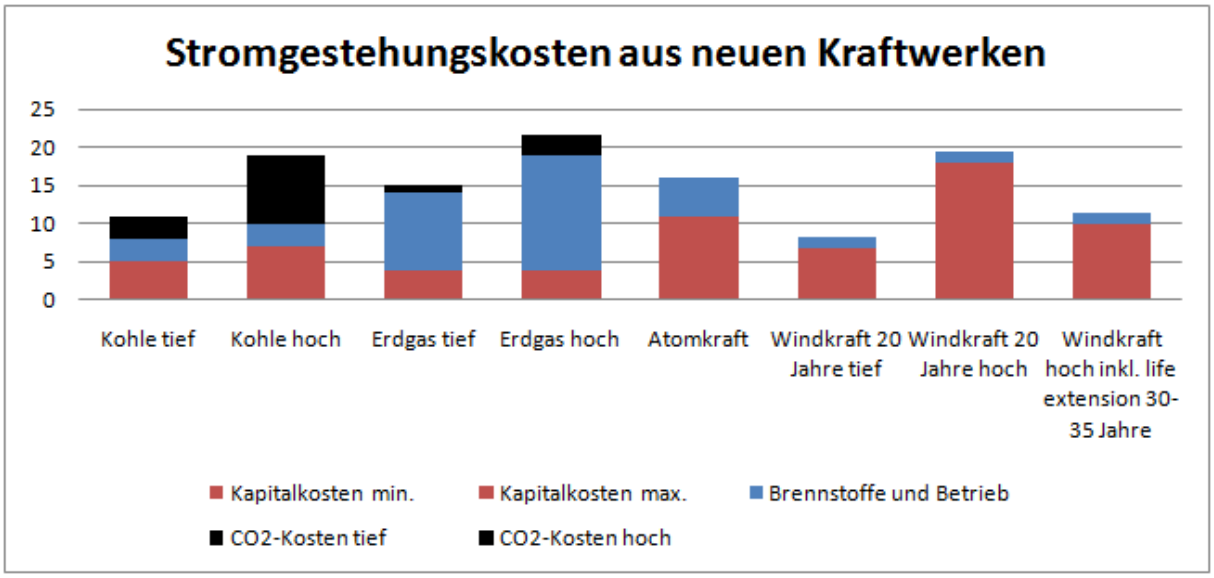
Für private Investoren ist es heute hoch interessant, beim Bau neuer Kraftwerke erneuerbare Energien zu nutzen statt auf fossile und nukleare Techniken angewiesen zu bleiben. Die nichterneuerbaren Energien beinhalten hohe Kostenrisiken, lange Versorgungsketten und Abhängigkeiten sowie grosse Umweltprobleme.

Die Windenergie befindet sich in einem dynamischen Ausbau und hat die Atomkraft punkto Neuinstallationen bereits weit überholt (vgl. Figur 14). Sie wird angesichts ihrer Kostenvorteile und der kurzen Bauzeiten zusammen mit der Solarenergie die herkömmlichen Stromerzeugungsarten stark verdrängen: zuerst werden neue Erdgaskraftwerke (für Grundlast) und der Neubau von Atomkraftwerken verdrängt, später die Kohle, unterstützt durch den Emissionshandel und weitere Klimaschutzmassnahmen. Erneuerbare Energien wie Wind und Sonne weisen erhebliche Vorteile auf:

- Die Bauzeiten von Wind- und Solarkraftwerken sind sehr kurz. Zwischen Bestellung und Inbetriebnahme verstreichen in der Regel weniger als zwei Jahre.
- Weil Wind, Sonne und Erdwärme dauerhaft gratis sind, entfällt das Brennstoffkostenrisiko - ein wirtschaftlich erheblicher Faktor.
- Eine Beschaffung in Etappen ist möglich: von wenigen Kilowatt bis zu Hunderten von Megawatt kann neue Leistung massgeschneidert beschafft werden.
- Die Wind- und Solar-Ressourcen sind einheimisch oder stammen aus einem regionalen Verbund. Eine Abhängigkeit von weit entfernten, krisenbehafteten Lieferländern entsteht nicht.
- Auch die Arbeitsplätze sind häufig einheimisch; in allen grossen Windmärkten wächst eine Hersteller- oder Zulieferindustrie heran.
- Wind und Photovoltaik versprechen Strom zu sinkenden Kosten, während die Lernkurve bei den nichterneuerbaren Energien kaum mehr grosse Kostensenkungen erwarten lässt, während ihre Primärenergien (Gas, Kohle, Uran) teurer werden.
- Über die gesamte Lebensdauer gerechnet liegen die Gestehungskosten von Windenergie wahrscheinlich deutlich unter dem Niveau der aktuellen Einspeisevergütungen. Weil die Technik aber noch relativ jung ist, ist die effektive Lebenserwartung mit Unsicherheiten behaftet und braucht spezifische Rahmenbedingungen.[23]

Bei der Windenergie wird weltweit trotz hohem Wachstum (> 30% pro Jahr) ein Mangel an Turbinen beklagt; bei der Solarenergie fehlt es seit einiger Zeit an ausreichenden Silizium-Wafern. Die Zulieferindustrien sind jedoch auf Aufholjagd. Innerhalb der für neue Atomkraftwerke benötigten Zeiträume von 15 bis 20 Jahren werden sich die Wind- und Solarmärkte gleich mehrmals verdoppeln. Die kurzen Bauzyklen beschleunigen den technologischen Fortschritt.

[23] Immerhin weiss man von den älteren Anlagen in Kalifornien und Dänemark, das diese bei gutem Unterhalt länger als 20 Jahre betrieben werden können. Bei den neueren Typen dürfte sich die Betriebssicherheit dank fortschreitender Erfahrung schrittweise verlängern.



Figur 15 Stromgestehungskosten im Vergleich (Quelle: eigene Schätzung auf Basis zitierter Quellen).

Berechnet man die Stromgestehungskosten für *neue* Kraftwerke verschiedener Technologien, ist eine Reihe von Parametern zu berücksichtigen, die mit Unsicherheiten behaftet sind. Dazu gehören

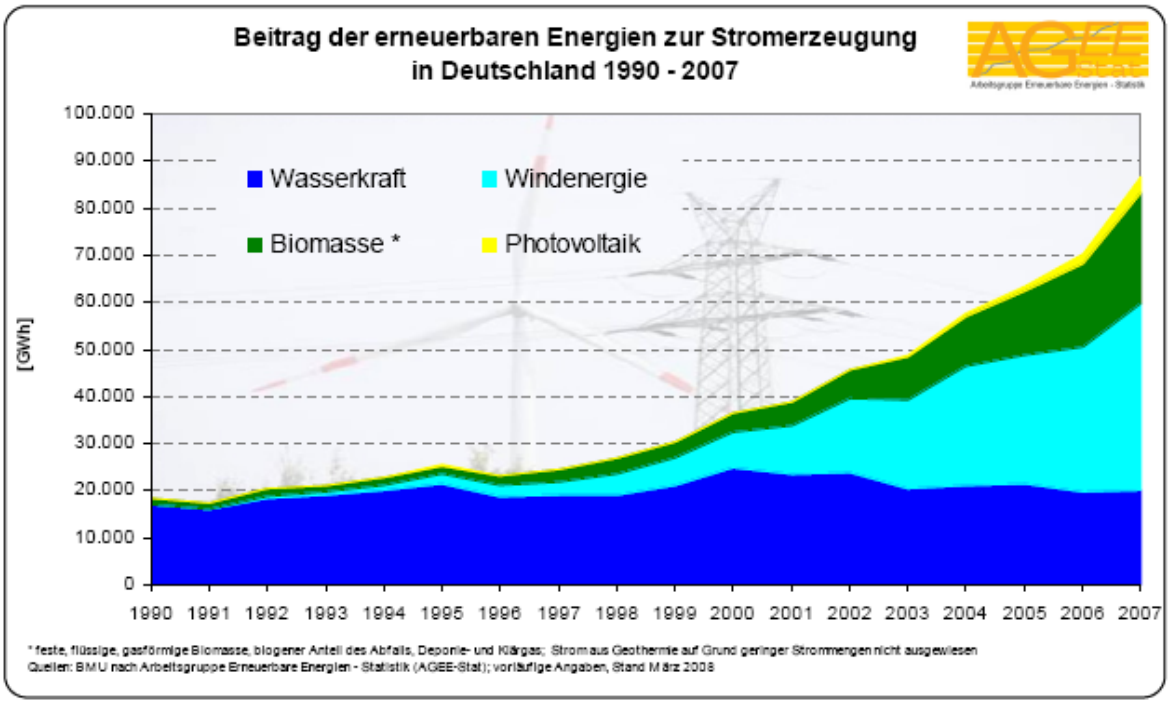
- Die zu erwartenden Brennstoffkosten
- die Höhe der Zinsen
- die kalkulierte Jahreslaufzeit
- die mutmassliche Ausfallwahrscheinlichkeit aufgrund von Pannen (zB. Erdbeben, Terroranschläge, Lieferunterbrüche usw.)

Windenergie ist heute selbst an mittelguten Lagen wettbewerbsfähig; anders sind das hohe Wachstum und die starke Nachfrage gar nicht zu erklären. Die heute üblichen Kalkulationen gehen von einer Lebenserwartung von 20 Jahren aus. Die Wettbewerbsfähigkeit verbessert sich, wenn die eher wahrscheinliche Lebensdauer von 25-35 Jahren dank wachsender Erfahrung in die Kalkulation einfliesst.

Die Öffnung der Strommärkte in Europa wird die Rentabilität der einzelnen Erzeugertechnologien stark verändern. Immer wenn es stark windet, wird ein zunehmender Anteil des Stroms aus Windkraft die anderen Kraftwerkbetreiber zur Reduktion der Leistung zwingen. Dafür sorgt die „merit-order"-Regel, welche die Anlangen mit den höchsten Variablen Kosten in den Stillstand zwingt. Je stärker der Wind, desto mehr Gas- und Kohle-Kraftwerke müssen abgeschaltet werden. Gleichzeitig sinken die Erlöse der am Netz verbleibenden Atomkraftwerke. Erneuerbare Energien mit festen Einspeisevergütungen sind von diesen Ertragseinbussen nicht betroffen. Dies mag ein Grund sein, weshalb die Besitzer von Kohle- und Atomkraftwerken die Windenergie seit Jahrzehnten propagandistisch bekämpfen. Immer mehr steigen allerdings selber in den Bau von Windfarmen ein.

ERFOLGE DANK EINSPEISEVERGÜTUNGEN

Erfolgreich im Ausbau von erneuerbaren Energien sind jene Länder, die klare Rahmenbedingungen gesetzt haben. Das Beispiel Deutschland zeigt: Alle neuen Techniken entfalten eine schwunghafte Dynamik, sobald die Investitionssicherheit gegeben ist.



Figur 16 Entwicklung der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung in Deutschland (Quelle: BMU Deutschland)

In Deutschland hat sich der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung innert 15 Jahren auf 14,2% mehr als verdreifacht.[24] Er stammt mehrheitlich aus neuen erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft). Deutschland hat dabei Lernkosten getragen, die die Nachzügler-Länder, die heute erst bei Wind, Biomasse und Sonne einsteigen, nicht mehr tragen müssen.

Die spezifischen Investitionskosten für die Erzeugung von 1 kWh Windstrom pro Jahr aus Neuanlagen sind zwischen 1990 und 2005 durchschnittlich um etwa 4,8% pro Jahr gesunken: *„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."* [25] Unter Jahreskosten versteht man die Investitionskosten, um eine kWh pro Jahr zu erzeugen.

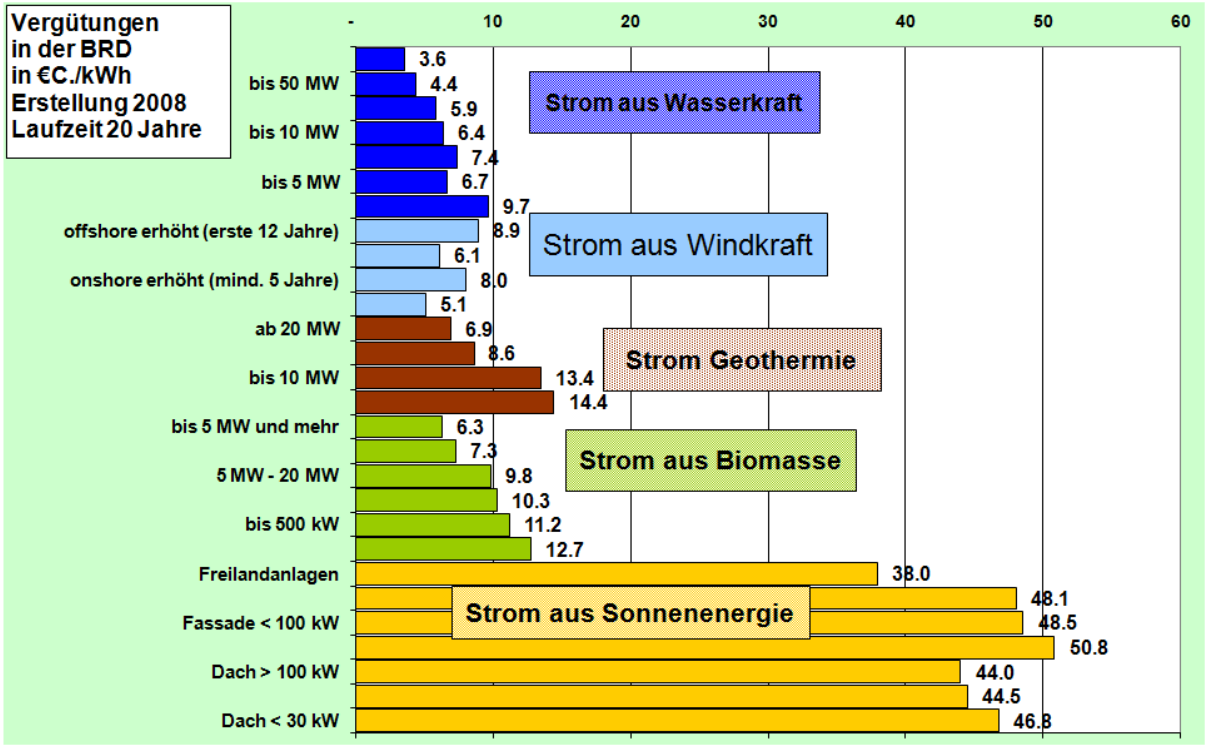
[24] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2007, Stand 12. März 2008

Stand: 12. März 2008

[25] 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 Wind-Energie e.V., Berlin 2006, Seite 2
http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/Presse_Hintergrund/HG_Kosten_Effizienz_Windenergie.pdf

Die Einspeisevergütungen für Windstrom haben sich an guten Standorten in den letzten Jahren stark an die Marktpreise angenähert oder sie liegen – in Ländern mit Starkwind wie Texas, Norwegen oder China – teilweise bereits darunter. Weil das Erneuerbare Energien-Gesetz (EEG) für windgünstige Standorte nach fünf Jahren eine Absenkung der Windstrom-Vergütung auf 5 Euro-Cent/kWh vorsieht, haben manche Windmüller begonnen, ihren Strom direkt auf dem offenen Markt zu verkaufen, weil die Markterlöse höher sind . Sie verzichten damit auf die gesetzlich garantierten Mindestpreise gemäss EEG.

Neben der Windenergie befinden sich auch die Stromerzeugung aus Wasserkraft, Biomasse, Erdwärme und Photovoltaik in Deutschland im Aufschwung, unterstützt von den gesetzlich garantierten Einspeisevergütungen.



Figur 17 Einspeisevergütungen in Eurocent pro kWh (2008) gemäss Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in Deutschland

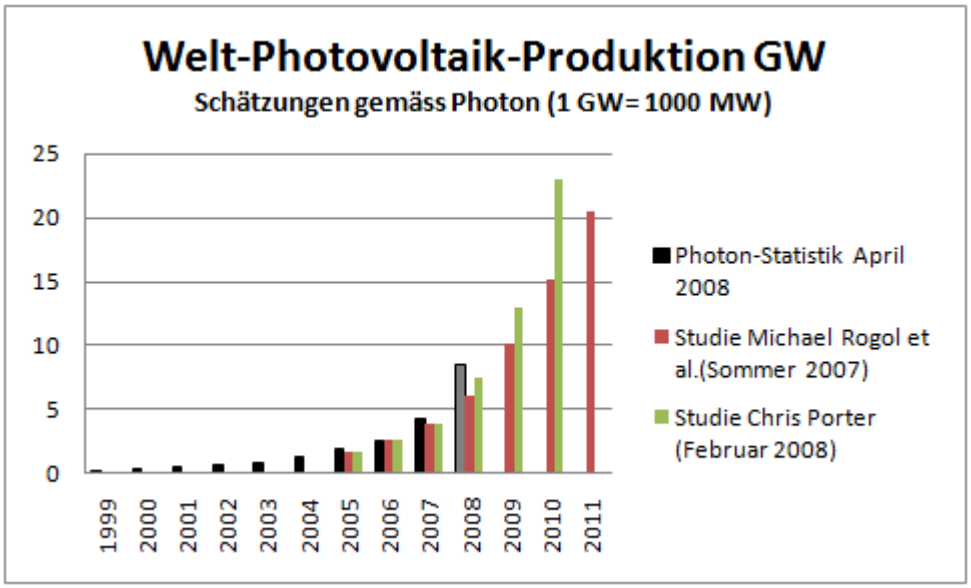
In der Schweiz wird der Boom der erneuerbaren Energien mit der Einführung der Einspeisevergütungen im Jahre 2009 einsetzen, elf Jahre (!) nach der Einführung des EEG in Deutschland. So wie die Gesetzgebung in der Schweiz formuliert ist, werden als erstes die Wasserkraft, die Biomasse und – je nach Geschwindigkeit der Bewilligungsverfahren – die Windenergie profitieren; bei der Photovoltaik ist wegen der kleinen gesetzlichen Kontingente sehr wenig möglich.

PHOTOVOLTAIK

Die Photovoltaik ist unter den erneuerbaren Energien preislich noch am wenigsten wettbewerbsfähig. Trotzdem ist die Technologie hoch interessant, und dies aus zwei Gründen:

- Die Herstellkosten verbilligen sich jährlich um ca. 10% und die Kostensenkungspotentiale sind noch lange nicht ausgeschöpft.
- Die Potentiale zur Stromerzeugung sind riesig. Allein auf bestehenden Dächern mit Südausrichtung und auf Infrastrukturen lassen sich in der Schweiz 50-70% des gesamten Stromverbrauchs erzeugen.

Trotz sinkenden Herstell*kosten* sind die *Preise* für Solarzellen bisher nicht im gleichen Ausmass gesunken. Der Markt ist seit Einführung der kostendeckenden Vergütung in Deutschland, Spanien, Frankreich und Italien ausverkauft: Die Nachfrage übersteigt das Angebot. Dies dürfte sich in den nächsten Jahren insofern ändern, als eine grosse Zahl neuer, sehr grosser Solarfabriken im Bau steht, die den Output an neuen Zellen stark vergrössern werden. Sie bringen ihre Produktion zumeist bis ca. 2010 auf den Markt und man darf sehr gespannt sein, welche Auswirkungen diese Ausdehnung des Angebots auf die Entwicklung der Preise und der regulierten Einspeisevergütungen haben wird.



Figur 18 Einschätzung der Marktentwicklung 2005-11 (Quelle: Photon)[26]

Die Zeitschrift Photon schätzt die Marge der vertikal integrierten Produzenten von PV-Modulen derzeit auf über 20%. Die „typischen Produktionskosten" für das Jahr 2010 werden auf 1,60 $/Watt geschätzt, während die Verkaufspreise bis dann auf 2,50 bis 2,70 $/Watt geschätzt werden.[27]

[26] Michael Rogol et al: Solar Annual 2007, sowie Chris Porter: Detailing Demand – where will all the Volume go?, zitiert in Photon 3/2008 Seite 42

[27] Photon 3/2008 Seite 42

Beispielhaft für die Entwicklung der deutschen Firma Q-Cells AG zitiert, welche für 2007 eine EBIT-Marge von 23 Prozent ausweist und eine Verfünffachung der Produktion zwischen bis 2010 (von 389 MW auf 1900 MW bis 2100 MW) ankündigt:

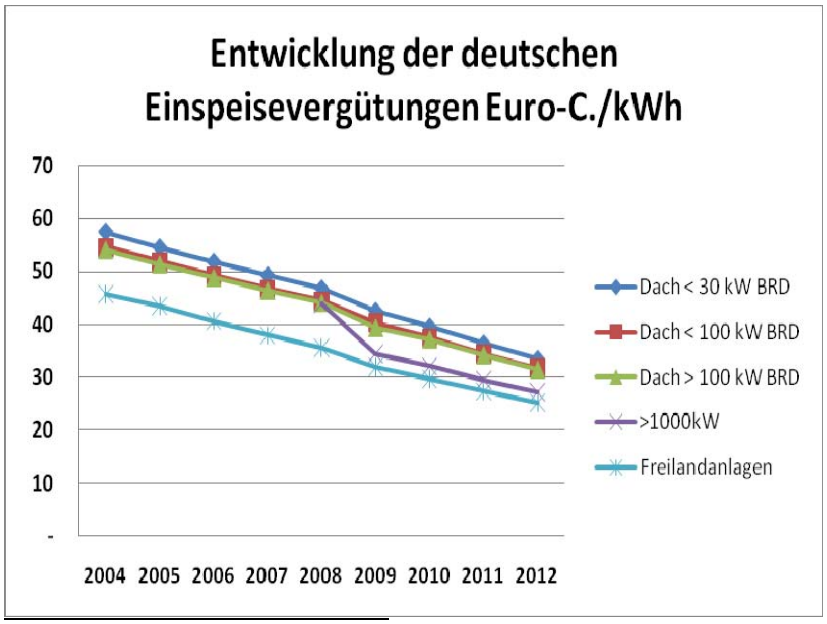
„Q-Cells AG bestätigt Zahlen für das Geschäftsjahr 2007 und kündigt weiteren Ausbau an - Prognosen für die Geschäftsjahre 2008 und 2009 angehoben

Bitterfeld-Wolfen – Die Q-Cells AG, der weltweit größte Hersteller von Solarzellen, hat im Rahmen einer Bilanzpressekonferenz in Frankfurt/Main den Geschäftsbericht für das Jahr 2007 vorgelegt. Das Unternehmen hat dabei seine vorläufigen Geschäftszahlen bestätigt.
Mit einem Produktionsvolumen von 389,2 MWp ist die Q-Cells im vergangenen Jahr zum weltweit größten Solarzellenhersteller aufgestiegen. Der Umsatz erhöhte sich um 59 Prozent auf 858,9 Mio. Euro (539,5 Mio. Euro). Das Ergebnis vor Zinsen und Steuern (EBIT) wuchs um 52 Prozent auf 197,0 Mio. Euro (129,4 Mio. Euro). Die EBIT-Marge konnte mit 23 Prozent auf dem hohen Niveau des Vorjahrs gehalten werden. Der Jahresüberschuss ohne den Ergebnisbeitrag aus der Beteiligung an der Renewable Energy Corporation ASA (REC) belief sich nach Unternehmensangaben auf 127,2 Mio. Euro (87,7 Mio. Euro). Insgesamt betrug der Jahresüberschuss im Jahr 2007 148,4 Mio. Euro, er liegt damit rd. 69 Prozent über dem Wert des Vorjahres.
Für das Jahr 2009 erwartet Q-Cells nun einen Umsatz von mehr als 2 Mrd. Euro (bislang 1,7 Mrd. Euro). Die Produktion an kristallinen Solarzellen wird im Jahr 2010 voraussichtlich mehr als 1,5 GWp betragen. Bislang war Q-Cells von einer Produktion von mehr als 1 GWp ausgegangen. Zusätzlich strebt Q-Cells unverändert eine Produktion an Dünnschichtmodulen von 400 bis 600 MWp an "

Quelle: IWR[28]

Dies sind klare Hinweise, dass die Branche hohe Kostensenkungen erreicht hat, diese aber (noch) nicht an die Kunden weitergeben muss. Mit weiteren starken Kosten- und Preissenkungen unter dem Absenkungsdruck der Einspeisevergütungen kann aber gerechnet werden, denn ein grosser Teil der heute hohen Marge wird direkt in neue Fabriken investiert, die den Einstieg in eine immer rationellere Massenproduktion ermöglichen.

In Deutschland hat die Bundesregierung angesichts dieser technologischen Erfolge und der hohen Margen der Hersteller beschlossen, die Absenkung der Einspeisevergütungen für Solarstrom zu beschleunigen. Statt wie bisher um 5-6,5% werden die Einspeisevergütungen ab 2009 um durchschnittlich 8% pro Jahr abgesenkt.



Figur 19
Vergütungen für Solarstrom in Deutschland: technische Fortschritte und Massenproduktion führen zu beschleunigten Kostensenkungen.[29]

[28] http://www.iwr.de/news.php?id=12068

[29] Daten 2009-2012: Photon November 2007, Antrag der Bundesregierung an den Bundestag

Nominell wird sich der PV-Strom in Deutschland so innert knapp neun Jahren preislich halbieren. Rechnet man eine allgemeine Teuerung von ca. 2 % ein, die in den Einspeisevergütungen nicht ausgeglichen wird, dann erfolgt eine Verbilligung um die Hälfte bereits innert sieben Jahren, also bis 2015. Da in Deutschland die Einspeisevergütungen nicht gedeckelt sind, wird der deutsche Markt alle Solarzellen aufnehmen, die anderswo nicht verkauft werden. Die deutschen Einspeisevergütungen regulieren so das zu erwartende internationale Preisniveau und mithin auch die PV-Preise in der Schweiz.

SOLARSTROM OHNE SOLARZELLEN

Figur 20 solarthermische Kollektoren und Kraftwerke (Almeria Spanien, Nevada)

Bei den Solartechniken gibt es aber nicht nur die Photovoltaik. Die solarthermische Stromerzeugung steht in Südeuropa vor einem explosiven Wachstum und verspricht in Ländern mit hoher Sonneneinstrahlung (>1200 kWh/m^2) einen raschen Durchbruch. Allein in Spanien stehen rund ein Dutzend solarthermischer Kraftwerke im Bau oder bereits in Betrieb. Weil die überschüssige Hitze für die Nacht gespeichert werden kann, eignen sich solarthermische Kraftwerke auch als Backup-Kraftwerke für das Netzmanagement.

An vereinzelten sehr sonnigen Lagen– Hochgebirge und Alpensüdseite – wäre diese Technologie auch in der Schweiz realisierbar.

ENERGIEEFFIZIENZ ALS BACKSTOPP-TECHNIK

Zu den Backstopp-Techniken mit fixen Kosten gehört auch Unspektakuläres, insbesondre im Bereich der Energieeffizienz. In der Schweiz sind Wärmeschutzverglasungen und qualitativ fortgeschrittene Isolationsmaterialen inzwischen weit verbreitet. Investitionen in Energieeffizienz sind kostensicher: eine bestimmte Verbrauchsreduktion kann zu einmaligen, stabilen und transparenten Investitionskosten beschafft werden. Es verwundert nicht, dass diese Techniken neben Wind und Sonne zu den am schnellsten wachsenden Energiequellen gehören.

In den bestehenden Altbauten in der Schweiz liegt ein riesiges ungenutztes Potential zur Senkung von Kosten und Energieverbrauch brach. Weil die Heizungs-Nebenkosten auf die Mieter überwälzt werden dürfen bestehen für viele Hauseigentümer zu wenig Anreize zur energetischen Sanierung.

GROSSE POTENTIALE IN DER WÄRMETECHNIK

Die gestiegenen Ölpreise haben auch im Wärmesektor die Suche nach Alternativen beschleunigt. Die Substitution von fossilen Gebäudeheizungen (Öl und Gas) sowie von Elektro-Widerstandsheizungen durch modernere Heizsysteme ist heute technisch und ökonomisch sehr interessant. Das CO_2-neutrale Holz feiert ein Comeback (Holz-Pellets, Holzschnitzel).

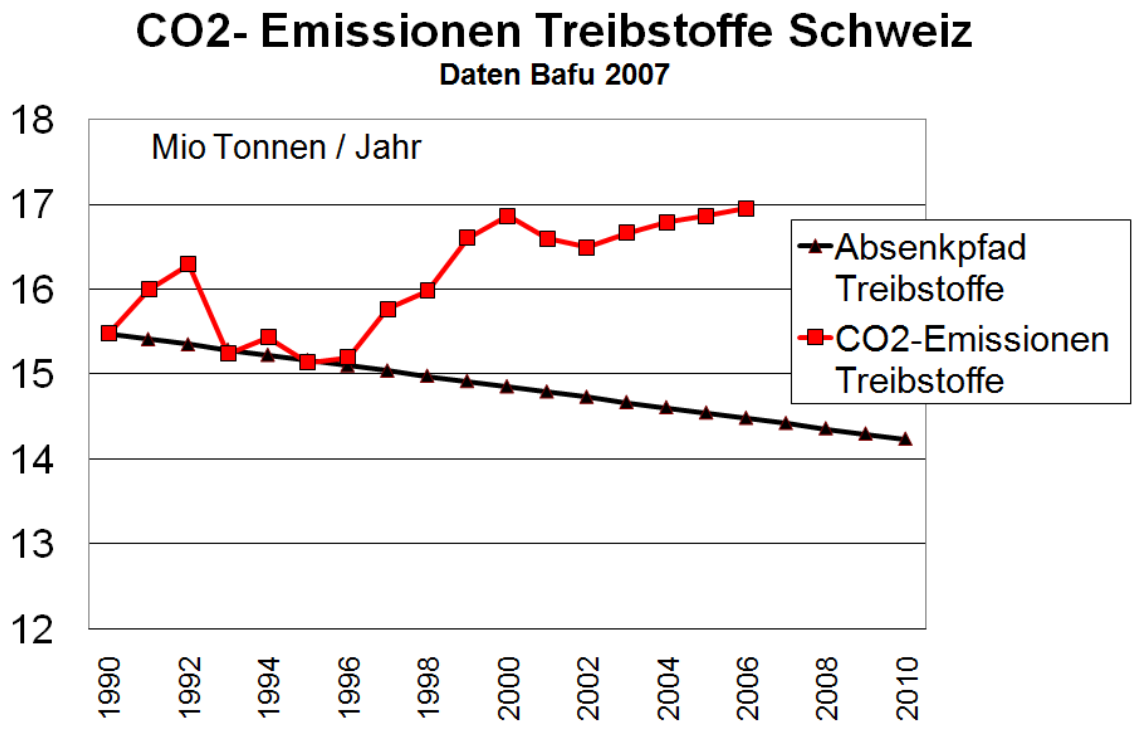
Bei Neubauten wird die Energieeffizienz immer wichtiger und wird von den Kantonen dank der neuen Muster-Verordnung (MuKEN) strenger als früher postuliert. Inwieweit der angekündigten Verschärfung der Vorschriften auch echte Taten folgen werden, hängt von der Umsetzung in den Kantonen und vom Vollzug der Behörden ab. Für ökologisch motivierte Bauherren wird heute ein Vielzahl von technischen Lösungen angeboten, die unter verschiedenen Labels (Minergie, Minergie-P, Minerie-Eco, SIA 380/4) verfügbar sind, Qualitätssicherung inklusive.

Der Entscheid von institutionellen Gross-Investoren (zB. Versicherungsgesellschaften), bei Neubauten ganz auf Minergie und Minergie-P umzusteigen, trägt erheblich zur raschen Verbreitung dieser neuen Baustandards bei. Wie in der Luftreinhaltung zeichnet sich auch im Klimaschutz ab, dass Verbesserungen um einen Faktor 10 im Vergleich zu Altbauten mit radikalen Innovationen möglich sind. Die Marktdurchdringung dieser Technologien hängt aber stark von den staatlichen Rahmenbedingungen und vom Vollzug ab. Die Schweiz mit ihrer generell tiefen Energiebesteuerung liegt hier nur noch im Mittelfeld im Vergleich zu anderen europäischen Länder, bei der Förderung der erneuerbaren Energien und im Verkehrssektor ist sie weit abgeschlagen.

IMPULSE IM VERKEHR

Im Verkehrsektor haben sich Benzin und Diesel haben wegen der bestehenden Mineralölsteuern nicht im gleichen Verhältnis verteuert wie die Brennstoffe von Heizungen und Kraftwerken. Zudem sind Prototypen neuer „Faktor-10“-Technologien hier noch nicht in ähnlich grossen Serien verfügbar wie die bei Passivhäusern, Solarzellen oder Windturbinen der Fall ist.

Die Erdöl-Lobby und der Bundesrat haben die überfällige Einführung einer CO_2-Abgabe auf Benzin und Diesel systematisch hintertrieben und setzten stattdessen auf Alibi-Übungen („Klimarappen“) und auf die Förderung industriell angebauter Agrotreibstoffe. Die Bilanz dieser verkehrten Politik ist verheerend. Die gesetzlichen CO_2-Ziele werden im Verkehrssektor am stärksten verfehlt.



Figur 21 die CO_2-Emissionen durch Treibstoffe haben stark zugenommen. Der Bundesrat weigert sich, das CO_2-Gesetz anzuwenden. CO_2-Gesetz und Kyoto-Protokoll werden von der Schweiz weit verfehlt.[30]

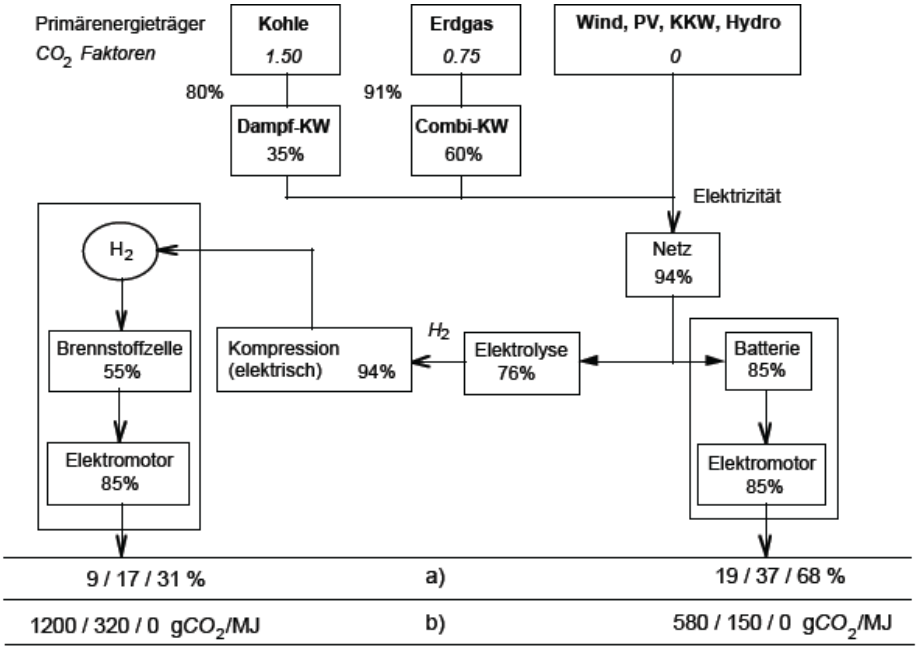
Agrotreibstoffe haben eine miserable Energie- und Umweltbilanz[31], zerstören die Wälder der Erde (insb. Regenwälder) und gefährden die Nahrungsmittelbasis der ärmeren Bevölkerungsschichten. Sie kommen für eine ökologische Substitution deshalb nicht in Frage, denn sie verschlimmern die Treibhausgase eher als dass sie sie absenken. Trotzdem werden Agrotreibstoffe vom Bund mit grosszügigen Steuerbefreiungen gefördert.

Im Verkehr sollte anstelle der bisherigen Alibi-Übungen eine zweistufige Strategie verfolgt werden:

- In einer ersten Phase sollte man die technischen Potentiale mit sparsameren Fahrzeugen ausschöpfen, inkl. Verlagerung des Güterverkehrs und des Fernverkehrs auf die Schiene. Eine Halbierung des Verbrauchs liesse sich so innert ca. zehn Jahren erreichen, aber ohne echte finanzielle Anreize (CO_2-Abgabe) und Zulassungsbeschränkungen für CO_2-Sünder wird es natürlich nicht gehen.
- In einer zweiten Phase (ab 2015) könnte der Verbrauch nochmals massiv gesenkt werden. Dan stehen seriell hergestellten Plug-in-Hybrid-Autos zur Verfügung, die gespeist aus Wind- und Solarenergie eine weitere Verbesserung der Mobilitäts-Effizienz um einen Faktor 3 erreichen könnten.

[30] Budnesamt für Umwelt: Emissionen nach CO2-Gesetz und Kyoto-Protokoll, Letzte Aktualisierung: 21.06.2007

[31] Siehe Empa/BFE: Ökobilanz von Energieprodukten: Ökologische Bewertung von Biotreibstoffen; Schlussbericht, Bern 2007



Figur 22 Wirkungsgrade alternativer Antriebssysteme: Mit Wind- und Solarstrom erreichen Steckdosenhybrid-Fahrzeuge einen Wirkungsgrad von gegen 70% anstelle der ca. 20% von gängigen Diesel- und Benzin-Autos. Quelle: Lino Guzzella (ETH Zürich)[32].

Die gängigen Benzin- und Dieselfahrzeuge weisen einen Wirkunsgrad („wel to wheel) von rund 20% auf, der Rest verpufft durch Kühler , Auspuff sowie von der Ölquelle bis zum Konsumenten. Autos, die elektrisch auf Basis von Kohle, Erdgas, Atomenergie oder mit Wasserstoff betrieben werden, verschlechtern die Energieeffizienz eher noch als dass sie sie verbessern.

In der Kombination Windstrom/Batterie/Elektromotor lassen sich hingegen Wirkungsgrade von ca. 68% erreichen. Senkt man dann noch das vielfach grotesk hohe Fahrzeuggewicht, sind Verbesserungen um einen Faktor 10 auch im Privatverkehr denkbar.

Figur 23 „200 Kilometer Reichweite dank Lithium-Ionen-Batterie: Ab Ende 2008 ist dieser Mitsubishi auf Japans Strassen unterwegs."

(Quelle: EnergieSchweiz Newsletter Nr. 51)

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass in allen Marktsegmenten – Wohnen, Industrie, Verkehr und Stromerzeugung – eine Umstellung auf unproblematische erneuerbare Energien technisch möglich ist.

[32] Lino Guzzella: Einige Gedanken zum Individualverkehr der Zukunft, Vortrag vom 8.1.2008 bei der SATW, Schweiz. Akademie der Technischen Wissenschaften

3. FOKUS SCHWEIZ

In der Schweiz ergeben sich kurzfristig die grössten Chancen für erneuerbare Energien im Stromsektor und bei der Deckung des Wärmeverbrauchs. Wie im übrigen Europa müssen auch in der Schweiz überalterte Atomkraftwerke schrittweise ersetzt werden. Bei den Wasserkraftwerke besteht lediglich Modernisierungsbedarf; ein umfänglicher Ersatz ist nur in seltenen Fällen nötig, kann aber zu erheblichen Leistungssteigerungen führen (Beispiel Kraftwerk Rheinfelden: neue Turbinen und neue Wehre führen zur Verdreifachung der Stromerzeugung).

Welche Innovationen in der Stromerzeugung die richtigen sind, ist umstritten. Die Atomlobby (Axpo, Atel, BKW und manche Kantonsvertreter) bekämpft skrupellos alle dezentralen, erneuerbaren Energien, an denen sie (wie bei der Wasserkraft oder Kompogas) nicht selber beteiligt ist, ist aber durch die Stromliberalisierung und die Enteignung der Hochspannungsnetze[33] mit völlig neuen Verhältnissen konfrontiert.

BEABSICHTIGTER AUSBAU DER ATOMKRAFT

Die Atomlobby, verkörpert in den weitgehend staatlich kontrollierten Aktiengesellschaften Axpo, Atel und BKW, will ihren Marktanteil um jeden Preis ausbauen. Sie verfügt dafür aber nicht über eine gesicherte Volksmehrheit.

Um die Expansion zu tarnen, sprechen die Atomkonzerne vom „Ersatz“ bestehender Werke. „Neue“ Atomkraftwerke seien keine vorgesehen. Die Ersatzanlagen vom Typ EPR[34] sind allerdings um ein Vielfaches grösser als die bestehenden Atomkraftwerke. Werden die bestehenden kleineren Altanlagen Beznau I+II (je 355 MW) sowie Mühleberg (365 MW) durch drei 1600-MW-Anlagen ersetzt und neben den bestehenden Werken Leibstadt (1165 MW) und Gösgen (970 MW) drei neue Werke gebaut, entstünde je nach Laufzeit der Altanlagen ein Kraftwerkspark von 4800 bis 6935 MW.

Bisher wurden Absichtserklärungen für Beznau III (1600 MW), Gösgen II (1600 MW) und Mühleberg II (1600 MW) abgegeben. Parallel zum Bau neuer Anlagen werden aber auch Gesuche für Betriebsverlängerungen gestellt.

Alte und neu geplante Atomkraftwerke in der Schweiz (MW)	MW 2008 bestehend	MW 2025 vorgeschlagen
Leibstadt	1165	1165
Gösgen	970	970
Mühleberg	355	
Beznau I	365	
Beznau II	365	
Gösgen II		1600
Mühleberg II		1600
Beznau III		1600
Total Leistung	3220	6935

Figur 24 bestehender Atompark und „Ersatzstrategie“ der Atomlobby

[33] Die Hochspannungsnetze werden in eine schweizweite Netzgesellschaft überführt, die allen Nutzern die diskriminierungsfreie Durchleitung gewährleisten muss und vom Bund streng beaufsichtigt wird.

[34] European Pressurized Reactor, herkömmlicher Siedewasserreaktor, der als “III.Generation“ angepriesen wird.

Ein solcher Ausbau in der Schweiz wäre allerdings völlig gegenläufig zum internationalen Trend. Es ist schwierig zu sagen, wie ernst es der Atomindustrie im Umfeld der boomenden erneuerbaren Energien und angebrochener Marktöffnung mit dem geplanten Atom-Ausbau tatsächlich ist. Denn es gibt offene und versteckte Motive, welche den Ruf nach neuen Atomkapazitäten begründen, ohne dass am Ende zwingend Neubauten gebaut werden.

Weshalb der Ruf nach neuen Atomkraftwerken?

Die Risiken der Atomenergie sind monströs. Allein in den Abklingbecken der schweizerischen Atomkraftwerke lagert eine Menge an radioaktiven Isotopen, die mehreren Tausend Atombomben entspricht. Wird ein kleiner Teil davon in die Biosphäre frei gesetzt, wird die Schweiz (und ein Teil der Nachbarländer) dauerhaft unbewohnbar.

Um die Monstrosität dieser Risiken zu überspielen, war von Anfang an eine gigantische Pro-Atom-Propaganda notwendig. Schon in der Zeit staatlicher Strommonopole wurde behauptet, ohne Atomkraftwerke gingen die Lichter aus. Atomenergie wurde als *unabwendbare Notwendigkeit* konstruiert, um Mehrheiten gegen die beharrliche Gegnerschaft von Atomenergie zu erreichen. In der Schweiz gelang es der Atomlobby fast immer, gegen Volksinitiativen Nein-Mehrheiten zu organisieren.[35] Volksinitiativen haben in der Schweiz statistisch eine Chance von etwa 10 Prozent, von Bevölkerung und Ständen (Kantonen) eine Ja-Mehrheit zu erhalten.

Mit dem neuen Kernenergiegesetz hat sich die Ausgangslage allerdings grundlegend verändert. Nun brauchen die Gegner der Atomenergie eine einfacher zu gewinnende Nein-Mehrheit, die Befürworter müssen das schwierige „JA“ an der Urne erreichen. Ein Ständemehr ist nicht mehr notwendig. Referenden, die eine Nein-Mehrheit erfordern, werden in der Schweiz viel öfters vom Volk beschlossen als Volksinitiativen. Und die Atombefürworter kämpfen erst noch gegen die Unbill eines geöffneten Strommarktes, auf welchem die erneuerbaren Energien europaweit boomen und der den Zukauf unbeschränkter Strommengen aus erneuerbaren Energien ermöglicht.

Neben der Gefahr durch radioaktive Brennstäbe bestehen bei der Atomenergie weitere Risiken, die alle in einer Volksabstimmung thematisiert werden:

- Stark umweltbelastender Uranabbau
- Unfallrisiko im Betrieb,
- Auswirkungen der Niedrigstrahlung (signifikante Häufung von Kinderkrebs)
- Strahlenbelastung bei Brennstoff-Aufbereitung
- Unmöglichkeit der sicheren Lagerung von radioaktiven Abfällen
- Risiken bzgl. waffenfähigem Plutonium und Atomterrorismus
- keine Haftpflichtversicherung => verfälschter Strompreis
- Fehlende langfristige Versorgungssicherheit (Uranpreise verzehnfacht)
- Hohe Investitionskosten

Neue Atomkraftwerke werden in den USA und Europa noch immer extrem selten gebaut. In den USA ist kein einziges neues Werk bewilligt oder in Bau, in Westeuropa bestehen Bauprojekte lediglich in Finnland und Frankreich, geködert durch staatliche Subventionen in Milliardenhöhe. Es muss deshalb

[35] Eine Ausnahme war das zehnjährige Atom-Moratorium, das im Jahre 1990, vier Jahre nach Tschernobyl, eine Mehrheit von 54% Ja-Stimmen erhielt.

offen bleiben, ob die Atomlobby die Auseinandersetzung tatsächlich führt, um neue Werke zu bauen. Der Ruf nach neuen Bewilligungen könnte auch bloss dem Zweck dienen, den Weiterbetrieb bestehender Anlagen zu ermöglichen. Diese sind alt und abgeschrieben und bringen seither hohen Gewinn. Sie sind nicht sicherer geworden, aber billiger. Und weil diese Werke längst nicht mehr dem Stand der Technik entsprechen und beispielsweise nicht über den erforderlichen Schutz vor Erdbeben und Terroranschlägen verfügen, sind Verlängerungen für die Bevölkerung riskant.

Im offenen Markt ist es aber ebenso riskant, in neue Atomkraftwerke zu investieren, denn die Ertragsbasis dafür – sichere Erträge auf Jahrzehnte hinaus – ist mit der Abschaffung der Gebietsmonopole schrittweise am Verschwinden. Neue Atomkraftwerke sind mit sehr grosser Wahrscheinlichkeit gegen europäische Windenergie nicht konkurrenzfähig. Dass sich die Schweizer Stromkonzerne trotzdem darauf einlassen, während die französische EDF vergleichsweise zurückhaltend ist[36] und mehr Geld in Windenergie steckt, könnte damit zu tun haben, dass das Axpo-BKW- und Atel-Aktionariat vorwiegend politisch zusammen gesetzt ist. Die Verantwortlichen Magistraten haben ihre finanziellen Entscheide faktisch niemandem zu verantworten, denn die Parlamente haben trotz Staatsbeteiligungen nichts zu sagen. Zudem verfügen Axpo, Atel und BKW über ein grosses Portefeuille an Wasserkraftwerken, aus dem sie schon immer die Atomenergie quersubventioniert haben, statt Gewinne den Kantonen auszuschütten.

Die bürgerliche Mehrheit (aus SVP, FDP,CVP) in den Trägerkantonen dieser Gesellschaften hat seit Jahrzehnten im vorauseilenden Gehorsam die Atomlobby unterstützt. Sie steht teilweise in einem Abhängigkeitsverhältnis von deren Zuwendungen (was selten offengelegt wird). Exponenten dieser Parteien fungieren als Verwaltungsräte oder Lobbyisten von Atomkonzernen. Und ein Bekenntnis zur Atomkraft war lange Zeit eine Vorbedingung, um als Mitglied einer bürgerlichen Partei in die Landesregierung gewählt zu werden.

Ein drittes Motiv schliesslich, neue Atomkraftwerke zu verlangen, könnte vom Bestreben ausgehen, mehr Druck für Gaskraftwerke auszuüben, deren Neubau heute durch das CO_2-Gesetz und die CO_2-Abgabe erfolgreich erschwert wird.

Das Opfer-Täter-Syndrom

Im Teufelskreis der Atom-Rhetorik haben die Exponenten der Elektrizitätswirtschaft und der économiesuisse bisher viele Versuche vereitelt, in der Schweiz Effizienz und erneuerbare Energien voran zu bringen.

Neue Atomkraftwerke werden so begründet, dass „die Verbraucher“ halt mehr konsumieren würden. Deshalb gebe es eine „Stromlücke“. Um diese zu schliessen brauche es neue Atomkraftwerke. Einmal gebaut, produzieren diese Werke Überschüsse, denn es handelt sich um Bandenergie, die nicht reguliert werden kann. Um diese Überschüsse loszuwerden hat man sich schon in den Zeiten des Monopols eine Vielzahl verbrauchsfördernder Massnahmen ausgedacht: Subventionen für Elektro-Widerstandsheizungen, überhöhte Grundtarife, Mengenrabatte und Lockvogeltarife. Sparsames Verhalten wurde und wird durch unattraktive Preisstrukturen

[36] PARIS, Nov 30 (Reuters) - French power group EDF and utility Suez do not agree on the need to build a second European pressurised nuclear reactor (EPR) in France, French daily Les Echos reported on Friday. EDF estimates that the future Flamanville reactor, which is under construction, will meet power needs until 2020, the paper said. But Suez believes that there is room for a least one additional plant, it said.

systematisch bestraft. So wird die angebliche Stromlücke fleissig geschürt, um dann von neuem Atomkraftwerke zu fordern.

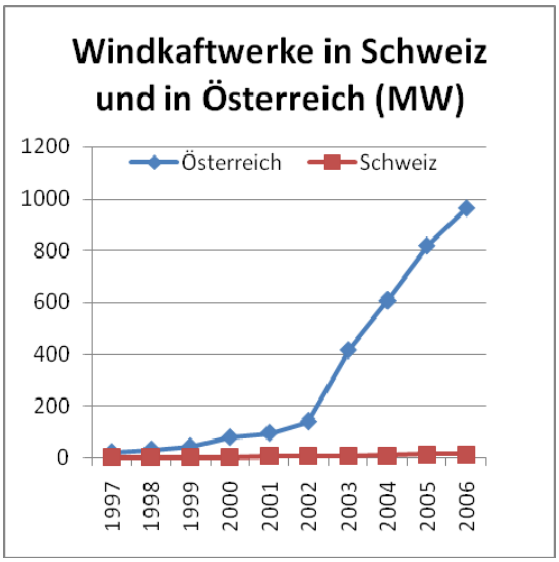
Neue Spielregeln – neue Lieferanten

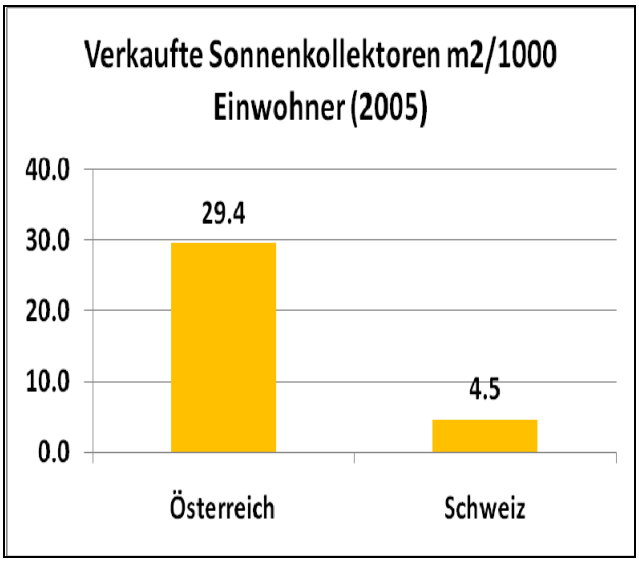
Mit der Stromliberalisierung wird sich einiges verändern. In einem offenen Markt kann es keine „Strom-Lücke“ geben, und keine nicht verwertbaren Überschüsse, weil die bisher abgeschotteten Märkte im internationalen Verbund wie kommunizierende Röhren funktionieren. Bei Stromknappheit sorgt der Preisanstieg für ein Gleichgewicht von Angebot und Nachfrage, vorausgesetzt die nötigen Netzverbindungen ins Ausland sind vorhanden, was in der Stromdrehscheibe Schweiz der Fall ist wie in keinem anderen Land.

Für die Stromkonzerne entstehen somit neue Möglichkeiten, durch Kauf und Verkauf im Ausland zu besseren Erträgen zu kommen als mit subventionierten Tarifen auf dem heimischen Markt. Obschon die Kleinkonsumenten erst 2014 auf den freien Markt dürfen, ist der Einkauf von billigem, sauberem Strom im Ausland eine reale Perspektive, solange die Atomlobby den Ausbau der erneuerbaren Energien in der Schweiz weiter sabotiert.

Atomkraftwerke sind nicht Schicksal

Ein Blick über die Landesgrenzen offenbart, dass der Ausbau der Atomenergie auch bei wachsendem Energieverbrauch keineswegs zwangsläufig ist. In Österreich zum Beispiel wurde der Ausbau von neuen erneuerbaren Energien ab 2001 mit Zielstrebigkeit vorangetrieben.





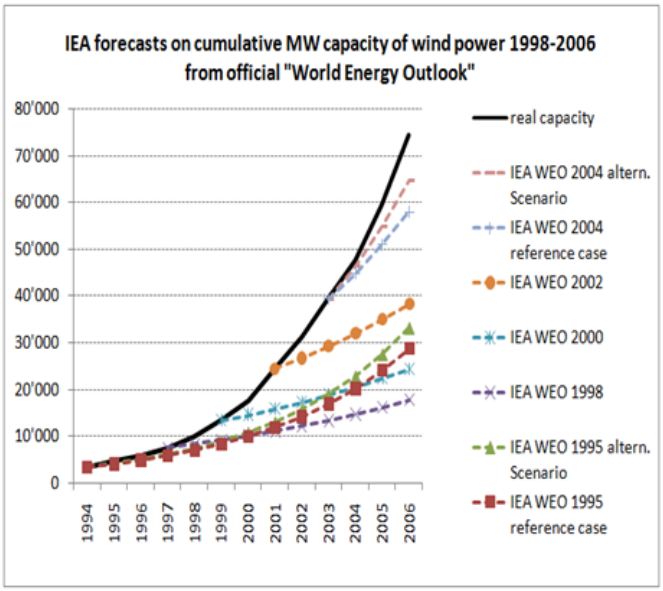
Figur 25 und 26 Entwicklung der Wind-Kapazitäten (MW) und der Solar-Kollektoren (kW pro Kopf) im Vergleich

Österreich hat heute rund 80mal mehr Windenergie als die Schweiz und baut jährlich sechsmal so viele Sonnenkollektor-Kapazitäten pro Kopf der Bevölkerung wie die Schweiz.

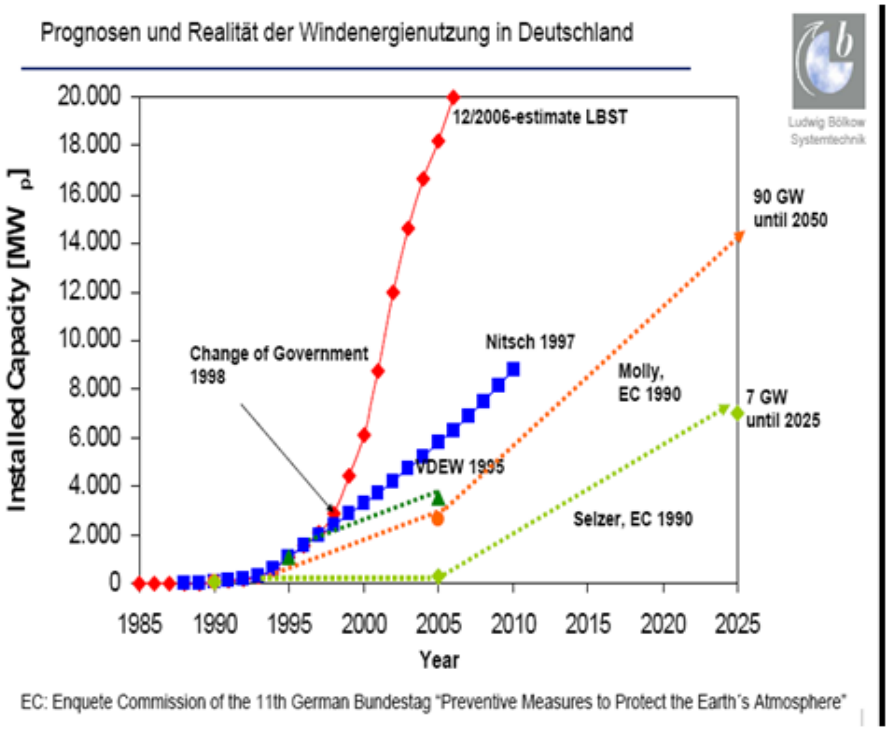
Von richtigen und falschen Prognosen

Die Leistungsfähigkeit der erneuerbaren Energien wurde in den offiziellen Prognosen stets unterschätzt. Die Internationale Energie-Agentur rubriziert die Windenergie noch immer verächtlich

unter „andere erneuerbare Energien“, obschon diese Energiequelle seit zehn Jahren weltweit am schnellsten wächst und in manchen Ländern Europas über 20 Prozent des Stromverbrauchs deckt.



Figur 27 Prognosen der Internationalen Energieagentur über die Entwicklung der Windenergie: Der Zubau wurde immer wieder massiv unterschätzt.



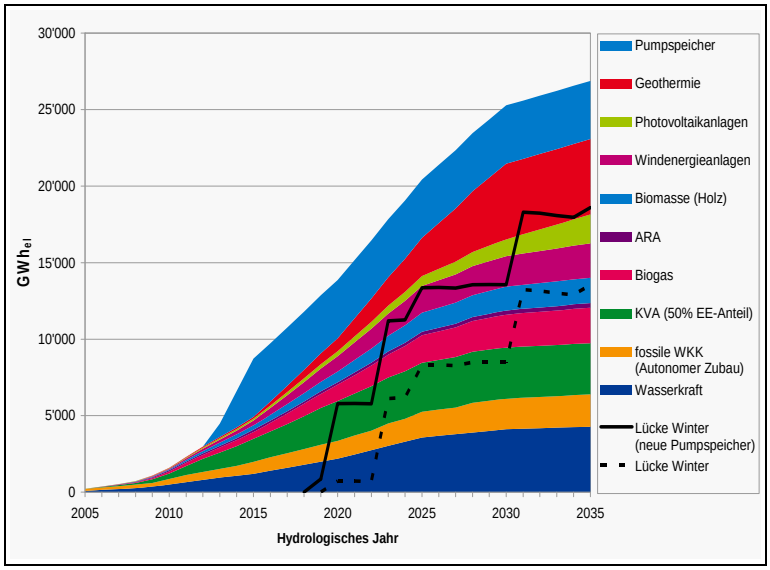
Figur 28 Prognosen zur Windenergie in Deutschland: Die reale Entwicklung rot (22‘247 MW wurden 2007 erreicht) hat alle Prognosen weit in den Schatten gestellt. Eine solche Entwicklung wurde noch in den 90er Jahren für völlig unmöglich gehalten. [37]

[37] Werner Zittel: Deutsche Energiepolitk, mit Fokus: Wie geht Deutschland mit PEAK OIL um? http://www.energiestiftung.ch/files/ses_fachtagung/Fachtagung_2007/praesentation_zittel_ses_07_08_31.pdf

Schweizer Prognosen oder:
Was in den „Energieperspektiven“ auch noch drin stand, ohne dass es jemand merkte

Selbst mit den offiziellen „Energieperspektiven“ des Bundesrates lässt sich zeigen, dass alle Atomkraftwerke in der Schweiz durch erneuerbare Energien ersetzt werden können, ohne dass ein Rückgriff auf neue CO_2-Träger nötig wäre.

Allerdings wurden die atomfreien Szenarien nach aussen hin nie kommuniziert und erst nachträglich transparent gemacht. In den Medien kommuniziert wurden dagegen die von der Axpo gezeichnete, grafisch dramatisierte „Stromlücke“ – eine Meisterleistung an destruktiver Einflussnahme. Die übrigen Technologiepfade wurden in der Öffentlichkeit danach kam mehr diskutiert.



Figur 29 Prognos AG: Szenario III, Variante Erneuerbare Energien[38]: alle Atomkraftwerke lassen sich ersetzen, schreibt der Bundesrat. Aber die entsprechenden Grafiken wurden nirgends publiziert; sie erschienen erst nachträglich.

Das Szenario III der „Energieperspektiven“ des Bundesrates zeigt die Möglichkeiten. Dieses Bild (Figur 29) der Prognos AG, das in den Zusammenfassungen des Bundesamtes für Energie oder des Bundesrates nirgends zu finden war, sondern erst im Kleingedruckten erschien, bestätigt, dass die Schweiz ein bedeutendes Ausbaupotential an erneuerbaren Energien besitzt, nicht nur im Bereich der Stromerzeugung, sondern auch in der Strombewirtschaftung, welche in einem vernetzten Europa mit erneuerbaren Energien immer wichtiger wird.

Die Prognos-Grafik zeigt, dass das Ausbaupotential der Wasserkraft, der übrigen erneuerbaren Energien und der Wärme-Kraft-Kopplung die Stromerzeugung der bisherigen Atomkraftwerke bei weitem übertrifft.

[38] Die Grafik findet sich in der Präsentation Erneuerbare Energien in den Energieperspektiven 2035 für die Schweiz, Auszüge aus den Ergebnissen der Energiesystemmodellrechnungen von Prognos-Direktorin Almut Kirchner, erstmals der Öffentlichkeit präsentiert an der Tagung der Schweizerischen Energiestiftung SES vom 28. November 2007 in Basel.
http://www.energiestiftung.ch/files/ses_fachtagung/Fachtagung_2007/praesentation_kirchner_rits_ses_07_08_31.pdf

VERÄNDERUNG DER POLITISCHEN MEHRHEITEN

Die positiven Erfahrungen mit erneuerbaren Energien, die Sorge um das Klima und der hohe Ölpreis haben im (Wahl-)Jahr 2007 die politischen Mehrheiten in der Schweiz kurzfristig bereits etwas verändert. Erstmals seit Jahrzehnten, mit erheblicher Verspätung im Vergleich zu den Nachbarländern und nicht ohne Widerstände wurden in der Schweiz einige „grüne“ energiepolitische Anliegen realisiert. Zu den positiven Neuerungen gehören

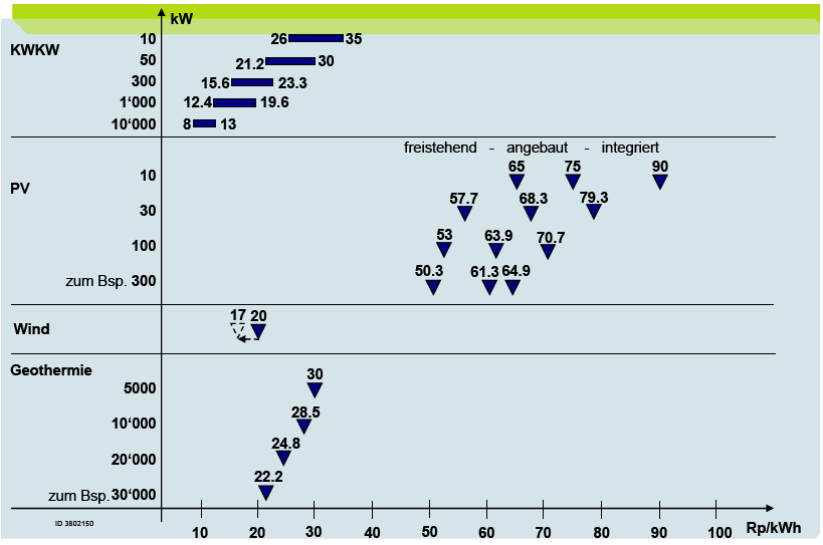
- Die kostendeckende Einspeisevergütung, wenn auch „gedeckelt“ bei 300 Mio. Fr. Mehrkosten
- Die Finanzierung von Stromsparprogrammen im Stromversorgungsgesetz;
- Die Einführung einer CO_2-Abgabe auf Brennstoffen, (im europäischen Quervergleich niedrig);
- Die Öffnung der Stromnetze
- Die Abnahmepflicht von Strom aus erneuerbaren Energien
- Die Aktionspläne des Bundesrates für Energieeffizienz und erneuerbare Energien (noch nicht umgesetzt);
- Die von der Umweltkommission des Nationalrats beantragte Teilzweckbindung der CO_2-Abgabe welche 200 Mio. Fr. pro Jahr für Gebäudesanierungen vorsieht (noch nicht umgesetzt).

Bei den Einspeisevergütungen ist anzufügen, dass das Mehrkostenvolumen generell bei 300 Mio. Fr. auf eher tiefem Niveau plafoniert ist. Das Gesetz sieh zudem für die Photovoltaik einschneidende Mengenbeschränkungen vor.

Ökologisch wenig positiv ist die Steuerbefreiung von Agrotreibstoffen, welche der Bundesrat nicht in der vom Gesetz geforderten, differenzierten Art – mit Rücksicht auf die Erzeugerqualität – umzusetzen gewillt ist.[39]

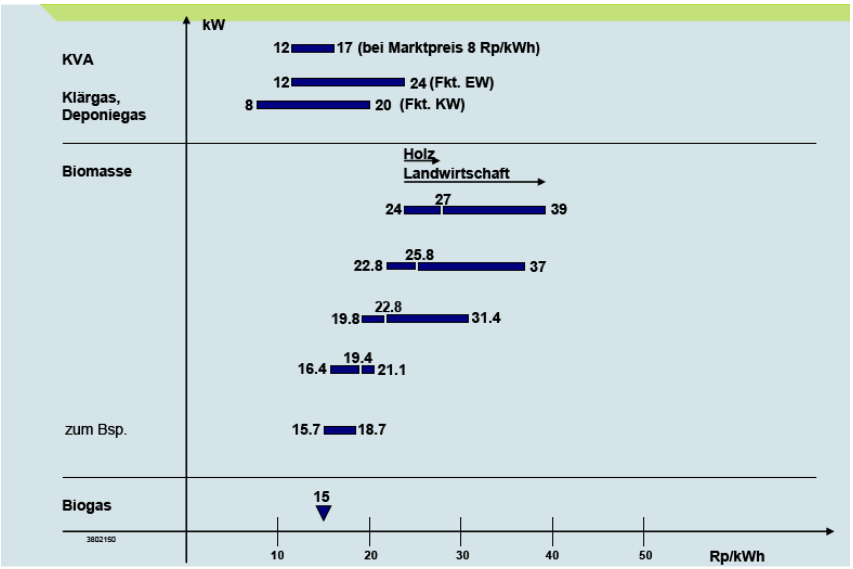
Einspeisevergütungen in der Schweiz

Im März 2008 hat der Bundesrat die Höhe der Einspeisevergütungen bekannt gegeben, die ab 2009 gelten.



Figur 30 Einspeisevergütungen für Kleinwasserkraftwerke, Photovoltaik, Windenergie und Geothermie

[39] Neben vernünftigen Nutzungen in der Schweiz (Biogas und Klärgasverwertung) sind die Folgen des Ethanol-Imports dramatisch negativ: die Abholzung wird beschleunigt und die Monokulturen für Treibstoffe gefährden die Ernährung armer Bevölkerungsschichten.



Figur 31 Einspeisevergütungen für Strom aus Biomasse, Biogas und Kehricht

Welche zusätzliche Stromerzeugung mit diesen Vergütungen in der Schweiz erreichbar sind, wird sich in den nächsten Jahren zeigen. Nach dem heutigen Stand der Kenntnis scheinen die vergütungs-Bestimmungen für Wasserkraft, Biomasse und Geothermie befriedigend.

Bei der Windenergie hat der Bundesrat die Vergütungen im letzten Moment von 23 auf 20 Rp./kWh abgesenkt, was wegen des starken Anstiegs der Turbinenpreise von Suisse-Eole heftig kritisiert wurde. Besonders in hohen Lagen ohne Strassenzugang könnte eine Realisierung von geplanten Windparks schwierig werden.

Bei der Photovoltaik hat der Bundesrat die jährlichen Absenkungen von 8% übernommen, wie sie auch in Deutschland gelten. Bei den heutigen Modulpreisen ist der Ausbau der Photovoltaik für kommerzielle Investoren wenig interessant, im Vergleich zu den Vergütungen in anderen Ländern.

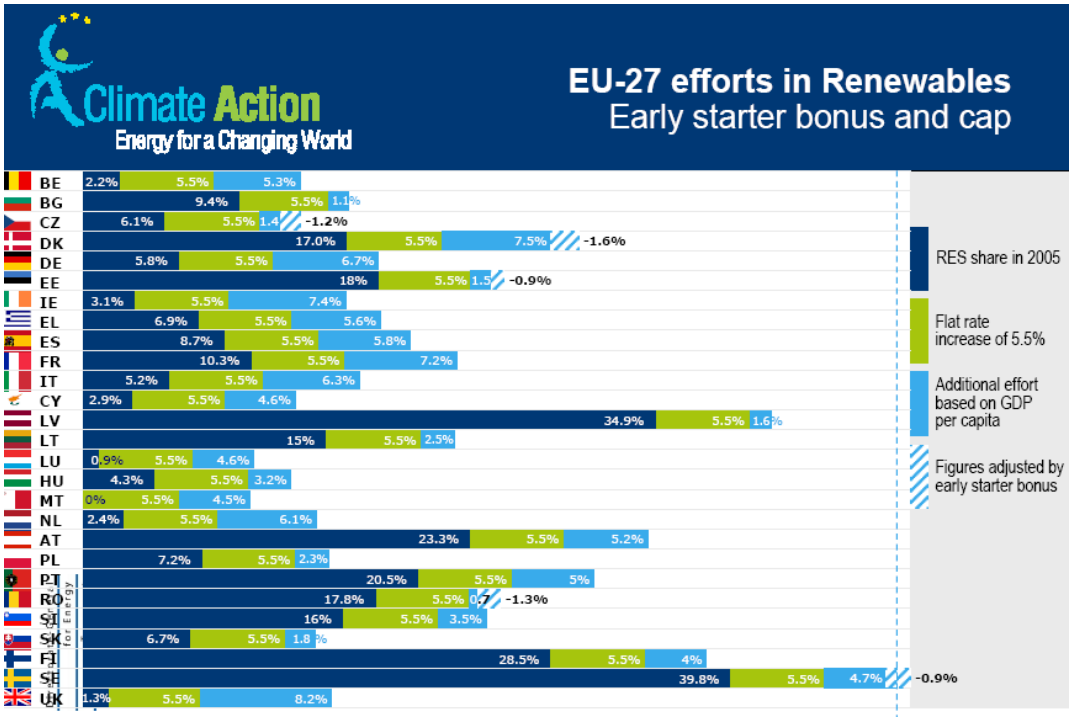
Zum Vergleich: Fortschritte in den EU-Ländern

Mit den genannten Neuerungen hat die Schweiz wohl einen Schritt nach vorne getan. Im Verglich zur Europäischen Union hinkt sie indessen nach. Dies zeigt sich schon allein am rein quantitativen Ausbau, den die neuen erneuerbaren Energien in anderen Ländern erreicht haben:

- Die Windenergie liefert in Sachsen-Anhalt, Schleswig-Holstein und Brandenburg bereits über ein Drittel des landesweiten Stromverbrauchs. Im Süden Deutschlands boomt die Photovoltaik und die Verstromung von Biomasse. Ein enormes Wachstumspotential zeichnet sich für die Windenergie in der Nord- und Ostsee ab. In Deutschland dürfte um das Jahr 2020 bereits etwa die Hälfte des Stroms aus neuen erneuerbaren Energien stammen.[40]
- Österreich hat die Nutzung von Biomasse und Sonnenkollektoren weiter entwickelt und gehört heute zu den grossen Exporteuren von Umwelttechniken.

[40] Die offiziellen Prognosen sind zwar niedriger, wurden aber in der Vergangenheit von der realen Entwicklung stets vorzeitig eingeholt.

- In Spanien floriert neben der Windenergie die solarthermische Stromerzeugung, ein geradezu explosiv wachsender (Export-)Sektor. Für die Windenergie hat die Regierung die Produktionsziele immer wieder nach oben korrigiert. Geplant sind neuerdings statt der ursprünglich angesagten 13 GW mindestens 40 GW bis 2020.



Figur 32 Zunahme der erneuerbare Energien in der Europäischen Union, Übersicht nach Ländern. Jedes einzelne EU-Land steigert die Gewinnung von erneuerbaren Energien stärker als die Schweiz. (Quelle: Schaefer 2008)[41]

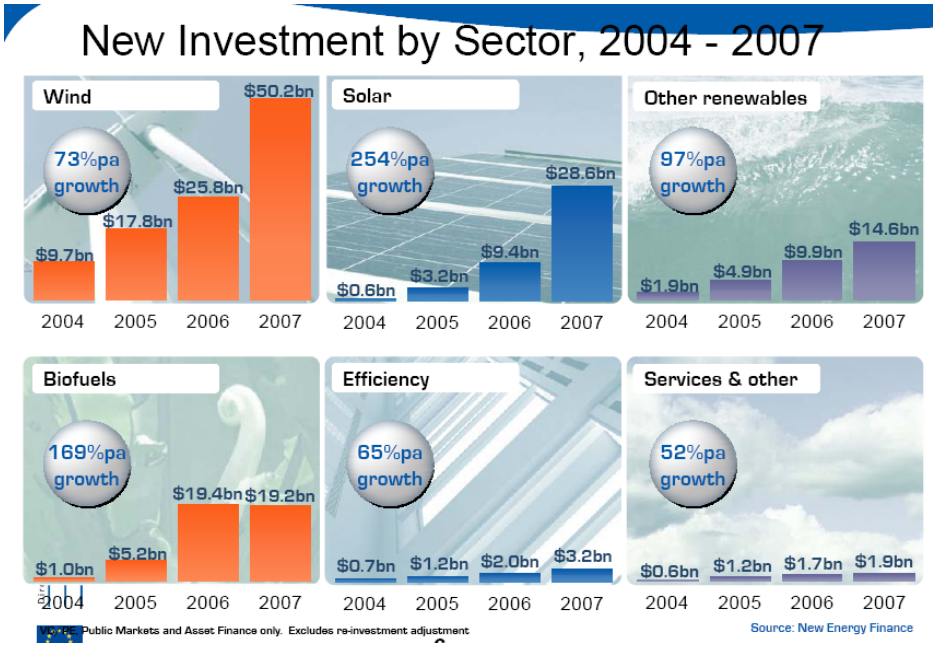
Nachdem Deutschland, Dänemark und Spanien die kostengünstige Gewinnung von erneuerbaren Energien vorgespurt haben, ziehen fast alle anderen Länder Mitteleuropas nach. Frankreich, Grossbritannien, Polen, Portugal und Italien gehören zu den neuen Boom-Ländern.

Selbst in Brüssel sind die neuen erneuerbaren Energien salonfähig geworden. Mit der 20-20-20-Direktive[42] müssen alle EU-Länder, abgestuft nach wirtschaftlicher Leistungsfähigkeit, minimal Ziele erreichen. Es wird niemanden überraschen, wenn diese Ziele bis 2020 in manchen Ländern wiederum bei weitem überschritten werden, angetrieben von technischen und wirtschaftlichen Erfolgen im Umfeld steigender Öl- und Gaspreise.

Es ist nicht einsichtig, weshalb diese inzwischen bewährten Rezepte in der Schweiz weiterhin blockiert bleiben sollen, nur weil die ideologisch fixierten Atomkonzerne die erneuerbaren Energien weiterhin verhindern wollen.

[41] Oliver Schaefer, European Renewable Energy Council: Der europäischen Herausforderung begegnen! http://www.jahreskonferenz.de/fileadmin/ee08/vortraege/ee08_schaefer.pdf

[42] Die EU postuliert 20% bessere Energieeffizienz, 20% tiefere CO_2-Emissionen und 20 Prozent erneuerbare Energien am Gesamtverbrauch bis 2020



Figur 33 seit dem Anstieg der Ölpreise sind die Investitionen in erneuerbare Energien weltweit stark angestiegen. Das stärkste Wachstum erreichen die Wind- und die Solartechniken. (Quelle: Erec)[43]

Wer die Nutzung von Energieeffizienz und erneuerbaren Energien weiterhin verhindert, katapultiert sich auch wirtschaftlich zunehmend ins Offside.

TRÄGER DES WACHSTUMS

Es entbehrt nicht der Ironie, dass die Schweiz heute bereits über eine bedeutende erneuerbare-Energien-Industrie verfügt. Zu den alt bekannten Technologien gehört die Wasserkraft und die Holzwirtschaft. Weniger bekannt sind die Firmen im Wind- und Solarsektor. Dazu gehören bspw.

- Meyer-Burger (Siliziumsägen, Thun),
- 3 S Swiss Solar Systems AG (Produktionsanlagen für Solarmodulfertigung, Lyss)
- Oerlikon Solar (Siliziumdünnschichtzellen-Systeme, Trübbach SG/Balzers FL),
- Sputnik Engineering AG (Wechselrichter, Biel)
- Alstom (Turbinenbau, neu auch über Ecotecnia im Windturbinenbau aktiv, Baden),
- ABB (Leittechnik, Stromnetze, Automation, Baden)
- Gurit (Verbundstoffe für Windturbinen)

Dazu kommt eine Vielzahl von mittelständischen Firmen in der Gebäude- und Wärmetechnik (Schweizer, Hedingen, Jenni Burgdorf und v.a.m.) sowie die Anbieter von Fertighäusern mit qualifiziertem Energiestandard. Wegen der lange sehr schlechten Rahmenbedingungen verkaufen viele dieser Unternehmen einen Grossteil ihrer Produkte im Ausland. Eine Verbesserung der Rahmenbedingungen in der Schweiz bedeutet, das sich auch für bestehende Schweizer Firmen neue Chancen eröffnen.

[43] Oliver Schaefer, European Renewable Energy Council: Der europäischen Herausforderung begegnen! http://www.jahreskonferenz.de/fileadmin/ee08/vortraege/ee08_schaefer.pdf

4. FOKUS BERN

Der Kanton Bern darf für sich den Titel eines Energie-Pionierkantons in Anspruch nehmen, auch wenn die Energiepolitik insgesamt wechselhaft verlief:

- In Burgdorf (BE) wurden die ersten kostendeckenden Einspeisevergütungen Europas eingeführt („Burgdorfer Modell"), später aber wieder ausgesetzt.
- Kantonale Subventionen für Energieanlagen, eingeführt im Gefolge der Ölkrise, ermöglichten die Entwicklung und Verbesserung insbesondere der solarthermischen Wärmegewinnung. Die Solarhäuser von Josef Jenni (Oberburg/BE) sind heute über die Landesgrenzen hinweg bekannt (deutscher Solarpreis 2006). In den 90er Jahren wurden auch diese Beiträge wieder abgeschafft.
- Die Wasserkraft gehört zu den wichtigsten Energieressourcen des Kantons Bern. Mit einer installierten Turbinenleistung von 1387 MW und einer mittleren Produktionserwartung von 3144 GWh liefert der Kanton Bern einen Beitrag von gegen 10% des schweizerischen Stroms aus Wasserkraft. [44]
- Auf technischer Ebene hat sich die Burgdorfer Ingenieursschule besonders hervorgetan. Sie ist für ihr know how in der Wechselrichter-Technik über die Landesgrenzen hinaus bekannt.

Eine fortschrittliche „Energiestrategie 2006" wurde vom Regierungsrat verabschiedet und vom Grossen Rat zur Kenntnis genommen. Sie enthält ein Bekenntnis zur Energieeffizienz (2000-Watt-Gesellschaft als „Fernziel") und zu den erneuerbaren Energien (Ziel: erneuerbare Energien im Gebäude und 80% der Stromerzeugung). Der Regierungsrat hat die grossen Potentiale einheimischer Ressourcen erkannt und ist gewillt, diese zu nutzen:

„Der Kanton Bern verfügt über eine Vielzahl von nur zum Teil genutzten erneuerbaren Primärenergien: grosses, bereits genutztes Wasserkraftpotenzial mit Ausbaumöglichkeiten, Holz in grossen Mengen und mit bisher ungenutztem Potenzial, detailliert untersuchte Grundwasserwärmenutzungs-Möglichkeiten, Umgebungswärme, Abwärme aus Industrie und Kehrichtverbrennung, Biomasse, Wind und Sonne."[45]

VERKEHR

Im Verkehrsbereich haben die Kantone grossen Einfluss auf den öffentlichen Verkehr; dieser ist mit der LSVA, dem Ausbau der Bahn (FinÖV) und des Regionalverkehrs auf guten Wegen.

Beim Motorfahrzeugverkehr liegen die Kompetenzen hauptsächlich beim Bund (CO_2-Abgabe, Verbrauchsvorschriften usw.), weshalb wir den Verkehrsbereich hier nicht weiter thematisieren.

GEBÄUDE, DIENSTLEISTUNGEN, INDUSTRIE UND LANDWIRTSCHAFT

Im Bereich Gebäude sind die naheliegenden Techniken (Passivhäuser, Minergie-P), entwickelt. Die Lenkungsmassnahmen sind eingeleitet (CO_2-Abgabe) oder durch die Preis-Entwicklung am Markt erfüllt worden. Ein Förderprogramm auf Bundesebene, welches das ungenügende Aktionsprogramm „EnergieSchweiz" verstärken soll, ist in Vorbereitung (Teilzweckbindung der CO_2-Abgabe mit 200 Mio. Fr. pro Jahr für Gebäudesanierungen). Hier bestehen die folgenden kantonalen Aufgaben:

[44] Bundesamt für Wasserwirtschaft: Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz 2006

[45] Kanton Bern: Energiestrategie 2006

- Erlass und Durchsetzung von Neubauvorschriften nach dem neusten Stand der Technik
- Verstärkte Sanierung bestehender Gebäude durch Einführung von Förderprogrammen
- Anreize für Energieeffizienz im Bereich Dienstleistungen und Industrie und Landwirtschaft

STROMSEKTOR

Sind Stromimporte Tabu?

Was die Atomlobby als „Stromlücke“ denunziert, erweist sich bei genauem Hinsehen als normaler Beschaffungsvorgang. Hinter dem Wort „Stromlücke“ steckt ein protektionistisches Konzept, wonach jede kWh, die nicht in der Schweiz selber erzeugt wird, eine Gefährdung der Versorgungssicherheit beinhaltet. Das Konzept „100% Inlandverstromung“ ist aber in sich weder schlüssig noch zielführend:

- Über die effektive Sicherheit der Versorgung entscheidet die Verfügbarkeit der Anlagen und der Primärenergie. Dank dem grossen bestand an Speicherkraftwerken kann die Schweiz fluktuierende, erneuerbare Stromquellen wie Sonne oder Wind sehr gut managen.
- Wer Atomkraftwerke oder Gaskraftwerke baut, setzt auf endliche Ressourcen und geht erhebliche Risiken ein, was die Verfügbarkeit der Anlagen anbetrifft, zum Beispiel bei Unfällen, Krisen, Terror oder Krieg.
- Erdgas und Uran sind weltweit knapp geworden. Die Lieferungen in der Schweiz hängen beim Erdgas in zunehmendem Mass von Importen aus Iran, Russland oder Zentralasien ab. Die Schweiz befindet sich in diesen Ländern in einem Bieterkampf mit anderen Grosskonsumenten, namentlich in China und Indien. Solche Energiequellen sind, auch wenn die Verstromung von Erdgas oder Uran in der Schweiz stattfindet, punkto Versorgungssicherheit sicher problematischer als zum Beispiel Windstromimporte aus Deutschland, Holland oder Frankreich, wo Windturbinen von der Schweiz erworben werden können und auf Jahrzehnte hinaus einen vorhersehbaren Versorgungsbeitrag zu fixen Kosten liefern.
- Zu den Lieferrisiken der nichterneuerbaren Energien gesellt sich das Preisrisiko. Bei allen nichterneuerbaren Energien sind in den letzten Jahren Preis-Sprünge zu beobachten, welche bei erneuerbaren Energien nicht vorkommen.

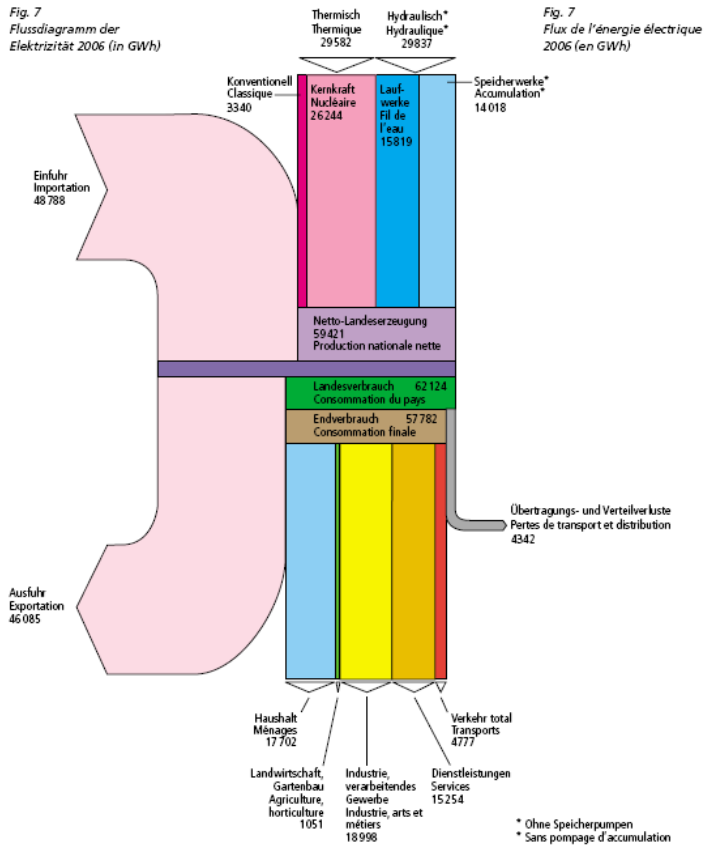
Nachdem die Elektrizitätswirtschaft bis in die neunziger Jahre Atomkraft-Beteiligungen in Frankreich im Umfang von 2,5 GW erworben hat (entsprechend 2½ Gösgen) führt sie neuerdings, um neue Atomkraftwerke in der Schweiz zu begründen, folgende Gründe an:

a) Strombeschaffungen aus dem Ausland seien sehr unsicher (Ausnahme: Atomstrom-Importe)
b) Neue Stromnetze könnten nicht gebaut werden („dauert 30 Jahre oder mehr“).

Die Wirklichkeit ist indessen eine andere. Weltweit befinden sich die Stromnetze in einem rasanten Ausbau, angetrieben durch die Erschliessung von erneuerbaren Energien und die Internationalsierung der Strommärkte. Der wirtschaftliche Erfolg der ABB ist unter anderem auf diesen hohen Auftragseingang zurückzuführen.

Seit der Marktöffnung in der Europäischen Union werden knappe Leistungskapazitäten versteigert. Aus den Auktionserlösen im zwischenstaatlichen Austausch steht eine neue Finanzierungsquelle für

den Ausbau der Stromnetze zur Verfügung. Mit der Schaffung einer schweizerischen Netzgesellschaft SWISSGRID wurde auch in der Schweiz institutionell die Voraussetzung für eine auf Europa ausgerichtete Planung und Infrastruktur geschaffen. Und die Schweiz verfügt bereits über sehr gute Auslandverbindungen – besser als in jedem anderen Land Europas. Einfuhren und Ausfuhren sind mit 47 TWh fast so gross wie der Endverbrauch.



Figur 34: hohe Vernetzung des schweizerischen Stromsektors

Was spricht für Strombeschaffung im Inland?

Es gibt berechtigte Motive, vorrangig die Strombeschaffung aus einheimischen Energien zu postulieren:

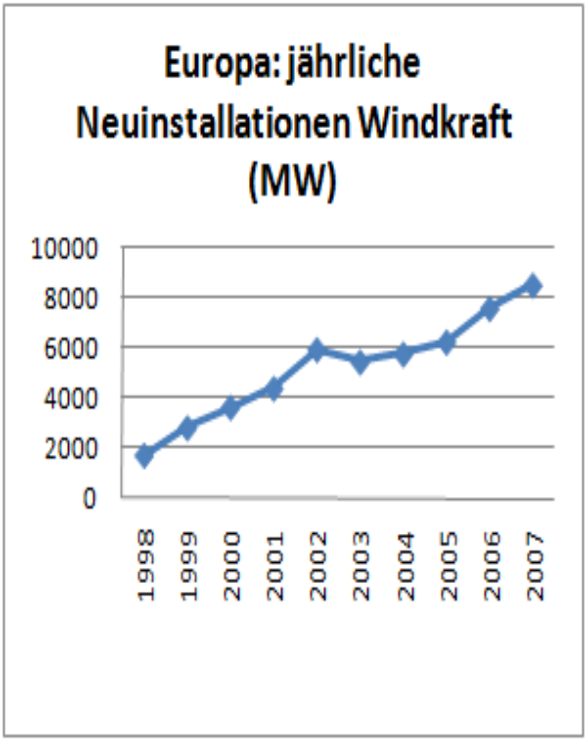
- Die Versorgungssicherheit
- Die Nutzung der einheimischen Ressourcen (Wasser, Wind, Sonne, Erdwärme)
- Der Erwerb und Erhalt des technischen know hows
- Die Steigerung der einheimischen Wertschöpfung
- Die Teilnahme am wachsenden Markt für erneuerbare Energien
- Die Förderung des mittelständischen Gewerbes

Die Stromerzeugung auf Basis von Uran ist indessen keine „einheimische Energie“, ebensowenig wie jene aus Erdgas.

Was spricht für eine Strombeschaffung aus dem Ausland?

Mit der Marktöffnung in Europa und der dynamischen Expansion der Windenergie und der Solarenergie ist heute nichts einfacher als der Erwerb von Beteiligungen im benachbarten Ausland. Die saubere Windenergie kann im Zusammenspiel mit der Wasserkraft faktisch jeden Bedarf decken. Sie erfordert aber ein gutes Netzmanagement und setzt die Verfügbarkeit ausreichender Leistungsreserven voraus, wie sie in der Schweiz bereits bestehen. Für eine europäisch integrierte Lösung mit schweizerischen Wind- und Solar-Kraftwerken im Ausland sprechen:

- Die enormen Ressourcen (Wind und Sonne), die wirtschaftlich und flächenspezifisch im Ausland zum Teil bessere Erträge liefern als in der Schweiz
- Die dadurch geringeren Kosten der Stromerzeugung
- Die dünnere Besiedelung im Ausland



Figur 35 Zunahme der Windenergie in Europa (Quelle. Windpower Monthly Magazine)

Figur 36 die neue Enercon E-126 mit 6 MW Leistung produziert 20 GWh pro Jahr

Eine einzige 6 MW-Windkraftanlage von Enercon erzeugt pro Jahr an der deutschen Küste rund 20 Mio. kWh (=20 GWh). Für den Ersatz aller AKWs der Schweiz (2006: 26‘200 GWh) bräuchte es 1300 solcher Anlagen oder rund 120 Stück pro Jahr bis 2020.

Langfristig wird die Marktöffnung in Europa dazu führen, dass in den Gebieten mit den besten und billigsten Ressourcen die grössten Kapazitäten erstellt werden. Die grössten ungenutzten Potentiale befinden sich in Frankreich, Grossbritannien, Norwegen und Osteuropa. Für die Schweiz sind aber auch die langfristig kostengünstigen Offshore-Standorte im Atlantik und an der Nordsee attraktiv. Kostengünstig, weil die hohen Laufzeiten in diesen Regionen (über 4000 Volllaststunden) und die

hohe Verfügbarkeit der Windenergie im Winter das produktionsprofil der alpinen Wasserkraft ideal ergänzen.

Es ist bloss eine Frage der Zeit, bis die économiesuisse von ihrem (atom-)protektionistischen Kurs einer 100%-Inlanderzeugung abkommen wird, denn Windstrom aus dem Ausland ist heute bereits billiger als Atomenergie, und in den nächsten Jahren wird der rasche Ausbau der Windindustrie die Leistungsfähigkeit dieser Technologie weiter verdeutlichen.

Schliesslich hat die Beteiligung der Schweizer Elektrizitätswirtschaft an ausländischen Kraftwerken eine lange Tradition und der Verbund von nicht regelbaren Energien (Atomenergie, Windenergie) mit der Wasserkraft war schon immer ein eminent rentables Geschäft der „Stromdrehscheibe Schweiz".

Folgerungen für den Kanton Bern

Für den Kanton Bern wird deshalb sowohl die einheimische Energie als auch die ausländische Stromerzeugung im Verbund mit Wasserkraft von grosser Bedeutung bleiben:

- Einheimische Anlagen gilt es aus Gründen der Versorgungssicherheit und der einheimischen Wertschöpfung zu fördern.
- Beteiligungen im Ausland bleiben wichtig für die gewinnbringende Veredelung von Strom dank den Speicherkraftwerken.
- Stromimporte in Ergänzung zur einheimischen Erzeugung erhöhen die Versorgungssicherheit.

5. QUANTIFIZIERUNG DES BEDARFS FÜR DEN KANTON BERN

Will man den Kanton Bern auf erneuerbare Energien umstellen, ist eine Schätzung des Zusatzbedarfs erforderlich. Dies gilt insbesondere für den Stromsektor, wo die erforderlichen Investitionen in Stromnetze und neue Kraftwerksleistung plausibel aufgezeigt werden müssen. Etwas

- Im Wohnungsbau sind mit dem Energie-P-Label energieautarke Lösungen möglich, die den Energiebedarf von Immobilien übers Jahr gesehen ohne Bezug von Fremdenergie ermöglichen.
- Für den Verkehr gehen wir vereinfachend davon aus, dass der Bedarf an erneuerbaren Energien wie bisher vorwiegend aus dem Ausland bezogen wird. Würde man den fossilen Energieverbrauch der Motorfahrzeuge auf Basis von Windenergie abwickeln – wozu konsumseitig ein erheblicher Infrastruktur-Umbau nötig wäre – müssten in Nordsee rund 1200 Turbinen à 6 MW gebaut werden, ein keineswegs absurdes Vorhaben. [46]

Berechnung des Strombedarfs aus erneuerbaren Energien

Die Stromerzeugung der Schweiz setzt sich wie folgt zusammen:

Jahr	Wasserkraftwerke	Kernkraftwerke	Konventionell-thermisch	Landeserzeugung
Mittelwert 1997-2006	36'321	24'742	2'699	63'762
Anteile in %	57%	39%	4%	100%

Figur 37 Zusammensetzung der Landeserzeugung (Mittelwert 1997-2006)

Der schweizerische Stromverbrauch im Jahre 2006 bezifferte sich wie folgt:

Jahr	Nettoerzeugung	Import/Export-	Landesverbrauch	Netzverluste	Endverbrauch
2006	59'421	2'703	62'124	4'342	57'782

Figur 38 Nettoerzeugung (ohne Pumpverluste), Landesverbrauch und Endverbrauch

Bei der Berechnung werden folgende Annahmen getroffen:

- Es wird rechnerisch unterstellt, dass die thermischen Werke auf Basis von Wärme-Kraft-Kopplung betrieben werden, welche die Gesamteffizienz verbessern. Sie werden deshalb nicht durch erneuerbare Energien substituiert, solange in der Schweiz noch fossile Brennstoffe zum Einsatz kommen.
- Es wird rechnerisch unterstellt, dass der Stromverbrauch für die Pumpspeicherung dem Stromaussenhandel dient und deshalb auch aus dem Ausland bezogen wird. Die Schweiz wäre für eine reine Binnenversorgung nicht auf Pumpspeicher angewiesen.
- Wir gehen ferner davon aus, dass der Kanton Bern mit 13% der Bevölkerung einen proportionalen Stromverbrauch von 13% des nationalen Endverbrauchs aufweist.

[46] Berechnungsbasis: Benzin- und Dieselverbrauch 2006 rund 5,336 Mio. Tonnen, entsprechend 53360 GWh. Energieeinsparung dank Batterie/Elektrobetrieb 50%; Produktion pro Windturbine à 6MW in der Nordsee 23 GWh (Kapazitätsfaktor 45%). Wollte man den Strom für den Autoverkehr allein mittels Photovoltaik herstellen, müssten dafür rund zwei Drittel der Süd-Dachflächen mit kristallinen Solarzellen bestückt werden.

	CH total GWh	Anteil13% Kanton Bern GWh
Endverbrauch	57'782	7'512
Wasserkraftwerke	- 36'321	-4'722
Konventionell-	- 2'699	-351
verbleibender Eigenbedarf	18'762	2'439
Verbrauchswachstum 5% von Endverbrauch	2'889	376
Sicherheitszuschlag 5% v. Endverbrauch	2'889	376
Ersatzbedarf total	24'540	3'190

Figur 39 Ersatzbedarf in der Schweiz und im Kanton Bern

Daraus ergibt sich für eine kalkulierte Vollversorgung mit erneuerbaren Energien im Stromsektor ein Ersatzbedarf (inkl. Verbrauchswachstum und Reserve) von 24540 GWh (Schweiz) bzw. 3190 GWh (Bern), also ungefähr die Stromerzeugung des nationalen bzw. kantonalen Atomparks.

3,2 TWh entspricht ungefähr der Stromerzeugung des Atomkraftwerks Mühleberg.

6. POTENTIALE DER ERNEUERBAREN ENERGIEN

BIOMASSE

Für Biomasse und Kehricht liegen detaillierte Potentialstudien für die Schweiz vor. Im Bericht „Potentiale zur energetischen Nutzung von Biomasse in der Schweiz“ des Bundesamtes für Energie (BFE) heisst es:

„Unter dem neuen Stromversorgungsgesetz (siehe Vernehmlassung) soll der Anteil der neuen erneuerbaren Energien bis 2035 auf 10% des gesamten Elektrizitätsverbrauchs, d.h. ca. 5.6 TWh oder rund 20 PJ gesteigert werden. Bei dem geschätzten Nutzungspotenzial von 20 PJ könnten somit 100% dieses Zielwerts durch die Erzeugung von Strom aus Biogas- und Holzvergasungsanlagen erbracht werden.“[47]

Biomasse ist ein flächenspezifisches Produkt, weshalb der Kanton Bern mit 23% der Landesfläche im Verhältnis zur Bevölkerungszahl ein überdurchschnittliches Potential aufweist. Nimmt man diese Kantonsfläche als Basis, ergibt sich für den Kanton Bern - abgeleitet aus der gesamtschweizerischen Schätzung - ein Stromerzeugungspotential von 1275 GWh pro Jahr.

Biomasse	Fläche ha	Anteil an Landesfläche	Biomassestrom 2004 GWh	Steigerungspotential GWh	
Schweiz	4128447	100%	148	5500	100%
Bern BE	957197	23%	n.a.	1275	23%

Figur 40 Potential Biomasse CH und Kanton BE

[47] „Potentiale zur energetischen Nutzung von Biomasse in der Schweiz“, Dezember 2004 S. 205, Hrsg. Bundesamt für Energie

KEHRICHTVERSTROMUNG

Siedlungsabfälle entstehen proportional zur Bevölkerungszahl. Auch hier liegen für die gesamte Schweiz Evaluationen über die Potentiale vor.[48] Daraus ergibt sich ein theoretisches Potential von 263 GWh für den Kanton Bern.[49]

Kehricht	Bevölkerung	Strom aus Kehricht 2004 (GWh)	Steigerungspotential (GWh)	Anteil
Schweiz	100%	1538	2000	100%
Bern BE	13%	n.a.	263	13%

Figur 41 Potential Strom aus Kehricht, Schweiz und Kanton BE

[48] Verband der Betriebsleiter und Betreiber Schweizerischer Abfallbehandlungsanlagen (VBSA): Strom aus Abfall: weit mehr ist möglich, Information für die Medien, Bern, 29. Juni 2005

[49] Angesichts der geographisch ungleichen Verteilung von Kehrichtverbrennungen bleibt aber noch zu verifizieren, wie hoch die Potentiale im Kanton Bern tatsächlich sind und welche Potentiale hier auf andere Kantone entfallen.

WINDENERGIE

Das Paul-Scherer-Institut ist wegen seiner ideologischen Nähe zur Atomlobby nicht für seine Sympathien für erneuerbare Energien bekannt. Bemerkenswert ist indessen, dass dieses atomnahe Institut ein Windstrompotential für die Schweiz ermittelt hat, welches die Stromerzeugung des Atomkraftwerks Mühleberg deutlich übersteigt:[50]

1150 GWh	*aus „Windparks“*
2850 GWh	*aus „Einzelanlagen“*
4000 GWh	*Total Stromerzeugung aus Windkraft*

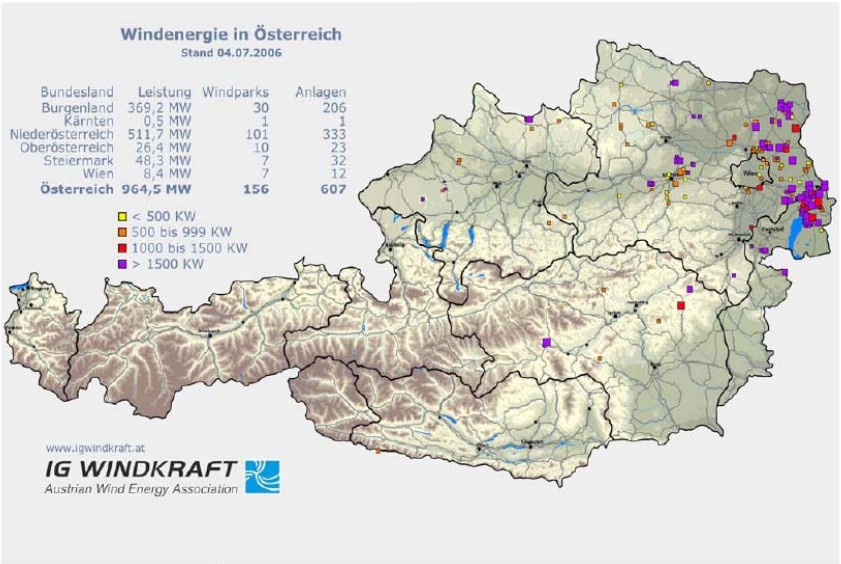
Figur 42 Windpotential Schweiz gemäss Schätzung des PSI

Der Kanton Bern ist insofern privilegiert, als er zu den besonders windgünstigen Kantonen gehört: auf den Juraketten, im Emmental und in den Alpen befindet sich eine Grosszahl sehr guter Standorte. Wir rechnen dem Kanton bei der Windenergie deshalb ein *doppelt so grosses Potential* pro km^2 zu wie im schweizerischen Durchschnitt, in der Gewissheit, dass das technisch nutzbare Potential effektiv noch grösser wäre, aber aus Gründen der sozialen Akzeptanz nicht ausgeschöpft wird.

Potentiale

Viele neuere Studien aus allen Weltteilen zeigen, dass das tatsächliche Potential der Windenergie wesentlich grösser ist als die in früheren Messungen geschätzten Werte. *„Die zahlreichen Abschätzungen des möglichen Windkraftpotenzials in Österreich reichen von 3.000 GWh bis zu knapp 20.000 GWh. Bei den meisten dieser Abschätzungen ist zu beobachten, dass der momentane Stand der Technik für die Abschätzungen herangezogen wurde. Technische Weiterentwicklungen, wie sie gerade bei der Windkraft in extremen Maße zu beobachten sind, wurden praktisch nie antizipiert.“* [51]

Die Nutzung in Österreich konzentriert sich auf einige wenige Regionen, vorab in Niederösterreich. Mit den alpinen Standorten auf der hohen Tauern wurde aber der Beweis erbracht, dass auch in hohen Lagen eine rentable Stromerzeugung mit Wind möglich ist.



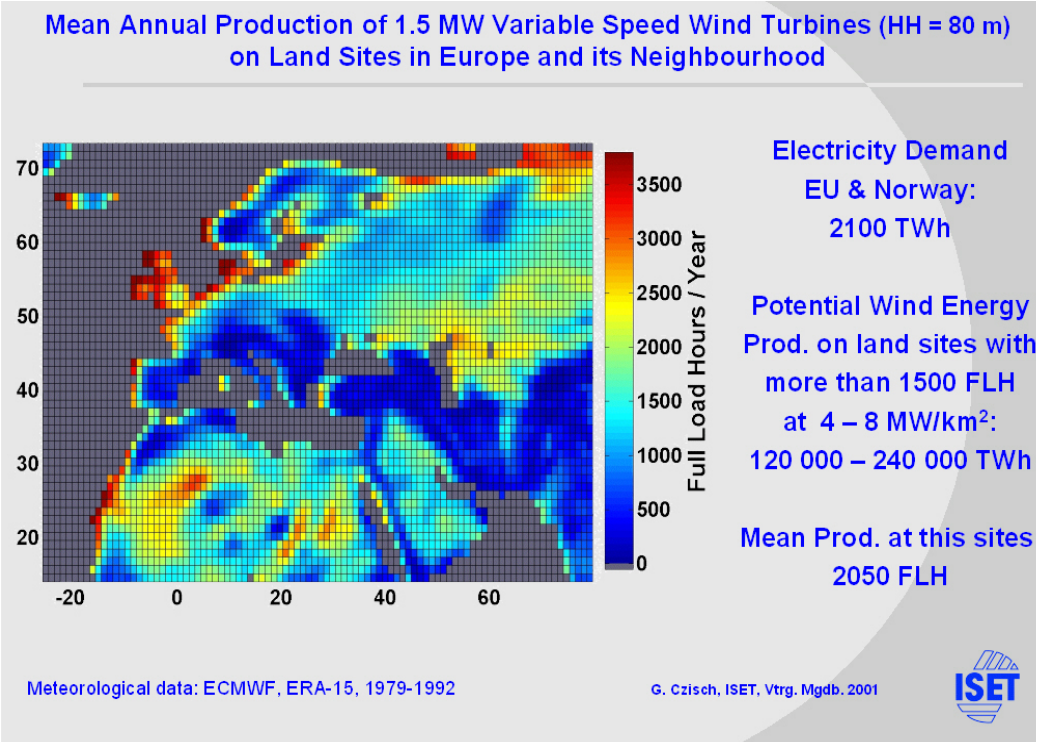
Figur 43: Windstandorte in Österreich

Abb. 3: Windenergie in Österreich Stand 1. Juli 2007

[50] Paul Scherrer Institut: Erneuerbare Energien und neue Nuklearanlagen, Hrsg. Bundesamt für Energie, Februar 2005

[51] Stefan Hantsch, Stefan Moidl: Das realisierbare Windkraftpotenzial in Österreich bis 2020 St.Pölten, Juli 2007

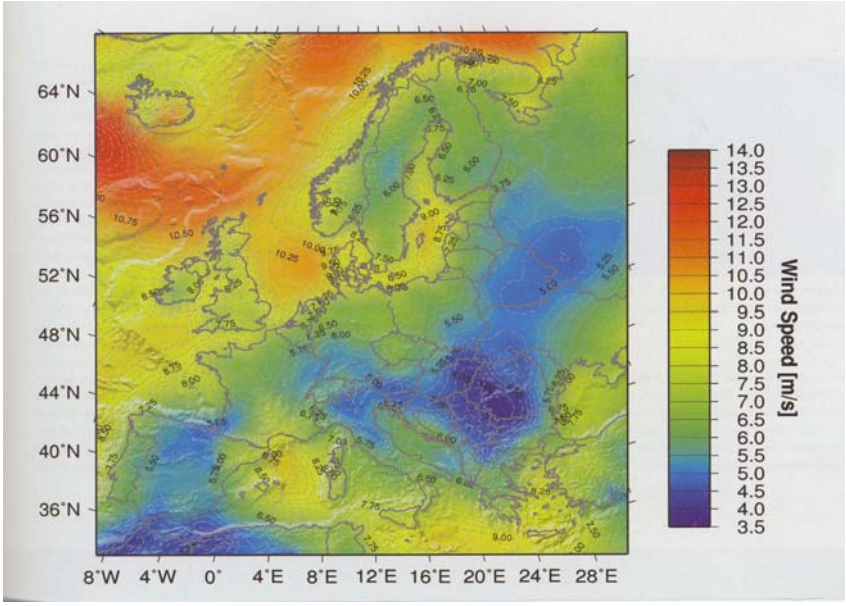
Interessant am österreichischen Beispiel ist, dass die meisten Windkraftanlagen in Gebieten liegen, die in den offiziellen älteren Windkarten als „No-Wind"-Gebiete eingezeichnet wurden.



Figur 44: Windatlas basierend auf Daten von 1992: Österreich, Italien und weite Teile Spaniens wurden als praktisch windstille Gebiete eingezeichnet.

.

In den frühen Windkarten (Beispiel:1992) wurden die Potentiale in Zentraleuropa unterschätzt; vorwiegend die Küstenlagen galten als windgünstig. Inzwischen gehören Standorte in Zentralspanien, Italien oder Österreich zu den Gebieten mit intensiver Windstromgewinnung.



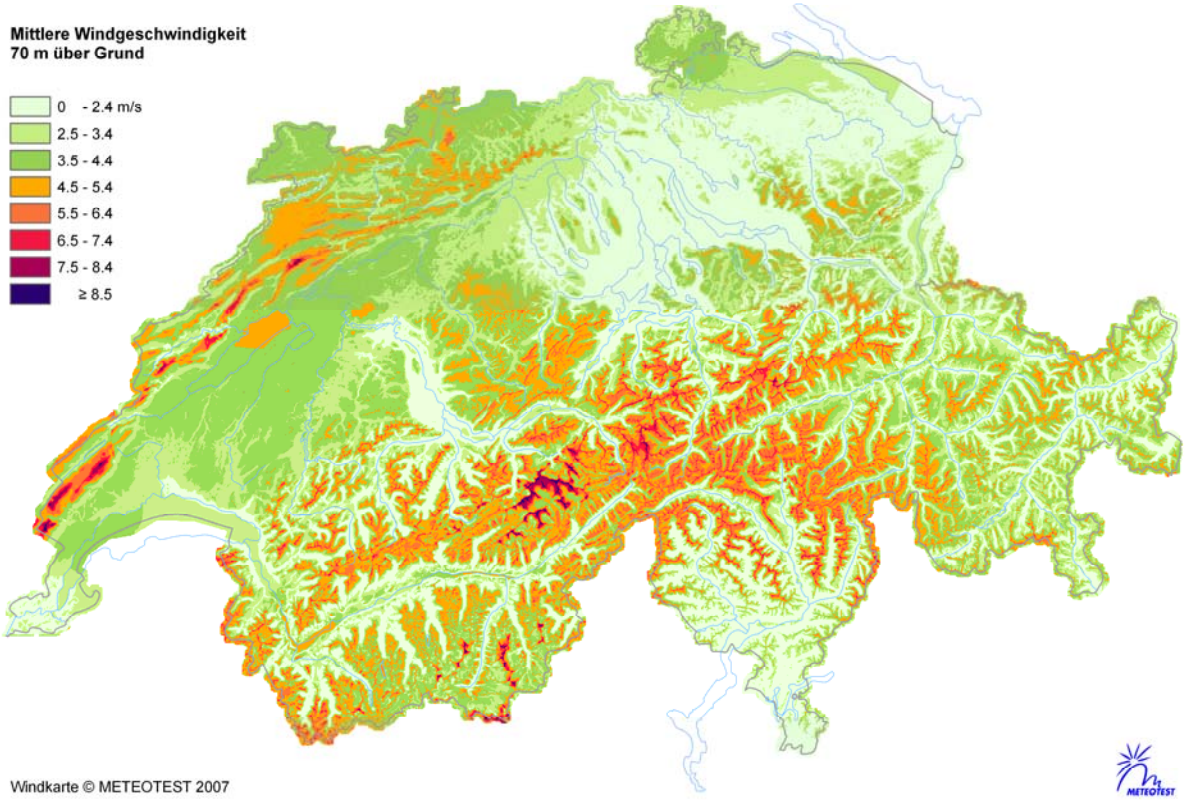
Figur 45 Windatlas Europa, 80 m Nabenhöhe (Quelle: BWE/Neue Energie 2006)

In modernen Windkarten, basierend auf Messungen auf 80 m Nabenhöhe zeigt sich das wahre Potential der Windenergie: in fast allen Gebieten Europas (gelb) lassen sich Nutzflächen mit Windgeschwindigkeiten von mehr als 5 m pro Sekunde identifizieren. Für eine Vollversorgung mit Strom aus Windenergie würde weniger als 1 % der europäischen Landmasse beansprucht.

Für Österreich halten Handsch & Moidl fest: *„Auffallend sind die hervorragenden Werte im Burgenland und in Niederösterreich…im Burgenland [wurden] über 50% der Energie von Anlagen*

geliefert, die zwischen 2.200 und 2.400 Volllaststunden erreichten…. Ein Grund für die guten Ergebnisse sind die immer effizienteren Anlagen…gerade die praktische Erfahrung mit den errichteten Windkraftanlagen und deren im internationalen Vergleich hohe Leistungsfähigkeit zeigen die grundsätzlich günstigen naturräumlichen Gegebenheiten in weiten Teilen Österreichs für die Nutzung der Windkraft."

Aus Figur 46 geht hervor, dass die Windverhältnisse in der Schweiz keineswegs schlechter sind als in Österreich, mit attraktiven Standorten in der Westschweiz, den Alpen und Voralpen. Bereits die 2005 errichtete 2-MW-Anlage in Collonges bei Martigny (VS) hat mit 4,4 GWh Stromproduktion (2006/7) und 4,3 GWh (2007/8)viele Experten überrascht, denn solche Produktionswerte hielt man bisher nur in Küstennähe für möglich.



Figur 46 Windatlas Schweiz: Die besten Windressourcen finden sich in Westschweiz, Alpen und Voralpen. [52]

Unterstellt man, dass die technische Entwicklung weiterhin nicht stillsteht, dann sollte es niemanden überraschen, dass das effektive Wind-Potential noch höher liegt als der vom PSI auf 4 TWh veranschlagte Wert. Für die reale Bedeutung der Windenergie sind aber weniger die Windressourcen als die zonenrechtliche Zulassung neuer Anlagen entscheidend, denn wie in Deutschland (Hessen, Baden-Württemberg, Bayern) ist auch in der Schweiz mit Widerstand von Landschaftsästheten und Atombefürwortern zu rechnen, die neue Windkraftwerke um jeden Preis verhindern wollen – auch dort wo sie das Landschaftsbild bereichern und von der Bevölkerung unterstützt werden.

Die ästhetische Wirkung von Windturbinen ist umstritten. In Befragungen finden Wind- und Solarkraftwerke meistens bei den direkten Anwohnern die grösste Zustimmung.

[52] Daten Suisse Eole/ meteotest http://www.wind-data.ch/windkarte/index.php

Ob Windturbinen als Belästigung oder als Bereicherung der Landschaft verstanden wird, ist umstritten. Manche sehen darin einen künstlerischen Ausdruck von Harmonie zwischen Mensch und Natur. Vom deutschen Künstler Richard Schindler[53] stammt der prüfenswerte Vorschlag, dass Gemeinden mit Windkraftwerken öffentliche Fernrohre einrichten, die es ermöglichen, den Lauf der Windturbinen bei gutem Wetter von den Stadtzentren aus zu beobachten. Erneuerbare Energien werden die schweizerischen Landschaften nicht bloss stören, sondern auch erhalten helfen.

Die hohe Bedeutung der Windenergie für die zukünftige Stromversorgung sollte aktiv kommuniziert werden. Windenergie ist in der Lage, alle Atomkraftwerke und alle fossilen Kraftwerke der Welt zu ersetzen, bei einer Beanspruchung von weniger als 1 % der Landmasse.

Die ästhetische Dimension sollte deshalb im Kontext der irreversiblen Landschaftseingriffe durch Kohle, Erdgas und Atomenergie diskutiert werden. Die Klimaveränderung wird sämtliche Gletscher in den Alpen abschmelzen lassen, radioaktive Abfälle bedrohen die Lebensgrundlagen der nachfolgenden Generationen. Das herkömmliche Landschaftsbild und die Biodiversität werden durch die konventionellen Energien ganz massiv beeinträchtigt. Es ist deshalb wenig sachgerecht, dass die Stiftung Landschaftsschutz fast sämtliche Windprojekte in der Schweiz kategorisch bekämpft. Wenn schon, dann sollen die Anwohnerinnen und Anwohner demokratisch entscheiden können. Wenn die Erstellung von Windturbinen mit Hilfe von Richtplänen in vernünftige Bahnen gelangt und zudem – als weitere Ausgleichsmassnahme – die Hochspannungsleitungen durch Erdkabel ersetzt werden, dann entsteht ein Gleichgewicht von Schützen und Nützen.

Windpotentiale im Kanton Bern

	Fläche ha	Anteil an Landesfläche	Potential GWh	%	mittlere Zahl Vollaststunden	Anzahl MW	Leistung pro WKA	Anzahl Turbinen
Schweiz	4128447	100%	4000	100%	2000	2000	2.5 MW	800
Kanton Bern	957197	23%	1850	46%	2000	927	2.5 MW	371

Figur 47 Grobschätzung Windstrom. Annahme: im Kanton Bern besteht spezifisch ein doppelt so hohes Potential wie im CH-Durchschnitt (eigene Schätzung, Basisdaten PSI)

Die reale Bedeutung der Windenergie hängt stark von der konkreten Bewilligungspraxis ab. Dank den für die Windenergie positiven Entscheiden des Bundesgerichts vom August 2007, welches die energiewirtschaftliche Bedeutung der Windenergie anerkennt, können die Kantone die Genehmigungen für Windkraftanlagen weitgehend nach nutzungsrelevanten Kriterien erteilen. Dabei ist klar, dass auch in Zukunft nicht alle technisch möglichen Standorte realisiert werden.

Manche Standorte werden sich bei den geltenden Einspeisevergütungen (17-20 Rp./kWh) als unrentabel erweisen, weil die Turbinenpreise als Folge der starken globalen Nachfrage in jüngster Zeit deutlich angestiegen sind. Im Kanton Bern herrscht aber grundsätzlich eine positive Einstelllung zur Windenergie, denn die bestehenden Anlagen im Jura werden von den Anwohnern und den zahlreichen Besuchern mehrheitlich als positiv geschätzt. Schätzt man, dass die Windressourcen im Kanton aufgrund der Berner Topographie etwa doppelt so gut sind wie im schweizerischen Mittel, dann ergibt sich eine Windstrom-Ressource von 1850 GWh. Würde man diese ausschöpfen, würde dies im ganzen Kanton zum Bau von etwa 350-400 Turbinen mit einer Leistung von 2 bis 3 MW führen.

[53] Richard Schindler: Landschaft verstehen, Freiburg 2005

WINDIMPORT STATT ATOMIMPORT

Die Schweizer Elektrizitätswirtschaft hat seit den sechziger Jahren und auch noch lange nach der Atomkatastrophe von Tschernobyl auf skrupellose Art Beteiligungen und langfristige Bezugsrechte an französischen Atomkraftwerken erworben. Die importierte Leistung summiert sich auf rund 2,5 GW, entsprechend der Leistung von ca. 2½ „Gösgen“. Die Atomkonzerne weisen zurecht darauf hin, dass diese Verträge in Zukunft auslaufen oder abgelöst werden müssen und geben damit zu, dass das Ende dieser Atomkraftwerke näher rückt. Diese Atomkraftwerke sind veraltet und nicht mehr betriebssicher (mangelnder Schutz vor Erdbeben, vor Terroranschlägen, Flugzeugabstürzen usw.)

Besitzer-Konsortium	Partnerwerk	Beginn (Jahr)	Laufzeit	Leistung (MW)
KBG	Fessenheim	1978	Lebensdauer	267
AKEB	Bugey	1979	Lebensdauer	324
AKEB	Cattenom	1989/91	Lebensdauer	200
KBG	Cattenom	1989/91	Lebensdauer	566
EOS	EDF	1991	?	100
NOK	EDF	1994	Lebensdauer	100
EOS	EDF	1995	?	100
ENAG	EDF	1995	25 Jahre	200
NOK	EDF	1996	?	100
NOK	EDF	1997	Lebensdauer	100
NOK	EDF	1998	Lebensdauer	100
ENAG	EDF	2000	25 Jahre	200
NOK	EDF	2000	Lebensdauer	100
NOK	EDF	2003	Lebensdauer	100
Total				2557

Figur 48 Strombezugsverträge und Beteiligungen der Schweizer Elektrizitätswirtschaft in Frankreich

Im Umfeld des Booms der erneuerbaren Energien schiene es logisch, diese Bezugsrechte durch kostensichere erneuerbare Energien zu ersetzen – vorerst Windstrom, später ergänzt durch Solarstrom.

	GWh (geschätzt)	*MW*
Französische Atombezugsrechte und -Beteiligungen	*20104*	*2550*
Ersatz durch europäische Wind-Beteiligungen	*20104*	*9180*
Anteil Kanton Bern 13%	*2614*	*1193*

Figur 49 Ersatz der Atombeteiligungen durch Wind-Beteiligungen in Europa

Um den französischen Atompark von 2560 MW zu ersetzen, wäre ein Windpark von rund 9180 MW notwendig, denn der Kapazitätsfaktor (Jahresproduktion/Jahresleistung) beträgt bei der Windenergie etwa 25% (offshore ca. 45%), bei den Atomkraftwerken 80-90 %. Es ist deshalb pro MW Atomenergie ein Ersatzbedarf von 3-4 MW Windenergie onshore oder 2 MW Windenergie offshore erforderlich. Wollte der Kanton Bern seinen Anteil an den ausländischen Atombeteiligungen im Verhältnis 1:1 durch Windbeteiligungen ersetzen, müssten er – bzw. die in seinem Mehrheitsbesitz stehenden Elektrizitätswerke oder die bernischen Konsumentinnen oder Konsumenten selber– Beteiligungen oder Bezugsrechte an rund 1200 MW Windenergie einkaufen – bis 2020 also rund 100 MW pro Jahr. 1200 MW entsprechen im Zeitraum bis 2020 weniger als 0,1% des weltweit zu erwarteten Zubaus von rund 1-2 Millionen Megawatt an Windenergie. Zu den Akteuren, die am besten für solche Erwerbungen geeignet wären, gehören natürlich die Eigentümer der grossen Speicherkraftwerke, die die variablen Produktionszyklen optimal managen könnten und den Windstrom zu Spitzenstrom veredeln könnten. Denkbar ist aber auch, dass Windenergie von privaten

Konsumenten als zertifizierter Ökostrom eingekauft wird – die Elektrizitätswerke treten dann nur als Transporteure oder Zwischenhändler in Erscheinung. Sollten die Schweizer Atomkonzerne tatsächlich neue Atomkraftwerke bauen, dürfte es zu einer breiten Absetzbewegung von linken und grünen Konsumentinnen und Konsumenten kommen, sobald der Strommarkt geöffnet wird. In Deutschland ist ein Boom der Lieferungen von echt grünen Strom (anstelle des „gewaschenen" Atomstroms der herkömmlichen Anbieter) bereits im Gang.

Mit dem Wegfall von Zehntausenden von Kunden liessen sich die mörderischen Atom-Pläne von Axpo, BKW und Atel, welche den Ausbau der erneuerbaren Energien politisch systematisch sabotieren, angemessen honorieren. Der Kampf für Sicherheit vor Atomkraftwerken und für sauberen Strom erhielte eine realwirtschaftliche Verstärkung. Die grüne Politik von SP und Grünen erhielte ein wirtschaftliches Standbein, ähnlich wie die Biobauern heute ein wirtschaftlicher und politischer Faktor sind, aber mit der Perspektive auf Eroberung weit höherer Marktanteile als in der Landwirtschaft.

GEOTHERMIE

Die tiefe Geothermie spielt in der Stromerzeugung der Schweiz noch keine gewichtige Rolle, in der Wärmegewinnung hingegen schon. Wegen starken Erdstössen bei der Klüftung im Untergrund musste das Basler Projekt nach dem Hot Dry Rock-Verfahren vorübergehend sistiert werden. Inwiefern es weitergeführt und zur Strom- oder Wärmenutzung dienen wird, wird derzeit abgeklärt.

Tatsache ist aber, dass in Deutschland und Frankreich (Soultz-sous-Forêts) inzwischen mehrere Projekte zur Wärme- und Stromerzeugung aus tiefer Geothermie realisiert wurden, welche den Funktionsnachweis dieser Technik erbracht haben. Zudem nimmt die Verbreitung von oberflächennahen Systemen zum Heizen und Kühlen rasch zu.

Welche Potentiale hier tatsächlich bestehen, umschreibt ein Auszug aus einem Bericht des Tages-Anzeigers:

„Zürich plant Probebohrung für Geothermie

Zürich. – Die Stadt Zürich will Geothermie nutzen und plant beim Triemlispital eine Probebohrung. Das Stadtspital Triemli wird vom Stadtrat gerne als Leuchtturm bezeichnet…So sollen es künftig Wärmepumpen, eine Holzschnitzelheizung und die Tiefen-Geothermie mit Energie versorgen…. Dabei stellt sich allerdings ein Problem: Die Stadt weiss nicht, ob die Nutzung von Geothermie beim Triemli überhaupt möglich ist. Dafür müsste sie so tief bohren können, bis sie auf mindestens 85 Grad warmes Thermalwasser stösst. Der Stadtrat will deshalb beim Triemli eine so genannte Horch-Bohrung durchführen…: Er möchte ein 3000 Meter tiefes Loch bohren und probeweise Wasser hochpumpen. Um Energie zu gewinnen, würde später dem Wasser die Wärme entzogen. Damit könnte die Stadt nicht nur das Spital, sondern auch das Schulhaus Döltschi und die Liegenschaften der Baugenossenschaft Sonnengarten heizen. «Wir könnten in der ganzen Stadt bis zu hundert solcher Wärmeverbunde bilden. Geothermie ist die Technologie, mit der wir in 50 Jahren die Stadt heizen», sagte Robert Neukomm (SP), Vorsteher des Gesundheits- und Umweltdepartements.“[54]

Für die Entwicklung bis 2020 ist die Rolle der Geothermie schwierig einzuschätzen. Das Stromversorgungsgesetz sieht explizite Fördermassnahmen nur für die Stromerzeugung aus Geothermie vor (Bürgschaften, Einspeisevergütungen u.a.). wegen der Entwicklung des Ölpreises ist aber auch die Nutzung der Wärme bzw. Abwärme sehr interessant und könnte eine Vielzahl fossiler und elektrischer Heizungen ersetzen.

Der Kanton Bern würde sich wegen der hohen Erdbebensicherheit als Standort besser eignen als Basel-Stadt. Konservativ gehen wir aber davon aus, dass in den nächsten zwölf Jahren nur eine einzige Kombianlage zur Strom- und Wärmegewinnung in BE in Betrieb gehen wird:

Geothermie	Leistung Wärme MW	Leistung Strom MW	Jahreserzeugung Strom (GWh)
Stand 2020	25	4.25	34
Horizont 2030	250	42.5	340

Figur 50 geschätztes nutzbares Strompotential aus Geothermie im Kanton Bern bis 2020 und 2030 (nicht zu verwechseln mit den physikalischen Potentialen)

[54] Tages-Anzeiger 1.Februar 2008, Seite 13 (Original-Text gekürzt)

PHOTOVOLTAIK

In der Solartechnik wird mit dem grössten relativen Marktwachstum unter allen erneuerbaren Energien gerechnet (von 3,7 GW auf 15 GW Neuinstallationen pro Jahr bis 2010)[55]. Die Fristen zur Erstellung neuer Solarfabriken scheinen sich wegen der immer häufigeren Bestellungen, dem Auftreten kapitalkräftiger Akteure (Q-Cells, Sharp, Oerlikon, Applied Materials) und der zunehmenden Routine innerhalb der Branche ebenfalls deutlich zu verkürzen (< 1 Jahr).

Weil sich die Versorgung der Branche mit industriellem Silizium laufend verbessert und weil der spezifische Materialbedarf sinkt, wird mit einem deutlichen Preisrückgang bereits ab ca. 2009/10 gerechnet. Zudem kommen immer mehr Dünnschichtzellen auf den Markt, die einen rund hundert Mal geringeren Siliziumbedarf pro Watt aufweisen als die herkömmlichen Fabrikate.

Solarstrom-Potentiale in der Schweiz

Die Axpo behauptet in Ihrer vom PR-Büro Burson-Marsteller verfassten Propagandaschrift „Strom für heute und morgen, Stromperspektiven 2020“, dass nur 9% oder 5,2 TWh des schweizerischen Stromverbrauchs mit Solarzellen auf bestehenden Dächern produziert werden könnten.[56] Auf welcher Basis diese Schätzung errechnet wurde, wird von den Axpo-„Experten“ nicht erläutert.

Alle *wissenschaftlichen* Untersuchungen schätzen den möglichen Beitrag der Photovoltaik um ein Vielfaches höher ein.[57]

- Die Internationale Energieagentur IEA schätzte den Beitrag der Photovoltaik für die Schweiz im Jahre 2002 auf 34,6 % des Stromverbrauchs,[58]
- Gutschner & Nowak schätzten die möglichen Potentiale im Jahre 1998 für den Kanton Fribourg auf 48% des Stromverbrauchs.[59]

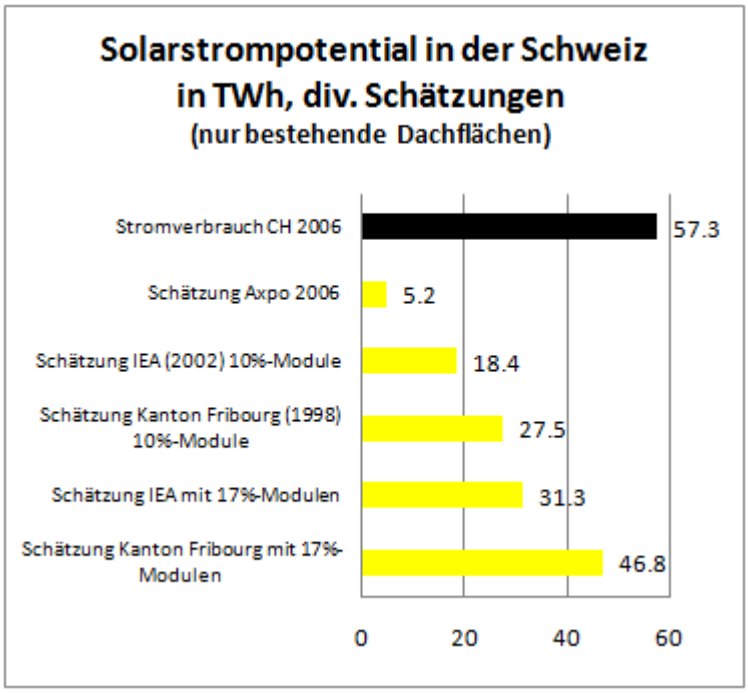
Beide Studien beschränkten sich auf die Untersuchung möglicher Anlagen auf bestehende Dachflächen und Fassaden. Beide Studien kalkulierten mit einem niedrigen Modulwirkungsgrad von bloss 10%. Diese Annahmen müssen inzwischen als veraltet bezeichnet werden.

Die heute gängigen Wirkungsgrade von klassischen kristallinen Zellen liegen bei rund 14-17%, bei Dünnschichtzellen bei 8-12%. Im Mittel rechnet man mit einer Steigerung der Wirkungsgrade von ca. 1% pro Jahr, wobei bereits heute Zellen mit über 20% Wirkungsgrad auf dem Markt erhältlich sind.

Selbst Dünnschichtzellen werden in den nächsten Jahren 20% überschreiten, erklären Schweizer Solarforscher in Deutschland.[60] Rechnen wir deshalb die Erträge von 10 % auf 17 % Modulwirkungsgrad hoch, so entstehen folgende PV-Potentiale auf bestehenden Dachflächen:

- Internationale Energieagentur: 55% des Stromverbrauchs
- Gutschner & Nowak: 76% des Stromverbrauchs

[55] Conkling & Rogol, Photon April 2007
[56] Axpo: Stromperspektiven 2020 S. 59
[57] Dies gilt nicht für die „Denkschrift Energie“ der Schweizerischen Akademie der Technischen Wissenschaften, wo wiederum Axpo-Vertreter an den Berechnungen mitgearbeitet haben.
[58] IEA (Internationale Energieagentur), Potential for Building Integrated Photovoltaics, IEA Report PVPS T7-4, Paris 2002 Seite 8
[59] Marcel Gutschner, Stefan Nowak : Potentiel Photovoltaïque dans le Canton de Fribourg, Novembre 1998
[60] Sascha Rentzing: Die Sonnenkönigin, Neue Energie 01/2008 S.98



Figur 51 Was Solarstrom in der Schweiz leisten kann (in TWh)

Eine Vollversorgung der Schweiz mit Strom aus Photovoltaik, ergänzend zur Wasserkraft, ist von den Potentialen her möglich. Dies gilt selbst bei ansteigendem Stromverbrauch. Es ist zudem nicht zwingend, dass PV-Anlagen nur auf Dächern und Fassaden platziert werden. Es gibt Infrastrukturanlagen und Freiflächen, die sich für Solarzellen eignen: Lärmschutzwände, Strassenränder , Deponien, Staumauern, Pontons auf Stauseen oder ökologisch gestaltete Solarparks, wie sie in Deutschland und Spanien Verbreitung finden.

Die tatsächliche Nutzung hängt auch bei dieser Technologie nicht von den technischen Möglichkeiten ab, sondern von den politischen Rahmenbedingungen (Einspeisevergütungen, Bewilligungsverfahren). Die Kosten eines solchen Ausbaus hängen wegen der dynamischen Absenkung der Einspeisevergütungen zudem stark vom **Zeitpunkt** der Investitionen ab. Die Solartechnik wird mit grosser Wahrscheinlichkeit im Laufe des nächsten Jahrzehnts die Wettbewerbsfähigkeit erreichen, also genau innerhalb jener Zeiträume, die von der Atomlobby für den Neubau von Atomkraftwerken vorgesehen ist. Atom- und Solartechnik stehen deshalb in einem direkten Konkurrenzverhältnis. Je mehr Geld in neue Atomkraftwerke fliesst, desto weniger Bereitschaft wird bestehen, in dezentrale Solaranlagen zu investieren.

Solarstrom-Potentiale im Kanton Bern, Modulwirkungsgrad 10%

Gutschner & Nowak haben die Grösse und Eignung der Dachflächen im Kanton Freiburg sehr detailliert analysiert. Wenn wir die Potentiale für den Kanton Freiburg (3,38% CH-Bevölkerung) auf die Schweiz (100%) bzw. den Kanton Bern (13% CH) hochrechnen und die unterschiedliche Einstrahlung vernachlässigen, ergeben sich für den Kanton Bern 34,3 km^2 und für die gesamte Schweiz 264 km^2 „gute“ und „sehr gute“ Dachflächen (Südlage).

km2 Nutzflächen	*Kanton FR km2*	*CH km2*	*Kanton BE km2*
Dachflächen insgesamt	*22*	*651.7*	*84.7*
Best-Dächer mit über 90% PV-Leistung	*5.6*	*165.9*	*21.6*
Gut-Dächer mit über 80% PV-Leistung	*3.3*	*97.7*	*12.7*
total sehr gute und gute Dächer	*8.9*	*263.6*	*34.3*

Figur 52 nutzbare Dachflächen in FR nach Gutschner & Nowak, hochgerechnet auf Basis Bevölkerungszahl auf die Schweiz und auf den Kanton BE

Auf diesen sehr guten und guten Dachflächen (über 0,9 bzw. 0,8 des maximalen Ertrags) haben Gutschner & Nowak 1998 folgende Stromerzeugungspotentiale errechnet:

TWh Stromerzeugung Modulwirkungsgrad 10%	FR TWh	CH TWh	BE TWh
Ertrag Bestdächer TWh	0.56	16.59	2.1
Ertrag Gut-Dächer TWh	0.3	8.89	1.1
Ertrag total TWh	0.86	25.47	3.3

Figur 53 Potentiale der solaren Stromerzeugung auf Dachflächen bei Modulwirkungsgrad 10%

Nutzt man also die guten und sehr guten Flächen mit Modulen von 10% Wirkungsgrad (worunter heute bereits Dünnschichtzellen fallen), so kann man **25,47 TWh** erzeugen und damit **44,4 %** des schweizerischen bzw. bernischen Verbrauchs decken. Noch n**icht einberechnet** sind hier die ebenfalls nutzbaren West- und Ost-Dächer, die fassadenintegierten Solar-Bauteile sowie Ertragssteigerungen, die (zum Beispiel auf Flachdächern) mittels Nachführ-Systemen erzielt werden können. Dazu kommt der seit 1998 gestiegene Modulwirkungsgrad.

Solarstrom-Potentiale im Kanton Bern, Modulwirkungsgrad 17%

Rechnen wir aber die seit 1998 eingetretenen Wirkungsgradsteigerungen von 10% auf 17% ein, so kommen wir auf den genannten Dachflächen auf folgende Strompotentiale:

TWh Stromerzeugung Modulwirkungsgrad 17%	FR TWh	CH TWh	BE TWh
Ertrag Bestdächer TWh	1.0	28.2	3.7
Ertrag Gut-Dächer TWh	0.5	15.1	2.0
Ertrag total	1.5	43.3	5.6

Figur 54 Potentiale der solaren Stromerzeugung auf Dachflächen bei einem Modulwirkungsgrad von 17%

Bereits auf den „sehr guten“ Dachflächen kann der Kanton Bern zusammen mit der Wasserkraft den Bedarf für eine Strom-Vollversorgung aus erneuerbaren Energien abdecken.

Es hängt weitgehend von der Höhe der Einspeisevergütungen ab, wie viele Hauseigentümer bereit sind, ihre Dachflächen für die Stromerzeugung zu nutzen.

Falls das Angebot an Dachflächen zu knapp ist, könnten die Gemeinden verpflichtet werden, ergänzende Freiflächen zur Verfügung zu stellen. Dies wäre auch kommerziell unter Umständen interessant: Mehrere Gemeinden könnten sich zusammenschliessen und auf vertraglicher Basis gemeinsame Areale zu nutzen, welche besonders an hohen Lagen hohe Erträge liefern (Beispiel „Mont Soleil“).

Rechnet man pro Gemeinde maximal 1 ha Freifläche (100x100 Meter), dann würden im Kanton Bern rund 4 km^2 oder 0,4 Promille der Kantonsfläche als „Dachergänzungsfläche“ zonenrechtlich ausgeschieden. Damit stünde ein Stromerzeugungspotential von 0,7 TWh zur Verfügung, was 21% des kalkulierten Ersatzbedarfs entspräche.

	Anzahl Gemeinden	Fläche ha	Fläche bei 1 ha pro Gemeinde km2	Anteil an Kantonsfläche in Prozent	Stromerzeugungspotential
Schweiz	2740	4128447	27.4	0.07%	4.7
Kanton Bern	398	957197	4.0	0.04%	0.7

Figur 55 Solare Nutzfläche, wenn jede Gemeinde 1 ha (=1,5 Fussballfeld) als Solarzone auszont

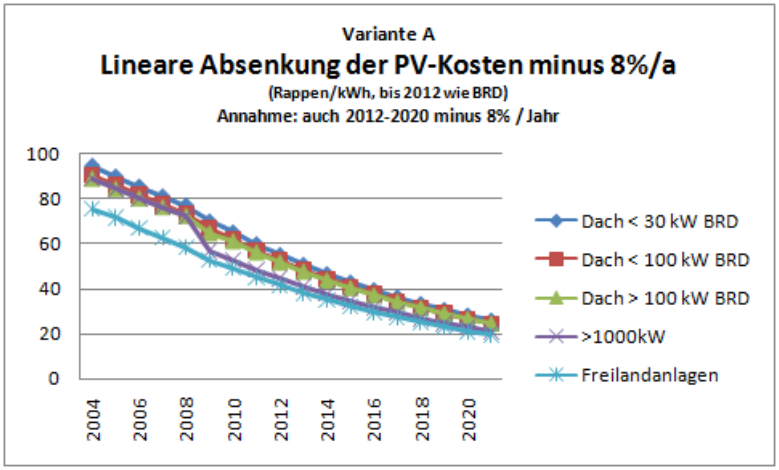
Eine gewisse Flexibilität punkto Freiflächen empfiehlt sich, weil ein Teil der „guten“ Dachflächen für die solare Wärmeerzeugung beansprucht wird. Sonnenkollektoren sind wegen des höheren Wirkungsgrades (~50%) weniger flächenintensiv als Solarzellen, müssen aber in der Nähe der Wärmeverbraucher betrieben werden. Sie geniessen damit auf Wohnbauten Priorität. Photovoltaik wird man vorrangig auf Landwirtschafts- und Gewerbegebäuden und nur ergänzend zu Sonnenkollektoren auf Wohnbauten errichten.

Preisentwicklung in Varianten

Die Photovoltaik befindet sich weltweit in einem sehr starken Wachstum, ist aber –trotz rasch sinkender Preise - noch immer vergleichsweise teuer. In Deutschland gelten im Jahre 2008 folgende Einspeisevergütungen:

BRD Einspeisevergütungen 2008	Eurocents	Rp./kWh
Dach < 30 kW BRD	46.75	77.14
Dach < 100 kW BRD	44.47	73.38
Dach > 100 kW BRD	43.98	72.57
Fassade < 30 kW BRD	51.50	84.97
Fassade < 100 kW BRD	49.22	81.21
Fassade > 100 kW BRD	48.74	80.41
Freilandanlagen	35.49	58.55

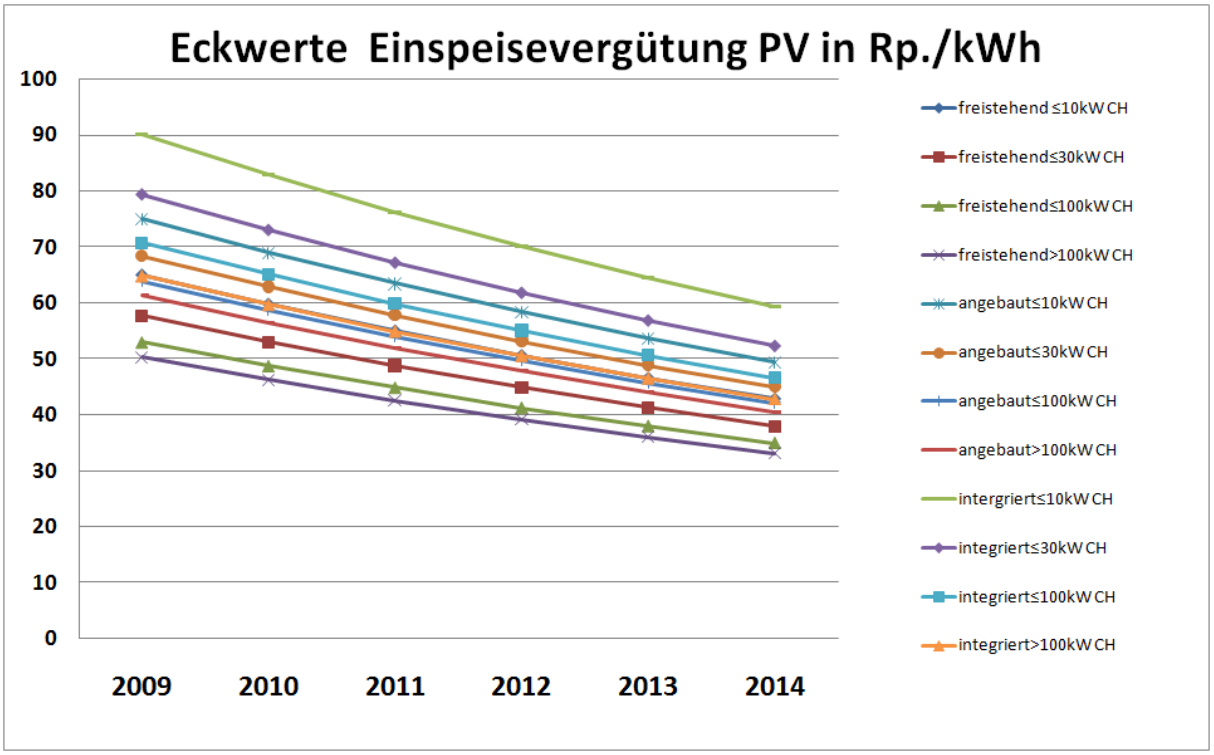
Figur 56 aktuelle Einspeisevergütungen Photovoltaik in Deutschland



Figur 57 Entwicklung der deutschen Einspeisevergütungen bis 2012 und lineare Fortschreibung bis 2020

In Deutschland ist mit der Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) eine beschleunigte Absenkung der gesetzlichen Einspeisevergütungen vorgesehen. Statt bisher 5 bis 6,5% pro Jahr sollen die Vergütungen ab 2009 um durchschnittlich 8% (nominal) pro Jahr sinken, was real (unter Einrechnung der Teuerung) einer **Kostensenkung von rund 10% pro Jahr** entspricht.

In der Schweiz hat der Bundesrat die Einspeisevergütungen im März 2008 festgelegt. Die Verordnung sieht für die Photovoltaik ebenfalls eine Absenkung von 8% pro Jahr vor.



Figur 58 Verlauf der Einspeisevergütungen in der Schweiz bei geltender Absenkung von 8% pro Jahr (Daten Bundesamt für Energie)

Dank den Preissenkungen wird die solare Option auch unter wettbewerblichen Gesichtspunkten zunehmend interessant. Ob die Industrie den Kostensenkungsrhythmus halten oder gar überbieten kann, wird sich zeigen. Die bisherigen Erfahrungen deuten darauf hin, dass die Preissenkungen stets nicht bloss erreicht, sondern übertroffen wurden, solange der Markt dynamisch wächst.

Weil das Volumen der deutschen Einspeisevergütungen „ungedeckelt“ wächst, **sind die deutschen Einspeisevergütungen auch für den Schweizer Markt bestimmend**. Eine Absenkung, die über jene in Deutschland hinaus ginge, würde kaum zu tieferen Preisen, sondern eher zur Verlagerung der PV-Investitionen nach Deutschland führen.

Einspeisevergütungen und Kostendeckel

Die schweizerische Gesetzgebung sieht vor, dass der Kostendeckel bei sinkenden Preisen schrittweise angehoben wird. So heisst es im revidierten Energiegesetz Artikel 7a Absatz 4:

„4 Von der Summe der Zuschläge nach Artikel 15b Absatz 3 dürfen höchstens beanspruchen:
a. die Wasserkraft: 50 Prozent;
b. die Photovoltaik:

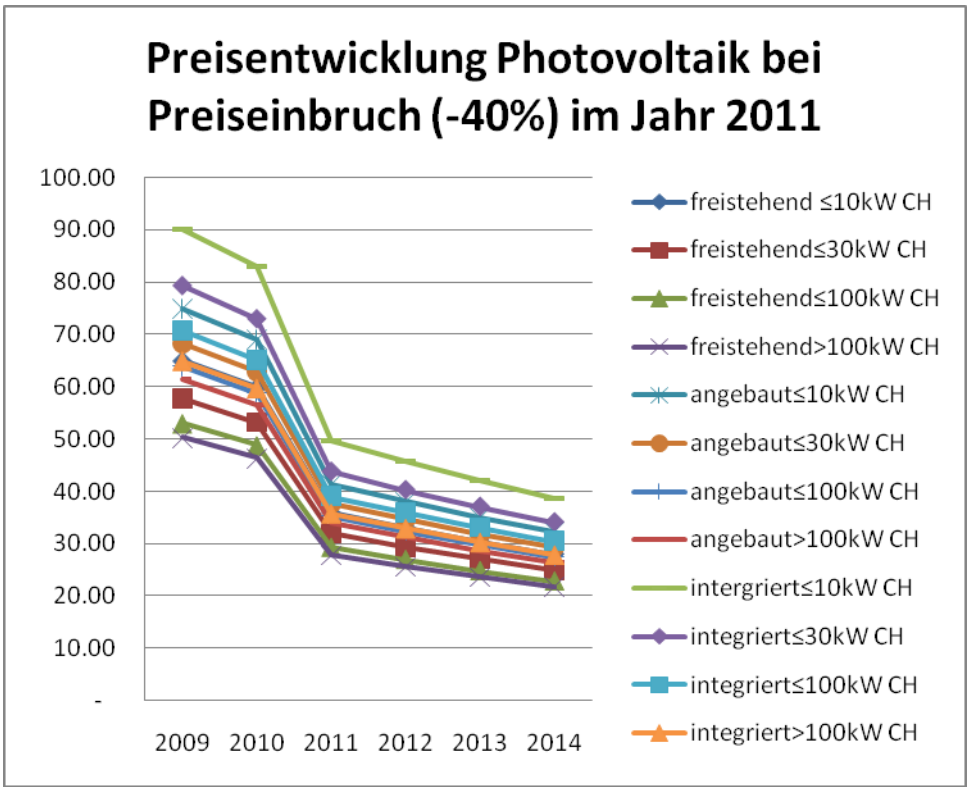
1. solange die ungedeckten Kosten 50 Rp./kWh übersteigen: 5 Prozent,
2. solange die ungedeckten Kosten zwischen 40 und 50 Rp./kWh betragen: 10 Prozent,
3. solange die ungedeckten Kosten zwischen 30 und 40 Rp./kWh betragen: 20 Prozent;
c. alle anderen Technologien sowie die Photovoltaik, wenn die ungedeckten Kosten weniger als 30 Rp./kWh betragen: je 30 Prozent;"

Bei einer 8%-Degression wäre die dritte Schwelle gemäss Stromversorgungsgesetz („Mehrkosten <30 Rp./kWh = Gleichbehandlung mit den anderen erneuerbaren Energien") für Freiflächen-Anlagen ungefähr im Jahre 2014 erreicht. Ab dann könnte die Photovoltaik in diesem Segment wie die anderen Techniken 30% der Gesamtdeckelung von 300 Mio. Fr. ausschöpfen. Die für die Photovoltaik-Mehrkosten zur Verfügung stehenden Mittel betragen dannzumal maximal rund 90 Mio. Fr.; sie würden ausreichen, um eine Kapazität von insgesamt 200-250 MW zu finanzieren, je nach dem wie viele Anlagen zuvor mit höheren Einspeisevergütungen bereits vergeben wurden.

Der Anteil des Kantons Bern würde sich (bei einer gleichmässigen Verteilung der Investitionen) auf rund 26-33 MW belaufen.

Mit Gestehungskosten von rund 40 Rp./kWh werden Solaranlagen im Jahr 2014 noch immer deutlich teurer sein als der Strom aus der Steckdose. Allerdings sind die Solarstromkosten mit den Grosshandelspreisen ab Hochspannungsnetz zu vergleichen, denn bei dezentralen Anlagen auf dem eigenen Hausdach entfallen die Netzgebühren. Für die sogenannte „Grid-parity" (Wettbewerbsfähigkeit im Vergleich zur Steckdose) genügt bei vielen Bezügern ein Preis zwischen 20 und 30 Rp./kWh. Namhafte Branchenexperten rechnen mit Grid-parity in Südeuropa schon ab 2010 und in Mitteleuropa ab 2015.[61] Die Zeitschrift Photon berichtet von Herstellern, die bereits im 2008 zu Kosten von 0,8 $/Watt Solarzellen produzieren.[62] Ergänzend sei deshalb eine Variante aufgezeigt, wie die Entwicklung bei einem **Preiseinbruch um 40% im Jahr 2011** und bei anschliessend weiterer linearer Kostensenkung um 8% aussehen würde:

[61] Dr. Uwe Krüger, CEO OC Oerlikon Management AG: Oerlikon as a supplier of Green Technologies – market position and growth potentials, Solar Day, Trübbach 13. Juni 2007
[62] Photon Januar 2008



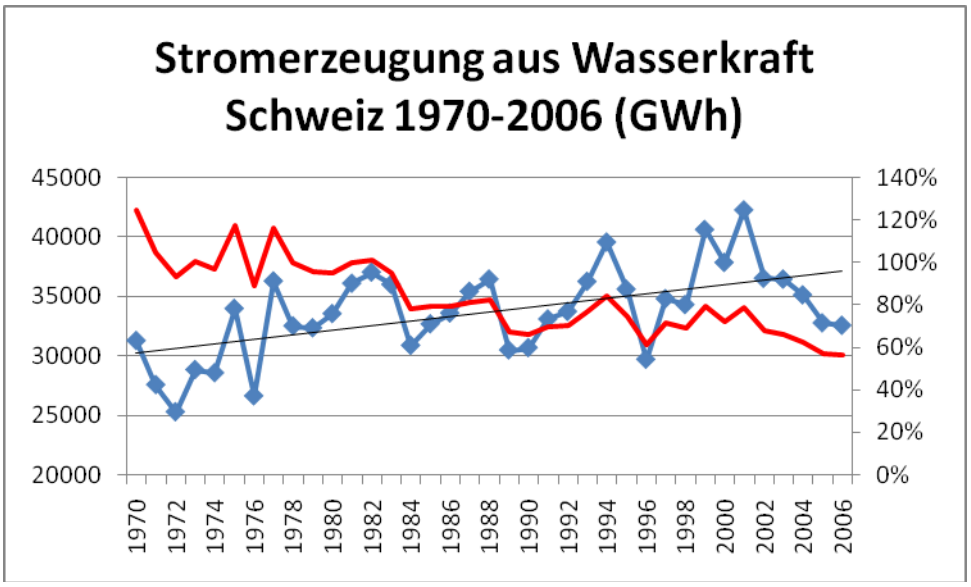
Figur 59 Entwicklung der deutschen Einspeisevergütungen bei einmaligem Preiseinbruch 2011 und linearer Fortschreibung (-8%/a) 2012 bis 2014

Käme es um 2011 zu einem Preiseinbruch um 40% – und dies ist nicht als Prognose, sondern eher als Trendaussage zu verstehen, weil die Gewinnspannen so hoch sind - dann würde die solare Stromversorgung stark an Attraktivität gewinnen. Mit Kosten zwischen 20 und 40 Rp./kWh wäre „Grid-parity" für viele Konsumenten erreicht und der hinderliche Kostendeckel von 300 Mio. Fr. käme politisch sehr stark unter Druck – auch und gerade in Gewerbekreisen. Die Gesamtleistung in der Schweiz könnte dann – wie in Deutschland oder Spanien – auf mehrere Tausend MW anwachsen und innert wenigen Jahren ganze Atomkraftwerke ersetzen.

Besonders im Segment Haushalte würde die **Stromerzeugung auf dem eigenen Hausdach** rasch populär und könnte die Versorgungssicherheit deutlich erhöhen! Denn Solaranlagen produzieren vorwiegend im Sommer, wenn die Strompreise am höchsten sind. Die bereits heute verzeichnete hohe Kaufbereitschaft in Deutschland – rund 130'000 Anlagen im Jahr 2007[63] – beweist, dass Hausbesitzer solche Dachnutzungen sehr gerne realisieren, wenn die Einspeisevergütungen stimmen.

[63] http://www.iwr.de/re/iwr/08/01/1503.html

WASSERKRAFT



Figur 60 Stromerzeugung aus Wasserkraft und Anteil der Wasserkraft am Endverbrauch

Die Wasserkraft gehört zu den wichtigsten Energieressourcen des Kantons Bern. Mit einer installierten Turbinenleistung von 1387 MW und einer mittleren Produktionserwartung von 3144 GWh liefert der Kanton Bern einen Beitrag von gegen 10% des schweizerischen Stroms aus Wasserkraft. [64]

Die Wasserkraft in der Schweiz hat in den letzten Jahrzehnten stetig leicht zugelegt (Trendlinie schwarz). Ihr Anteil am schweizerischen Stromverbrauch ist aber von über 100 Prozent auf ca. 60 % abgesunken, weil der Verbrauch schneller wuchs als der Zubau neuer Anlagen.

Das Bundesamt für Energie hat verschiedene Studien veranlasst, welche die zusätzlich mögliche Stromerzeugung aus Wasserkraft auf 2000-7000 GWh beziffern (erhöhte Restwassermengen eingerechnet).[65] Nimmt man die Referenzgrösse von 3500 GWh, so entspräche dies im Kanton Bern ergäbe dies einer Produktionssteigerung um rund 350 GWh.

Wasserkraft	Leistung Strom MW	Jahreserzeugung Strom (GWh)
Bestehend	1387	3144
Mittlerer Ausbau	Ca.70-90[66]	350

[64] Bundesamt für Wasserwirtschaft: Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz 2006

[65] Bundesamt für Energie: Ausbaupotential der Wasserkraft, Bern November 2004

[66] Die genauen Ausbaumengen sind in MW schwer zu beziffern. Häufig wird die Leistungssteigerung durch eine Modernisierung der Turbinen und der Elektronik zu erreichen sein, nicht unbedingt durch Neu- oder Ausbau des nassen Teils der Anlage.

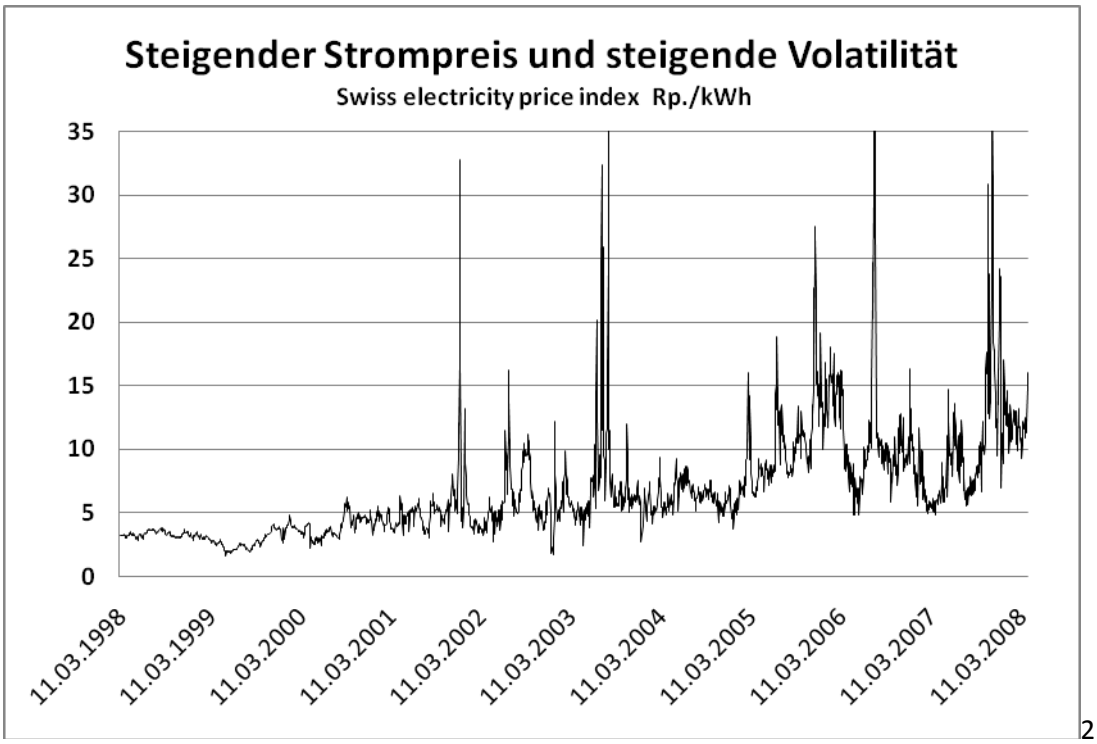
PUMPSPEICHERUNG KOMBINIERT MIT EUROPÄISCHER WINDENERGIE

Wegen der dynamischen Entwicklung der Windenergie in Europa wäre für den Kanton Bern auch die Optionen zu prüfen, einheimische Pumpspeicher zu verstärken und mit ausländischer Windenergie zu bewirtschaften. Bei einer solchen Strategie gibt es verschiedene Optionen:

- Schaffung zusätzlicher Turbinenleistung in bestehenden Speicherkraftwerken mit natürlichem Wasserzufluss
- Schaffung zusätzlicher Pump- und Turbinenleistung in bestehenden Pumpspeicherwerken (nicht zu verwechseln mit Vergrösserung der Wasserspeicher!). Die bestehenden Stauwerke im Kanton Bern ermöglichen eine erhebliche Leistungssteigerung, ohne dass Stauseen vergrössert werden müssen. Diese Bauten erfolgen in der Regel unterirdisch und sind an der Oberfläche nicht wahrnehmbar.
- Schaffung von neuen unterliegenden Auffangbecken zur baulichen Ausregulierung von Schwall und Sunk.[67]
- Ermöglichung neuer unterirdischer Pumpanlagen mit den neuen Auffangbecken nach Punkt 3 in Ergänzung bestehender Stauseen. Diese unterliegenden Auffangbecken, die gleichzeitig der Regulierung von Schwall und Sunk und der Pumpspeicherung dienen, müssen nur ca. 1-2% des Fassungsvermögens von oberliegenden Stauseen beinhalten. Sie lassen sich in der Landschaft relativ diskret versorgen und dienen primär dem Schutz von Fauna und Flora. Die Regulierung von Tag-Nacht-Spitzen und die Speicherung von Windenergie verläuft in kurzen Zyklen von wenigen Stunden. Deshalb ermöglichen auch kleine Zwischenbecken einen grossen Gewinn an Flexibilität. Diese Becken sind viel kleiner als die früheren Projekte zur saisonalen Bewirtschaftung von Elektrizität, die zu monströsen Projekten (Grimsel West, Val Madris) führte, die auf grossen Widerstand stiessen.

Die Margen für Spitzenenergie sind wegen dem steigenden Anteil der Windenergie und der damit verbundenen Volatilität im Steigen begriffen. Beim europäischen Umstieg auf Windenergie (und Solarenergie) müssten grössere Mengen als bisher während wind- und solarstarken Zeiten in Wasserspeichern reserviert werden, die dann bei Windstille mit hohen Margen veräussert werden könnten.

[67] Unter Regulierung von Schwall und Sunk versteht man die Verhinderung von künstlichen „Tsunamis“ zu Beginn oder am Ende der Entleerung von Stauseen



2

Figur 61 Die Preise für Spitzenstrom sind in den letzten Jahren stark angestiegen. Deshalb lohnt sich die zeitliche Fokussierung der Stromerzeugung aus Wasserkraft. (Daten Swep)

Für den Kanton Bern wäre diese Strategie finanziell besonders reizvoll:

- Die Zukäufe im Ausland würden vorwiegend während den windhöfigen Zeiten erfolgen, wenn die Strompreise eher tief notieren.
- Die Verkäufe ans Ausland könnten verstärkt auf die Spitzenzeiten konzentriert werden, wenn die Preise hoch sind.
- Die Versorgungssicherheit verbessert sich dank dem Zugriff auf die erneuerbare Windenergie, die im europäischen Verbund regelmässige, vorhersehbare Erträge liefert. Es käme zu einer Diversifikation der Stromerzeugung unter gleichzeitiger Verbesserung der Speicherfähigkeit ink. Erhöhung der Spitzenleistung als vorsorgliche Massnahme gegen Stromknappheit.

Der Ausbau der Leistung von Wasserkraftwerken steht mit der Sanierung der **Fliessg**ewässer und der Umsetzung gesetzlich garantierter Restwassermengen nicht grundlegend in Konflikt, denn die bauliche Regulierung von Schwall und Sunk für eine naturnahe Nutzung bestehender Wasserkraftwerke macht den Bau unterliegender Ausgleichsbecken so oder so erforderlich und könnte von der Aussicht auf gewisse finanzielle Erträge aus dem Pumpspeichergeschäft profitieren.

Eine Verlagerung der Wasserkraftnutzung auf die rentablere Bewirtschaftung bestehender Stromspeicher mit Windenergie hätte den Vorteil, dass Fliessgewässer saniert und Restwassermengen effektiver als bisher eingehalten werden könnten. Voraussetzung für ein solches „best-case“-Szenario ist allerdings, dass die Behörden die gewässerschutzrechtlichen Auflagen mit Nachdruck verfolgen.

7. POTENTIALE DER ENERGIEEFFIZIENZ

Energieeffizienz gehört zu den zentralen Pfeilern der Energiepolitik.

- Energieeffizienz verbessert den Wirkungsgrad von Anlagen und Geräten: es geht darum, gleich viel Nutzen mit weniger Energieverbrauch erzeugen.
- Energieeffizienz hängt entscheidend von der Wahl der Primärenergien ab. Ein hoher Marktanteil von Kohle, Gas, Öl und Uran führt zwangsläufig zu hohen Umwandlungsverlusten, ganz zu schweigen von den ökologischen Schäden und Risiken.
- Ungenutzte Energie (meistens: Abwärme) verursacht Kosten; Abwärme ist Energie, die nie beim Konsumenten ankommt.

Die Potentiale der Energieeffizienz wurden in jüngster Zeit von der Landesregierung verstärkt gewürdigt und als bedeutend eingeschätzt. **In der „Plattform Energieeffizienz“ heisst es:**[68]

„30 bis 70 Prozent sind machbar
Die Einsparmöglichkeiten variieren je nach Anwendungsbereich. Werden das technische Einsparpotenzial, also die beste verfügbare Technik, und die langfristige technologische Entwicklung berücksichtigt, sind folgende Effizienzgewinne zu erwarten:
Haushalt: *Heizung und Warmwasser bei Neubau und Sanierung: 70 Prozent*
Kühlen/Gefrieren: 45 Prozent
Waschen/Abwaschen: 50 Prozent
Information und Kommunikation: 35 bis 70 Prozent
Beleuchtung: 70 Prozent
Dienstleistung und Landwirtschaft
Heizung und Warmwasser: 70 Prozent bei Neubau, 50 Prozent bei Sanierung
Beleuchtung und Geräte: 30 bis 50 Prozent
Industrie
Produktion: 30 bis 50 Prozent
Heizung und Warmwasser: 80 Prozent bei Neubau, 40 Prozent bei Sanierung
Beleuchtung: 70 Prozent
Geräte/Motoren: 20 bis 50 Prozent
Verkehr
PW: 45 Prozent
LW: 20 bis 30 Prozent
Schienenverkehr: 20 Prozent

Auch die Aktionspläne des Bundesrates legen einen Schwerpunkt auf Energieeffizienz. Und die ETH konzipierte das Modell der „2000-Watt-Gesellschaft“, das sich mit den Bedingungen eines „welt-verträglichen“ Energieverbrauchs beschäftigt. Der Übergang von einer 6000- zur 2000-Watt-Gesellschaft kann gelingen, wenn drei Voraussetzungen erfüllt sind:

- erneuerbare Energien müssen anstelle von thermischen Kraftwerken treten, d. h. es braucht ein Verbot von Kohle- und Atomkraftwerken, mit einem möglicherweise verbleibenden, sehr kleinen Anteil an Erdgas, der bloss zur Spitzenregulierung und als Leistungsreserve zum Zug kommt.
- Umstellung der schweizerischen Gebäudeparks auf Minergie-P.
- Umstellung des Verkehrs auf öffentlichen Verkehr, mit elektrischen Motorfahrzeugen für den Nahverkehr, in Form von hoch-effizienten Steckdosen-Hybrid-Modellen, die mit Windstrom und Solarstrom betrieben werden.

[68] Strategiegruppe EnergieSchweiz: Plattform für Energieeffizienz von EnergieSchweiz für eine nachhaltige Energiezukunft, 2007 Seite 6

Viele Massnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz können relativ rasch umgesetzt werden, durch Vorschriften, Sanierungsprogramme und Anreiz-Systeme.

EINSPARUNGEN DURCH BESTGERÄTESTRATEGIE

Die Firma Prognos AG erhielt im Jahre 2001 vom Bundesamt für Energie den Auftrag, die möglichen Stromeinsparungen zu berechnen, wenn ab 2004 in der Schweiz nur noch die zum jeweiligen Zeitpunkt effizientesten Geräte verkauft werden dürften. Dabei galt die Bedingung, dass die Zulassungsbeschränkungen nicht zu Funktions- oder Wohlstandseinbussen führen dürfen.

Die möglichen Einsparungen wurden von Prognos auf 6,1 TWh beziffert, was über 20% des Stromverbrauchs von Geräten ausmacht. [69]

Stromverbrauch Geräte 2004	*31'141 GWh*
Abnahme bis 2020 (Bestgerätestrategie)	*6108 GWh*

Figur 62 Stromgewinn aus Bestgeräte-Strategie Schweiz (Angaben Prognos

Aufgeschlüsselt nach Gerätetypen wies die Prognos-Studie folgende Potentiale aus:

Kategorie	*2000*	*2005*	*2010*	*2015*	*2020*
Haushaltsgeräte	*0*	*-194*	*-669*	*-1'081*	*-1'337*
Beleuchtung	*0*	*-153*	*-709*	*-1'447*	*-2'156*
Haustechnik	*0*	*-224*	*-819*	*-1'443*	*-1'915*
Unterhaltung	*0*	*-22*	*-72*	*-101*	*-113*
Büro/Kommunikation	*0*	*-157*	*-326*	*-448*	*-587*
Gewerbl. Anwendungen	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*
Summe	*0*	*-750*	*-2'595*	*-4'519*	*-6'108*

Figur 63 Einsparungen nach Kategorie (Bestgeräte/Referenz), in GWh

Umgerechnet auf den Kanton Bern mit 13 % der Bevölkerung ergibt sich hier ein Potential von 798 GWh.

[69] Prognos AG: Bericht: Die Entwicklung des Elektrizitätsverbrauchs serienmässig hergestellter Elektrogeräte in der Schweiz unter Status-quo-Bedingungen und bei Nutzung der sparsamsten Elektrogeräte bis 2010 mit Ausblick auf das Jahr 2020, Bern 2002

EFFIZIENZRABATTE FÜR INDUSTRIE UND GEWERBE - REDUKTION DER STANDBY-VERLUSTE

Die Stadt Zürich hat einen Stromrabatt eingeführt, wenn sich Verbraucher verpflichten, nur noch effiziente Geräte zu beschaffen und den Verbrauch einem Monitoring unterstellen. Werden solche Boni für sparsamen Verbrauch auch im Kanton Bern eingeführt, liesse sich der Verbrauch, besonders in Immobilien, Haushalten, Klein- und Mittelbetrieben, besser steuern.

Wie gross die Erfolge eines solchen Programms sein werden, lässt sich im heutigen Zeitpunkt nur grob schätzen. Wir unterstellen, dass durch solche Massnahmen mindestens 5% des Verbrauchs im Industrie- und Dienstleistungssektor eingespart werden können. Besonders bei den KMU sind die Potentiale noch sehr gross, weil systematische Energieanalysen kaum je stattgefunden haben.

Stromverbrauch 2006	GWh
Dienstleistungen	15200
Industrie	19000
Total	34200
kalkuliertes Einsparungspotential 5%	1'710
Anteil Kanton Bern	222

Figur 64 Effizienzpotentiale Industrie und Dienstleistungen durch Effizienzrabatte (Quelle: Schweizerische Elektrizitätsstatistik)

Gemäss Schätzungen belaufen sich allein die Standby-Verluste auf über 5% des Elektrizitätsverbrauchs. Je nach Definition der Leerlaufverluste kann dieser Anteil noch viel höher sein, etwa wenn unnötige Warmhaltung z.B. von Kaffeemaschinen oder unnötiger Betrieb von Haustechnikanlagen berücksichtigt wird. Die Reduktions-Potentiale sind bekannt, werden aber aus verschiedenen Gründen nicht umgesetzt.

Beispiele: Sparsame Netzteile von elektronischen Geräten, Ausschalt-Automatik für Büro- und Unterhaltungselektronik, Kaffeemaschinen, Präsenzmelder und Bedarfs-Sensoren für Beleuchtung und weitere Haustechnikanlagen.

Alle diese Verluste liessen sich durch geeignete Etikettierung und durch Zulassungsbeschränkungen deutlich eindämmen. Ebenfalls können Lenkungsabgaben auf Strom, wie sie der Kanton Basel-Stadt kennt, eine Nutzung solcher Techniken begünstigen.

ERSATZ VON ELEKTRO-WIDERSTANDSHEIZUNGEN

Über das Bestgeräte-Szenario hinaus werden die verbleibenden Elektroheizungen und -Boiler (Verbrauch 2020: 3882 GWh) im Prognos-Bericht[70] bis 2020 vollständig durch bessere Optionen (Solaranlagen und Wärmepumpen) ersetzt werden.

Verbräuche im Jahr 2000 (Daten Prognos)	GWh
Elektroheizungen	3960
elektroische Boiler	2172
Total Verbrauch Elektrowärme (ohne Öfeli)	**6132**
Reduktion im Rahmen des Bestgeräteprogramms	-1915
Reduktion durch spezielles Sanierungsprogramm Elektrowärme	-3000
verbleibender Bedarf Elektrowärme	1217

Figur 65 Entwicklung Verbrauch Elektro-Widerstandsheizungen und Elektroboiler

Die zusätzliche Substitution im Bereich Elektrowärme wird aus folgenden Faktoren abgeleitet:

- Reduktion des Wärmebedarfs durch bessere Isolation
- Höhere Leistungsziffern von Wärmepumpen
- Zunehmende Marktdurchdringung der solaren Wärmegewinnung (strom nur als Komplementärquelle)
- Höhere Umstellbereitschaft bestehender Elektroheizungen und -Boiler im Umfeld steigender Strom- und Ölpreise; starke Wirkung kantonaler Programme

Diese Umstellung ist wirtschaftlich betrachtet ein gutes Geschäft, denn alle Beteiligten sparen nicht nur Energie, sondern auch Geld. Im Bereich Wärmepumpen pflegen die Elektrizitätswerke ein wirksames Förderprogramm, welches zu einem raschen Ausbau der Kapazitäten führte. Unterstützt wurde das Programm durch kantonale Bauvorschriften. Die Eliminierung ineffizienter Elektroheizungen sollte bis 2020 (spätestens 2025) zu erreichen sein, wenn sie mit dem gleichen Engagement verfolgt wird wie die Umstellung von Ölheizungen auf Wärmepumpen.

Das Stromsparpotential des Kantons Bern wird – proportional zur Bevölkerungszahl – auf 13% des Potentials von 3000 GWh oder 390 GWh geschätzt.

[70] Prognos AG: Bericht: Die Entwicklung des Elektrizitätsverbrauchs serienmässig hergestellter Elektrogeräte in der Schweiz unter Status-quo-Bedingungen und bei Nutzung der sparsamsten Elektrogeräte bis 2010 mit Ausblick auf das Jahr 2020, Bern 2002

STROMERZEUGUNG MITTELS WÄRME-KRAFT-KOPPLUNG

Wärme-Kraft-Kopplung ist eine bewährte Technik, die – zum Beispiel in der Nordwestschweiz - schon seit Jahrzehnten mit kantonalen Einspeisevergütungen abgegolten und realisiert wird. Sind die Einspeisevergütungen attraktiv, kann Erdgas in normalen Gasheizungen oder Wärmeverbünden verstromt und dadurch mit einem höheren Wirkungsgrad genutzt werden. Weil ein grosser Teil dieser Stromerzeugung – via Wärmepumpen –zum Ersatz von Ölheizungen beiträgt, kann eine solche Strategie (WKK+Wärmepumpen) zu **erheblichen CO_2-Reduktionen** führen.

Wegen der hohen Ölpreise ist beim Heizen mit Öl und Erdgas in den kommenden Jahren ein deutlicher Trend zur Substitution zu erwarten. Anstelle von kleinen Hausanlagen werden Holz-Pellets, Solaranlagen und Wärmepumpen zum Zuge kommen. Grossanlagen in Mehrfamilienhäusern werden sich ebenfalls umstellen, aber möglicherweise einen namhaften Gasanteil vorerst beibehalten. Aus Effizienzüberlegungen sollte folgende Strukturierung gefördert werden:

- Wo immer Erdgas verbrannt wird, sollte die Stromerzeugung geprüft werden.
- Weil Wärme-Kraft-Kopplung bei grösseren Anlagen die besten Wirkungsgrade aufweist, sollten kleine Öl- und Gasheizungen vorrangig auf erneuerbare Energien umgerüstet werden.
- Die grossen Gasheizungen (Mehrfamilienhäuser , Gewerbegebäude, Spitäler, Schulhäuser usw.) sollte Wärme-Kraft-Kopplung systematisch eingeführt werden. Die Anlagen können wärme- oder stromgeführt betrieben werden. Bei einer Stromführung (Anlagen laufen nur am Tag und liefern Spitzenstrom) muss die Wärme teilweise gespeichert werden. Die Wärmespeicher können dann multivalente Funktionen erfüllen, als Zwischenspeicher für Solarwärme oder für Abwärme von Kältemaschinen.

	GWh
Erdgasverbrauch CH	29'937
bisherige Nutzung WKK	-1'793
theoretisches WKK-Gas-Potential	28'144
Geschätzter Wirkungsgrad[71]	38%
theoretisches Strom-Potential	10'695
Anteil Kanton BE	1'390
geschätzte Marktdurchdringung	25%
realisierbares WKK-Potential	348

Figur 66 Potentialschätzung Wärme-Kraft-Kopplung

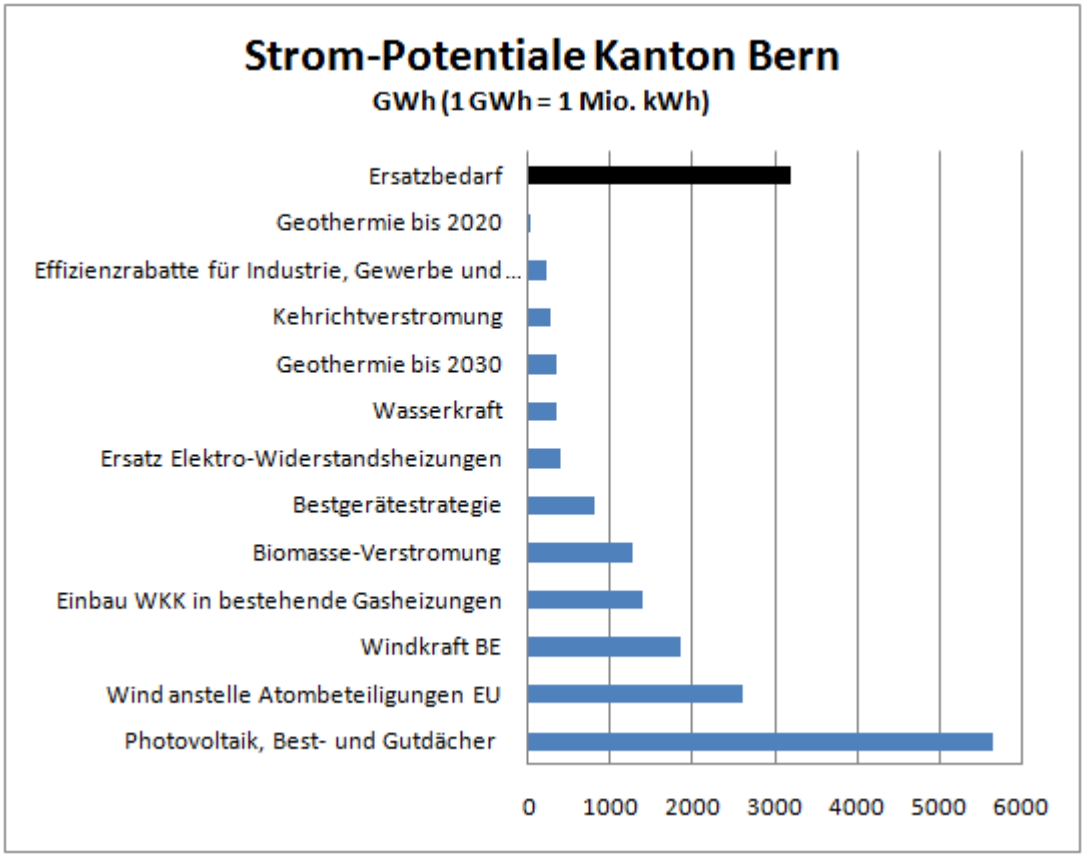
Ausgehend vom schweizerischen Gasverbrauch von 29‘936 GWh (Mittelwert 2005/2006) werden zuerst die bereits verstromten Gasmengen für Fernwärmenetze in Abzug gebracht. Dies ergibt gesamtschweizerisch ein Strompotential von 102674 GWh und bezogen auf den Kanton BE von 1390 GWh. Bei einer Marktdurchdringung von 25% entsteht ein realisierbares Potential von 350 GWh bis 2020. Es handelt sich um Winterstrom, weil nur in der kalten Jahreszeit geheizt wird.

[71] Verband Schweizerische Gasindustrie VSG, Jahresbericht 2004 S. 12

8. POTENTIALE IN DER GESAMTSCHAU

	Potential GWh
Bestgeräte-Vorschriften	798
Einbau WKK in bestehende Gasheizungen	1390
Ersatz Elektro-Widerstandsheizungen	390
Effizienzrabatte für KMU und Immobilien	220
Kehrichtverstromung	265
Biomasse-Verstromung	1275
Geothermie bis 2030	340
Wasserkraft	350
Windkraft BE	1850
Wind-Europa (=ehem. Atomverträge)	2600
Photovoltaik, Best- und Gutdächer	5630
Total Effizienz + Erneuerbare	15108

Figur 67 Potentiale Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Stromeffizienz Kanton Bern



Figur 68 Strom: Potentialeder Erneuerbaren und Energieeffizienz Kanton Bern

Die identifizierten Potentiale übersteigen den Ersatzbedarf von 3200 GWh fast um das Fünffache. Von einer Energieknappheit kann keine Rede sein. Vielmehr geht es darum, die eigenen Ressourcen

zu entwickeln und vorhandene Technologien zu nutzen. Angestrebt ist ein Energiemix, der die Potentiale optimal ausschöpft und die einheimische Wertschöpfung stärkt. Handwerker, Bauern, Gewerbefachleute, mittelständische Betriebe und Industrie sollen profitieren; die Bevölkerung soll die Gewissheit erhalten, dass das know how und die gewerblichen Strukturen vorhanden sind, um die Versorgungssicherheit mit unerschöpflichen, emissionsarmen und risikolosen Energieträgern jederzeit zu gewährleisten.

Allfällige Einbrüche in der Öl- und Gasförderung oder Atomunfälle sollen die Versorgungssicherheit nicht länger gefährden. Gefragt ist deshalb eine breit diversifizierte Beschaffungsstrategie. Sollten die aufgezeigten Potentiale trotz allem einmal knapp werden, seien der Vollständigkeit halber die weiteren möglichen Stromquellen genannt:

- Geothermie: mit 340 GWh sind die effektiven Möglichkeiten nur zu einem Bruchteil genutzt.
- Photovoltaik: werden die Dächer knapp, können Freiflächenanlagen an die Deckung beitragen. Pro Hektar Nutzungszone pro Berner Gemeinde (entsprechend 1,5 Fussballfeldern), erhöht sich die Stromerzeugung um 0,7 TWh oder um 10% des heutigen Endverbrauchs. Mit 10 Hektar PV-Fläche pro Gemeinde könnte bereits der ganze Stromverbrauch des Kantons erzeugt werden.[72] Würde man die gesamte Bodenfläche (9571 km^2) nutzen, entstünde ein Potential von 1627 TWh, entsprechend dem 232fachen des heutigen Verbrauchs.
- Windstrom Europa: dem Einkauf von sauberem Windstrom aus Europa sind bei umsichtiger Planung kaum technische Grenzen gesetzt.

ÜBERSICHT UND UMSETZUNG

	Rechtsgrundlage	**Finanzierungsquelle**	**Konfliktpotential**
Bestgerätestrategie	Bundesrat/ VO	kaum Kosten	Kaum
Effizienzrabatte für Industrie, Gewerbe und Immobilien	Kanton	via Netzgebühr	?
Ersatz Elektro-Widerstandsheizungen	Kanton	CO2-Teilzweckbindung	Atomlobby usw.
Einbau WKK in bestehende Gasheizungen	Kanton / evtl. Bund	kant. EnG	?
Biomasse-Verstromung	Bund	EnG	Kaum
Kehrichtverstromung	Bund	EnG	Kaum
Windkraft BE	Bund/Kanton	EnG	Stiftung Landschaft, Atomlobby
Wind- anstelle Atomverträge EU	Kanton/Regierungsrat	BKW-Investitionen	Atomlobby BKW/EON
Geothermie bis 2020	Bund	EnG	Technik/Bauzeit
Geothermie bis 2030	Bund	EnG	Technik
Photovoltaik, Best- und Gutdächer	Bund ungenügend	ungenügend (StrVG)	Atomlobby usw.
Wasserkraft	Bund/Kanton	StrVG	Nur punktuell

Figur 69 Potentiale, Zuständigkeiten, Konfliktpotentiale

[72] Die Umlagerung auf Nachtstrpm müsste allerdings mit Wasserkraft /Pumpspeichern erfolgen.

Methodische Anmerkung

Bei den Potentialangaben handelt es sich um Grobschätzungen, kalkuliert auf Basis von eidgenössischen Studien. Aus unterschiedlichen Gründen werden niemals alle diese Potentiale voll ausgeschöpft. In manchen Fällen werden sich höhere Potentiale ergeben als hier angenommen. Um die Zielbeiträge einzelner Strategien abzuschätzen, wird eine Wertung vorgenommen, die auf diskutablen Einschätzungen beruht. Tatsache bleibt, dass die Potentiale mehr als ausreichen, um eine Umstellung auf erneuerbaren Energien innert nützlicher Frist – bis 2030 – auf jeden Fall zu erreichen, vorausgesetzt der politische Wille für diesen Weg setzt sich durch.

Basierend auf der Abschätzung der Umsetzungskonflikte werden die folgenden Klassierungen vornehmen:

OPTIONEN MIT HOHEN UMSETZUNGSCHANCEN

- ohne nennenswerte Hindernisse und deshalb mit hohem Ausschöpfungspotential werden sich die **Biomasse- und Kehrichtverstromung** nutzen lassen. Opposition gegen Bewilligungen dürfte es kaum geben. Dank Einspeisevergütungen gemäss Energiegesetz ist die Finanzierung gesichert.
- Ebenfalls auf wenig Opposition dürfte die **Bestgeräte-Strategie** des Bundes stossen.
- Wenigstens zu 40% sollte eine **Ersatzstrategie für Elektro-Widerstandsheizungen** greifen, sei es dass der Kanton den Ersatz vorschreibt oder mit Sanierungsbeiträgen fördert. Allenfalls läuft dies der Atomlobby zuwider, die bisher um jeden Preis den Stromverkauf in ihrem Versorgungsgebiet zu steigern suchte. Mit der Strom-Liberalisierung sind jedoch neue Absatzmärkte entstanden und viele Hauseigentümer werden froh sein, wenn ihnen der Kanton im Umfeld der gestiegenen Strompreise hilft, die alten Energieschleudern zu ersetzen.
- Bei der Steigerung der Wasserkraft wird es neben den bekannten Konflikten um Landschaftsschutz und Tourismus (Grimsel) erhebliche Potentiale geben, die sich ohne grossen Widerstand nutzen lassen. Dazu gehört neben der **Verbesserung alter Turbinen** der **Neubau von kleinen und mittelgrossen Kraftwerken** (<10 MW), die im Stromversorgungsgesetz neu mit Einspeisevergütungen gefördert werden. Hohen Konsens dürfte **die Modernisierung der Wasserkraft** finden, wenn die **Restwasserbestimmungen eingehalten** werden. Ob der Bau von neuen Wasserkraftwerken und der Ausbau von Pumpspeicherkapazitäten (als Teil der bestehenden Stauwerke) ebenfalls Mehrheiten findet, dürfte davon abhängen, ob die Elektrizitätswirtschaft auf erneuerbare Energien umstellt oder am Neubau von Atomkraftwerken festhält. So wie es heute noch aussieht, sind die BKW unbelehrbar und setzen weiterhin auf Atomenergie. Sie müssen sich dann nicht wundern, wenn der Widerstand gegen den Ausbau der Turbinen anhält. Die Beteiligung an Kohle- und Atomkraftwerke ist jedoch im offenen Markt mit finanziellen Risiken verbunden, weshalb eine Umstellung der BKW auf vermehrt erneuerbare Energien jederzeit zu erwarten ist. Wenn die Solar- und Windbranche ihre Umsätze weiterhin alle zweieinhalb Jahre verdoppeln entsteht eine höhere Liquidität an Beteiligungsmöglichkeiten, was diesen Trend noch begünstigt.
- Ob die Windenergie im Kanton Bern erfolgreich sein wird, hängt wesentlich von der Bewilligungspraxis der kantonalen Behörden ab. Mit einer angemessenen Beteiligung der lokalen Bevölkerung inkl. Gewinnbeteiligung der Gemeinden könnte sie populär werden wie die Wasserkraft. Deshalb hat sie, selbst wenn es punktuell zu grossem Widerstand kommt, in einem gewissen Rahmen eine allgemein hohe Umsetzungswahrscheinlichkeit.
- Ebenfalls eine gute Akzeptanz dank Einspeisevergütungen geniesst die Geothermie.

- Erst kleine Fortschritte werden bei der Photovoltaik unterstellt, weil erst mit fortschreitender Zeit die Kosten in den Bereich der übrigen erneuerbaren Energien sinken.
- Auf erhebliche Gegenliebe bei der Wirtschaft könnten Effizienzrabatte stossen. Die Frage ist aber auch hier, ob die Obstruktionspolitik gegen Effizienzmassnahmen überwunden werden kann.

	Potential	Ausschöpfung	Zielbeitrag 2020
Windkraft BE	1850	50%	925
Biomasse-Verstromung	1275	60%	765
Bestgerätestrategie	800	80%	640
Ersatz Elektro-Widerstandsheizungen	390	40%	156
Wasserkraft	350	80%	280
Kehrichtverstromung	265	100%	265
Geothermie bis 2020	34	50%	17
Photovoltaik, Best- und Gutdächer	5630	2%	113
Effizienzrabatte für Industrie, Gewerbe und Immob.	220	20%	44
Total	10814		3205

Figur 70 Optionen mit kurzen Umsetzungsfristen, die den Ersatzbedarf bis 2020 gerade abdecken

OPTIONEN MIT MITTELFRISTIGEN UMSETZUNGSCHANCEN

- Im Zeitraum ab ca. 2012/2015 wird das Potential der Photovoltaik beschleunigt realisiert werden. Der strenge Kostendeckel im Eidg. Energiegesetz wird die Entwicklung zwar noch für einige Jahre blockieren, doch die Solarindustrie wird ihrerseits zu einem Wirtschaftsfaktor werden und gestützt von tieferen Preisen mehr Druck für höhere Umsätze aufsetzen. Bleibt der Bund passiv, könnte der Kanton Bern selber kantonale Einspeisevergütungen einführen.
- Wann sich die BKW endlich an grossen Windfarmen beteiligen wird, ist wohl auch nur eine Frage der Zeit und des Generationenwechsels. Vorerst tut sie es (noch) nicht, weil sonst die Mär von der „Stromlücke“ noch unglaubwürdiger wird. Mit zunehmendem Marktanteil der Windenergie in Europa wird die BKW aber nicht um Langzeitverträge herumkommen, will sie sich die grossen wirtschaftlichen Vorteile dieser Technik zunutze machen. Und über die Zukäufe am europäischen Spotmarkt fliessen bereits heute erhebliche Mengen Windenergie in die Schweiz.
- Der Einbau von Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen in bestehende (Gas-)Heizungen ist stark von den gesetzlichen Regulierungen abhängig und von der Rolle, welche der Wärme-Kraft-Kopplung politisch zugebilligt wird. Ohne politische Entscheide, die auch die CO_2-Kompensationen regeln, wird dieses Potential sich angesichts der volatilen Gaspreise nicht erschliessen lassen. Wann dies im Berner Parlament möglich ist, wo die Atomlobby seit Jahrzehnten das Szepter führt, bleibt ungewiss. Das WKK-Potential könnte allerdings recht schnell zum Zuge kommen, wenn eine Volksmehrheit in der Volksabstimmung (zu erwarten um das Jahr 2012) den Neubau von Atomkraftwerken ablehnt.
- Die Geothermie bedarf wegen der hohen Kapitalintensität der Anlagen einer stringenten Förderung, insbesondere bei der Finanzierung der Nahwärmenetze, die erst über Jahrzehnte amortisiert werden. Wegen der langen Bauzeiten sind grosse Beiträge erst nach 2020 zu erwarten.

- Sind die Effizienzrabatte erfolgreich, verstärkt sich ihre Wirkung im Zeitablauf beträchtlich.

Potentiale mit mittelfristigem Umsetzungshorizont und mittleren Realisierungs-Chancen

	Potential	Ausschöpfung	Zielbeitrag 2030
Photovoltaik, Best- und Gutdächer	5630	10%	563
Wind anstelle Atombeteiligungen EU	2600+	90%	2340
Einbau WKK in bestehende Gasheizungen	1390	25%	347.5
Bestgerätestrategie, verschärft	800	10%	80
Windkraft BE, Ausbauphase II	1850	10%	185
Geothermie bis 2030	340	40%	136
Effizienzrabatte Industrie, Gewerbe Immob.	220	25%	55
Total	12830		3706

Figur 71 Potentiale mit mittelfristigem Horizont

Auch die Potentiale mit mittelfristigem Horizont können mehr als den erfoderlichen Ersatzbedarf von 3100 GWh liefern.

Der Kanton Bern hat sehr gute Chancen, die Stromerzeugung und die Wärmeversorgung in den nächsten Jahren auf erneuerbare Energien umzustellen. Diese Entwicklung bewegt sich im weltweiten Trend und ergibt sich aus den veränderten „Fundamentals“:

- Die Preise der nichterneuerbaren Energien sind scharf gestiegen und schmerzen.
- Investitionsbereitschaft wächst. Dank Einspeisevergütungen bestehen in ganze Europa Anreize geschaffen, die einen dynamischen Zubau ermöglichen.
- Der Leidensdruck durch die Klimazerstörung wird grösser; internationale Verträge kann man nicht ewig ignorieren, auch wenn der amtierende Bundesrat dies bisher so handhabte.
- Der Vorteil aller erneuerbaren Energien besteht darin, dass die Nutzungstechniken (Windturbinen, Solaranlagen, Pellet-Öfen usw.) immer billiger werden. Primärenergien wie Wind, Wasserkraft, Solarenergie und Erdwärme sind bereits gratis und werden es bleiben. Den Standortgemeinden erwachsen aus einer aktiven Politik bedeutende finanzielle Einnahmen.

DREI MÖGLICHE STRATEGIEN

		bodenständig		europäisch		innovativ	
	Potential GWh	Nutzungstiefe	realisiert GWh	Nutzungstiefe	realisiert GWh	Nutzungstiefe	realisiert GWh
Bestgeräte-Vorschriften	800	80%	640	80%	640	80%	640
Biomasse-Verstromung	1275	70%	893	50%	638	70%	893
Ersatz Elektro-Widerstandsheizungen	390	70%	273	50%	195	70%	273
Kehrichtverstromung	265	100%	265	50%	133	100%	265
Effizienzrabatte für KMU und Immobilien	220	20%	44	0%	0	20%	44
Einbau WKK in bestehende Gasheizungen	1390	25%	348	0%	0	0%	0
Wasserkraft	350	80%	280	50%	175	30%	105
Windkraft BE	1850	50%	925	20%	370	30%	555
Wind-Europa (=ehem. Atomverträge)	2600+	0%	0	100%	2600	10%	260
Photovoltaik, Best- und Gutdächer	5630	1%	28	1%	28	15%	844
Geothermie bis 2030	340	0%	1	0%	1	5%	17
Total Effizienz + Erneuerbare GWh			3696		4779		3896

Figur 72 drei Strategien: bodenständig, europäisch oder innovativ

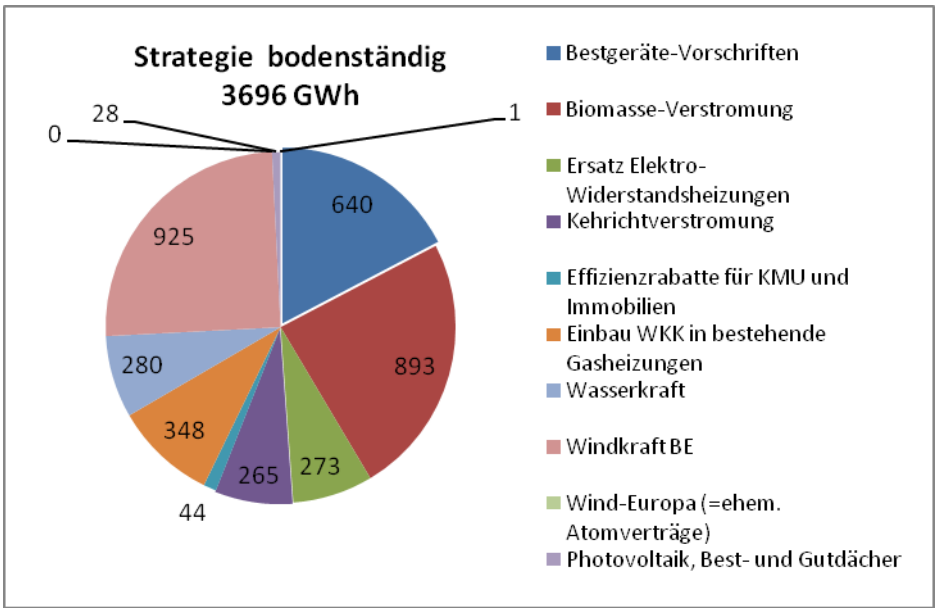
Die Energiebeschaffung aus erneuerbaren Energien, der Klimaschutz und die Schaffung einer nachhaltigen Energieversorgung ist nicht nur eine noble Zukunftsaufgabe, sondern – wirtschaftlich gesehen – ein grosses Geschäft, eine Quelle von Einkommen und Vermögen, kurz: eine der grössten Geschäftsgelegenheiten seit der Erfindung der Dampfmaschine.

Wählt man einen strategischen Ansatz statt den Weg des geringsten politischen Widerstands, dann lassen sich drei Strategien unterscheiden: *bodenständig, europäisch,* oder *innovativ*.

Bodenständig:	*maximale Wertschöpfung im Kanton Bern*	*3696*
Europäisch:	*maximale Wertschöpfung dank europäischer Vernetzung*	*4779*
Innovativ:	*Schwergewicht auf dem Ausbau der Zukunftstechnologien, insbesondere Photovoltaik und Geothermie*	*3896*

Die Effizienz kommt in den drei Szenarien fast gleichmässig zum Zug. Es könnte sein, dass mit den Aktionsprogrammen des Bundes, den Einspeisevergütungen und der von der Umweltkommission vorgeschlagenen Teilzweckbindung der CO_2-Abgabe Wesentliches möglich ist. Durch die Preis-Entwicklung an den Energiemärkten ist die Energieverschwendung im bisherigen Stil für niemanden mehr wirklich interessant, nicht einmal mehr für die grossen Stromkonzerne, die an den europäischen Märkten höhere Erlöse erzielen als mit tariflich subventioniertem Strom für Elektro-Widerstandsheizungen.

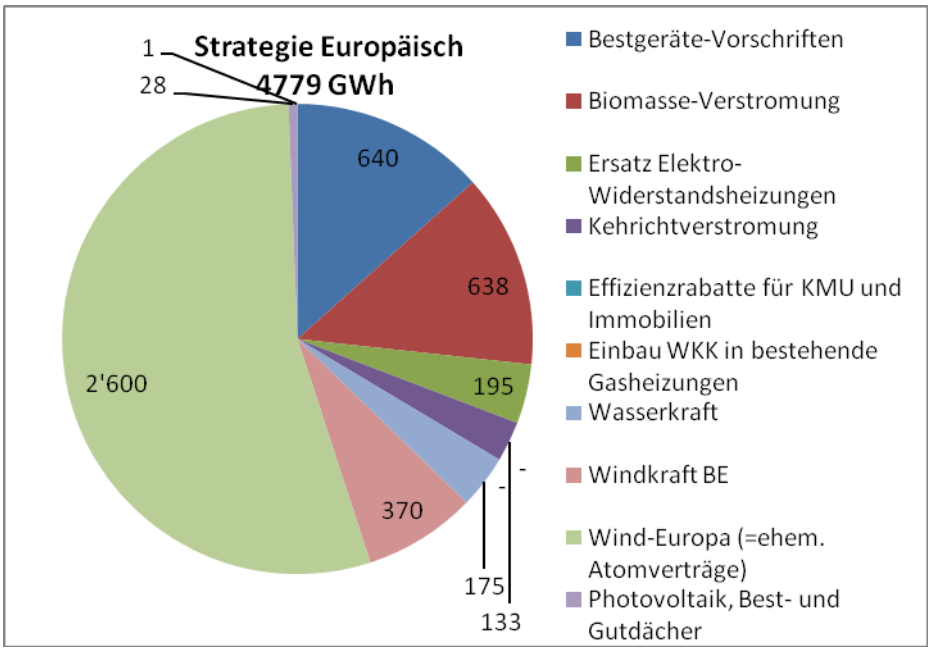
Strategie „Bodenständig“



Figur 73 Strommix im Szenario *bodenständig*

Das Szenario *bodenständig* behält ein **Maximum an Wertschöpfung im Kanton,** setzt deshalb auf Investitionen und Energieeffizienz sowie auf die Energieträger **Wasser, Biomasse, Kehricht und Wind**, vernachlässigt aber die teureren Energien Photovoltaik und Geothermie. Die Strategie **verzichtet auf die Beschaffung von Strom im Ausland** oder überlässt diese Geschäftsbeziehungen dem freien Markt .

Strategie „Europäisch“



Figur 74 Strommix im Szenario *europäisch*

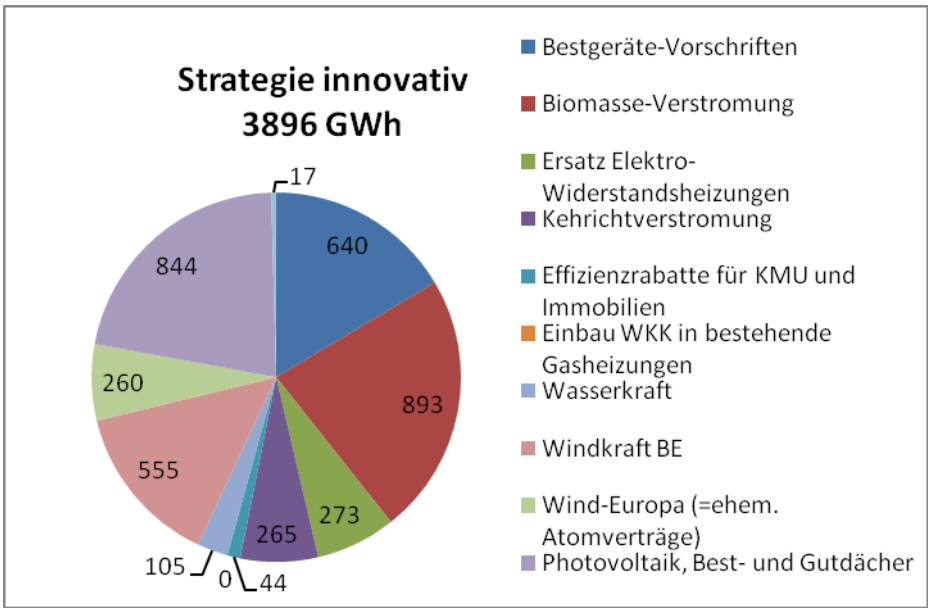
Im Szenario *europäisch* werden Energieeffizienz, Windenergie, Photovoltaik und Geothermie im Kanton etwas weniger ehrgeizig verfolgt. Stattdessen erwerben der Kanton bzw. seine öffentlich-rechtlichen Elektrizitätswerke grosse Beteiligungen an ausländischen Windfarmen (über 1000 MW), um Windstrom zu importieren und zu bewirtschaften. Ein Teil dieses Stroms – etwa ein Drittel – dient dem Eigenverbrauch, der Rest wird veredelt und weiterverkauft. Berns Rolle als Stromdrehscheibe wird ausgebaut. Dank der Standortvorteile (Speicher- und Pumpspeicher-Kraftwerke) ist die europäische Variante langfristig wohl die lukrativste. Wenn zudem noch die Erträge der Wasserkraft

- dank guten Verträgen
- dank dem Heimfall der alten Wasserkraftwerke
- dank einer höheren Gewinnausschüttung anstelle umstrittener Investitionen in Gas- Kohle und Atomkraftwerke

stärker als bisher an den Kanton fliessen, könnte die Kombination von Wasserkraft und Windenergie eine bedeutende Quellen der Prosperität für den Kanton Bern werden, vergleichbar mit den Einnahmen aus dem Tourismus.

Dass enorme Mengen an europäischem Windstrom auf den Markt gelangen, steht ausser Frage. Allein bis zum Jahre 2012 werden sich die Kapazitäten schätzungsweise verdoppeln. Beim Ausbau der Wasserkraft wäre eine gewisse Konzilianz im Umgang mit Umweltanliegen angebracht: Die Gewässerschutzvorschriften müssten eingehalten, Stromnetze vermehrt erdverlegt werden.

Strategie „innovativ“



Figur 75 Strommix im Szenario *innovativ*

Das Szenario innovativ verzichtet auf den Ausbau der europäischen Vernetzung (bzw. überlässt sie ganz dem Markt) und setzt wie das Szenario bodenständig auf einheimische Ressourcen. Anstelle der einheimischen Windenergie würde mehr in Photovoltaik und Geothermie investiert, was punkto Energieertrag etwa dieselben Erträge bringt, zu Beginn aber zu höheren Kosten führt. Mit dieser Strategie steigen die Chancen, dass der Kanton zu einem wichtigen industriellen Standort für neue

erneuerbare Energien würde. Wollte der Kanton diese Strategie einschlagen, wäre die Schaffung einer kantonalen Einspeisevergütung der richtige Weg (vgl. Anhang).

WIRTSCHAFTLICHKEIT

Wer investiert, braucht Geld. Neue Kraftwerk sind immer teurer als die alten, bereits abgeschriebenen, egal welche Technik zur Anwendung kommt.

Man sollte deshalb Kostenvergleiche immer zwischen neuen Kraftwerken tätigen und die Einspeisevergütungen für neue Werke nicht mit den Gestehungskosten über den ganzen Lebenszyklus der Anlagen verwechseln, wie es in den Medien häufig geschieht. Auch die neuen Kraftwerke mit Windenergie, Geothermie oder Biomasse werden eines Tages abgeschrieben sein und dannzumal günstigeren Strom liefern als zu Beginn.

Völlig unrealistisch sind die Angaben von Axpo und BKW, wonach Atomstrom zu Kosten von 4-6 Rp./kWh zu haben sein wird. Wenn dem so wäre, würden auf der ganzen Welt Hunderte neuer Atomkraftwerke gebaut. Das Gegenteil ist jedoch der Fall: die Atom-Kapazitäten stagnieren und der Atomanteil am Stromverbrauch ist rückläufig. Wo neue Atomkraftwerke gebaut werden, werden die Mehrkosten inkl. Altlasten stets auf die Steuerzahler überwälzt, oder wie im Falle der BKW aus alten abgeschriebenen Wasserkraftwerken finanziert, deren Gewinne man dem Kanton vorenthält.

Die Kosten- und Terminüberschreitungen beim Bau des EPR in Finnland haben den Appetit der privaten Investoren auf Atomkraft merklich sinken lassen. Selbst wenn sich die Schweiz für neue Atomkraftwerke entscheiden sollte, ist dies nicht die Energie der Zukunft, denn wirtschaftlich gesehen ist die Atomenergie marginalisiert und technologisch würde sich die Schweiz weiter isolieren in einem europäischen Umfeld, wo die Post bei den erneuerbaren Energien abgeht.

Schaut man sich die Technologien einzeln an, dann lassen sich folgende Preisverhältnisse unterscheiden:

- am billigsten ist die Energieeffizienz mit Gestehungskosten von meistens unter 10 Rp./kWh
- Neuer Strom aus Biomasse, Windenergie, Wasserkraft sowie Wärme-Kraft-Kopplung bewegt sich in einem Preisrahmen von 10-25 Rp./kWh und liegt damit – auf Basis einer life-cycle-Betrachtung – etwa gleichauf mit der Atomenergie, wobei letztere die langfristige Entsorgung[73], die Unfallrisiken[74] und die Terrorrisiken auf die Allgemeinheit überwälzt.
- Photovoltaik ist vorerst noch deutlich teurer. Will man sie industriell erschliessen, sind mutige Entscheide nötig, hat aber Aussicht auf eine Branche, die starkes Wachstum verspricht.

[73] Die Atommülllager gehen ins Eigentum der Eidgenossenschaft über. Die Steuerzahler müssen für Sanierungen aufkommen.

[74] Die Haftpflichtversicherung ist auf 1 Milliarde Franken beschränkt. Der Bundesrat will diese Summe auf 1,8 Milliarden Franken erhöhen. Ein Super-Gau im Stil von Tschernobyl kostet gemäss Bundesamt für Zivilschutz 4200 Milliarden Franken.

9. ENERGIEPOLITISCHE AGENDA

Die folgenden Zielsetzungen werden bis zum Jahr 2010 mittels Anträgen in der Gesetzesberatung, Volksvorschlag oder – wenn dies nicht zum Ziel führt – per Volksinitiative in die Energiegesetzgebung eingebracht.

Raumplanerische Massnahmen

1. Untersteht ein Gebäude nicht dem kantonalrechtlichen Denkmalschutz, so geniesst die Nutzung von Dachoberflächen und Fassaden für Solaranlagen planungsrechtlichen Vorrang. Ästhetische Vorgaben (zB. Farbgebung) sind zulässig, solange die Energieerzeugung oder die Wirtschaftlichkeit nicht massgeblich eingeschränkt werden.
2. Der Kanton betreibt eine Solardachbörse. Jede Gemeinde ist bestrebt, bis 2012 mindestens 5 Prozent der guten Dachflächen der Solardachbörse zu melden. Lassen sich auf privaten Dächern keine ausreichenden Nutzflächen beibringen, scheiden die Gemeinden geeignete Zonen aus, die Dritten vertraglich zur Verfügung gestellt werden. Einzelne Gemeinden können geeignete Solarzonen gemeinsam ausscheiden und betreiben.
3. Bei Freiflächenanlagen geniesst die Nutzung bestehender Infrastrukturen (Lärmschutzwände, alte Deponien, Lawinenverbauungen, Parkplätze usw.) Vorrang. Werden natürliche Böden für Solarparks genutzt, sind diese als Lebensräume für gefährdete Tier- und Pflanzenarten zu gestalten (Trockenbiotope, Magerwiesen, Hecken, Feuchtbiotope u.ä.).
4. Der Kanton genehmigt Stromerzeugungsanlagen mit Holz, Biomasse, Biogas und Geothermie im Rahmen des Bundesrechts auch ausserhalb der Bauzonen. Er schenkt der Abwärmenutzung Beachtung.
5. Der Kanton scheidet Vorranggebiete für Windparks aus.
6. Einzelne Windkraftwerke sind zu genehmigen, wenn sie ausserhalb von nationalen Landschaftsschutzgebieten geplant werden und die minimale Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe 4,5 m/s übersteigt; demokratisch gefasste Beschlüsse der Standortgemeinden sind für den Regierungsrat verbindlich.
7. Der Kanton beachtet die Abstandsempfehlungen für Hochspannungsnetze in der Nähe von Siedlungen. Werden Hochspannungsnetze neu erstellt oder erneuert, sind diese in der Nähe von Siedlungen und in Landschaften von besonderer Schönheit (Landschaftsschutzgebiete) erdverlegt zu planen. Der Regierungsrat entwickelt die nötigen Kriterien, soweit sie vom Bund zweckdienlich oder zwingend nicht bereits vorgegeben sind.

Energiestandards

8. Der Gesetzgeber legt einen Absenkpfad für den Energieverbrauch von Neubauten fest. Spätestens ab 2015 ist das Energie-Äquivalent von Minergie-P-Standards zu erreichen.
9. Die öffentliche Hand sowie hoch subventionierte Institutionen im Kanton Bern planen bereits ab 2010 nach dem Minergie-P-Standard und orientieren sich bei Beschaffungen an der Energie-Klasse A oder besser (A+, A++).
10. Innert 10 Jahren erhalten alle Gebäude einen Energiepass.

Förderung

11. Der Kanton lanciert ein Gebäudesanierungsprogramm für die Verbesserung von Gebäudehüllen und Haustechnik, ergänzend zu den Anstrengungen des Bundes.
12. Der Kanton setzt sich zum Ziel, bis 2020 mindestens 80% der Öl-, Gas- und 100% der Elektro-Widerstandsheizungen durch effizientere Heizungen mit erneuerbaren Energien zu ersetzen. Er fördert thermische Solaranlagen, Holzheizungen und die direktthermische Geothermie zur Wärmegewinnung.
13. Wer neue oder erneuerte fossile Wärme- und Kälteanlagen über 3 MW_{th} in Betrieb nimmt, erzeugt beim Heizen auch Strom nach dem Prinzip der Wärmekraft-Kopplung. Der Regierungsrat legt die Einspeisevergütungen gleitend fest; er erlässt solche auch für kleinere WKK-Anlagen, die freiwillig erstellt werden.
14. Der Kanton soll sich für die Beseitigung der bundesrechtlichen Blockaden der erneuerbaren Energien einsetzen:
    a. Beseitigung jeglicher Mengenbeschränkungen bei der Photovoltaik ab 2012
    b. Beseitigung des Kostendeckels von 320 Mio. Fr. pro Jahr im eidg. Energiegesetz
    c. Beseitigung der 30%-Kontingente für Windenergie, Biomasse, Geothermie usw.
15. Beseitigung der Kostendeckel für erneuerbare Energien.
    a. Variante 1: Der Kanton setzt sich beim Bund dafür ein, dass die kostendeckende Vergütung von erneuerbaren Energien spätestens ab 2012 keinen Mengenbeschränkungen mehr unterliegt.
    b. Variante 2: Strom aus neuen Photovoltaik-Anlagen wird im Kanton Bern ab 2012 kostendeckend vergütet, soweit sie vom Bund nicht vergütet werden. Die Finanzierung erfolgt durch einen Zuschlag auf den Netzgebühren. (Offener Deckel)
    c. Variante 3 siehe Vorschlag 17 (kantonaler Deckel)

Förderabgabe und Lenkungsabgabe

16. Die Kosten der Umstellung auf eine erneuerbare und effiziente Versorgung werden primär von den Investoren und aus den Beiträgen des Bundes sowie von Dritten (Emissionshandel usw.) gedeckt. Reichen diese Mittel nicht aus, deckt der Regierungsrat die Kosten durch einen Zuschlag auf den Netzgebühren.
17. Der Kanton führt auf dem Stromverbrauch eine Lenkungsabgabe mit Rückerstattung ein. Diese beträgt im Durchschnitt 20% der Endverbraucherpreise (Energie- und Netzentgelte). Der Regierungsrat wird ermächtigt, die Lenkungsabgabe nach Art der Stromherkunft zu differenzieren.
    a. Variante konventionell: die Lenkungsabgabe wird vollumfänglich rückerstattet nach dem Basler Modell.[75]
    b. Variante „Lenkungsabgabe mit Innovation“: neun Zehntel wird gemäss a. verteilt, ein Zehntel der Lenkungsabgabe dient der zusätzlichen Förderung von innovativen Energieanlagen, insbesondere Photovoltaik. Der Kanton entwickelt ein System kantonaler Einspeisevergütungen mit jährlichen Tranchen

[75] In Basel-Stadt beträgt die Lenkungsabgabe und wird vollumfänglich rückerstattet, nämlich für Haushalte: als Ökobonus von 60.—pro Kopf, für Betriebe: 0,5% der Arbeitslosenversicherungs-Lohnsumme. Neben der Lenkungsabgabe kennt Basel-Stadt auch eine Förderabgabe. http://www.bonusbasel.ch/index.html

(Zubaukontingenten) im Umfang von 0,02 Rp./kWh Zuschlag zum Netzentgelt. Sinken die Einspeisevergütungen unter 50 Rp./kWh, fallen die Kontingentsschranken dahin.

18. Der Kanton sorgt dafür, dass die Netzbetreiber keine degressiven Tarife, sondern einheitliche lineare Netzentgelte ohne Grundgebühr verlangen. Sparsame Verbraucherinnen und Verbraucher dürfen nicht länger bestraft werden. „Minimal fees“ (Grundgebühren, welche dem Arbeitstarif angerechnet werden) sollen erlaubt sein, insbesondere für die Kostendeckung von nicht ganzjährig bewohnten Objekten (zB. Ferienhäuser).[76]

Energiebeschaffung von Firmen in öffentlicher Hand

19. Staatliche Anstalten oder Gesellschaften, an denen der Kanton eine Mehrheit hält, investieren ausschliesslich in erneuerbare Energien oder in Wärmekraft-Kopplungsanlagen; auf neue Grosskraftwerke (Gas-, Kohle- und Atomanlagen) wird verzichtet. Beteiligungen an Kraftwerken mit nichterneuerbaren Energien werden schrittweise verkauft.
20. Der Regierungsrat wird beauftragt, strategische Optionen betreffend Beteiligung an neuen Windfarmen im Ausland mit Stromveredelung im Kanton Bern zu erarbeiten.
21. Die Stromnetze im Kanton Bern bleiben in kantonaler oder kommunaler Hand, soweit sie nicht der Schweizerischen Netzgesellschaft (SWISSGRID) gehören. Private Beteiligungen an Stromnetzen werden schrittweise aufgekauft, in öffentliches Eigentum übergeführt (Kanton oder Gemeinden) und nach gemeinnützigen Kriterien betrieben.
22. Der Kanton und seine Gemeinden beschaffen ihren Strom aus erneuerbaren Energien. Reichen die Lieferungen von kantonalen Stromerzeugern nicht aus, werden Bezugsverträge für Strom aus erneuerbaren Energien nach einem transparenten Verfahren ausgeschrieben. Es werden nur Lieferanten berücksichtigt, die keine Atom- Gas- oder Kohlekraftwerke betreiben.
23. Die Schaffung zusätzlicher Stromerzeugungsleistung in bestehenden Speicherkraftwerken ist planungsrechtlich abzuklären. Nutzungspotentiale, die ohne Erweiterung der Wasserspeicher erschlossen werden können, sind vorrangig zu realisieren.
24. Der Kanton reguliert die Nebenwirkungen von Schwall und Sunk unter Abwägung von wirtschaftlichen und ökologischen Erfordernissen. Wo nötig ordnet er den Bau von Ausgleichsbecken an.

[76] Zur Minimal Fee: siehe auch dazu das Tarifmodell von Basel-Stadt

Kommentar

Raumplanerische Massnahmen

1.	*Heute machen sich manche Gemeindebehörden einen Spass daraus, Solaranlagen zu verbieten.*[77] *Nicht selten geht es um blosse Obstruktion gegen die dezentrale Energiegewinnung, und im Hintergrund wirken die grossen Stromanbieter. Die Installation von Solaranlagen soll explizit planungsrechtlichen Vorrang erhalten. Hauseigentümer sollen über solare Dach- und Fassadennutzungen selber entscheiden dürfen. Einschränkungen ästhetischer Art sollen möglich sein, aber nur so, dass sie die solare Nutzung nicht grundlegend einschränken.*
2.	*Dieser Absatz versucht, das boomende Solargeschäft planerisch zu steuern. Es ist ein Vorgehen in Etappen. Der Kanton soll sicherstellen, dass ausreichende Nutzflächen am richtigen Ort und in der richtigen Qualität bereit sind und solche Anstrengungen planerisch unterstützen. Mit der vernünftigen Dimensionierung und Ausscheidung von Nutzflächen soll Ängsten in der Bevölkerung begegnet werden.* Als erstes kommt der Kanton nur als Dienstleister zum Zug. Er soll organisatorisch dafür besorgt sein, dass eine Solardachbörse geschaffen wird, zum Beispiel beim Amt für Energie. Wie in Deutschland kann dies eine einfache Internetplattform sein. Ziel ist, interessierten Investoren gute Dächer zur Verfügung zu stellen. Sind Dachflächen knapp, so sollen die Gemeinden aktiv werden und geeignete Solarzonen von sich aus ausscheiden. Der Text sagt, wie das geschehen soll: Jede Gemeinde soll bestrebt sein, mindestens 5% der guten Dachflächen anzumelden und dafür Massnahmen ergreifen (Rundschreiben, Umfragen bei Hausbesitzern, gemeindeeigene Dachflächen). 5% der guten und sehr guten Dachflächen entsprechen im Kanton rund 1,7 km^2. Dies reicht für ca. 200 bis 300 MW Leistung (10% bzw. 17% Modulwirkungsgrad) bzw. ca. 200-300 GWh. Reichen die privaten Dachflächen nicht aus, so soll der Kanton planerisch dafür sorgen, dass jede Gemeinde fehlende Solarflächen auszont. Würden alle 398 bernischen Gemeinden zum Beispiel 1 ha einzonen, ergibt sich eine Fläche von 4 km^2 oder 0,04 Prozent der bernischen Bodenfläche, auf denen sich (bei Modulwirkungsgrad 17%) weitere rund 700 GWh Strom gewinnen lassen, was 10% des Strombedarfs deckt. Rechnet man dazu nochmals rund 5-10% der guten und sehr guten Dachflächen dazu, die im Lauf der Zeit auf Neubauten erschlossen werden, so kann die Photovoltaik ohne weiteres ca.1500 GWh Strom bringen, was über 50% der Stromerzeugung des AKW Mühleberg entspricht.
3.	*Vorrangig sollen die Dächer und Infrastrukturen genutzt werden. Reichen diese nicht aus oder werden Solaranlagen aus anderen Gründen auf Freiflächen bewilligt, so sollen die Anlagen aufgeständert gebaut und das Gelände soll als Rückzugsgebiet für bedrohte Arten genutzt werden. Solarfarmen sind zur Bereicherung der Biodiversität einzusetzen, ähnlich der mittelalterlichen Landwirtschaft, deren Nutzungsvielfalt die Artenvielfalt begünstigte.*
4.	*Entspricht sinngemäss der Umsetzung des Raumplanungsgesetzes (Änderung RPG), wobei hier nicht nur die Biomassenutzung, sondern auch die Geothermie (notfalls mit Bewilligungen gemäss RPG durch den Regierungsrat) berücksichtigt werden soll. Nach den Erfahrungen in Basel-Stadt*

[77] Vgl. den skandalösen Entscheid des Zürcher Verwaltungsgerichts gegen Solaranlagen in Hedingen: „Von Solaranlage unzumutbar geblendet“, Tages-Anzeiger 24.12.2007

	werden die Gründungsgebiete für grosse Geothermie-Anlagen möglicherweise eher in Grünzonen angesiedelt (zB. Naherholungsgebiete).
5.	*Windparks (Windkraftwerke mit mehr als einer Turbine) sollen in definierten Nutzungsgebieten erstellt und dort einem vereinfachten Genehmigungsverfahren unterstellt sein.*
6.	Bei Einzelanlagen soll die Kompetenz zur Genehmigung sinnvoller Windturbinen an die Gemeinden übergehen, wenn sich die Anlagen nicht in einem Gebiet unter Naturschutz befinden. Auch für die Abstandsregelungen sollen die Gemeinden zuständig sein. Da die modernen Windturbinen (zB. Anlagen von Enercon) geräuschlos arbeiten, soll ein Bauer, der neben seinem Hof eine Windturbine aufstellen will, daran grundsätzlich nicht gehindert werden, solange Geräusche keine Dritten benachteiligen. Mit der Vorgabe von 4,5 m/s bleiben schlechte Standorte ausgeschlossen. Beschwerderechte bleiben intakt.
7.	Windmasten lassen sich nicht in den Boden versenken, Strommasten hingegen schon, und dies mit positiven gesundheitlichen Nebenwirkungen. Die Länge der Leitungsstränge der Hochspannungsnetze in der Schweiz wird von Swissgrid wie folgt beziffert: 380 kV 1'780 km 220 kV 4'917 km total 6'697 km Rechnet man dem Kanton Bern entsprechend der Bodenfläche anteilig 23% der Leitungsnetze zu, so entfallen auf den Kanton 1540 km Hochspannungsnetze. Bei geschätzten 2 Masten pro km stehen im Kanton Bern heute ca. 3000 Hochspannungsmasten (Grössenordnung), dazu kommen die Masten für Mittel- und Niederspannung (genaue Daten nicht bekannt). *Werden innert 20 Jahren rund 10% dieser Leitungen erdverlegt, um die sensibelsten Stellen zu sanieren, verschwinden rund 300 grosse Masten und die dazugehörigen Leitungen. Die Investitionskosten der Erdverlegung werden teilweise durch geringere Energieverluste während des Betrieb kompensiert. Die Kosten dafür trägt die SWISSGRID, welche die Netze betreibt.*

Energiestandards

8.	*Die Durchsetzung von guten Gebäudestandards gehört zu den zentralen Pfeilern jeglicher Klimaschutz-Strategie. Wenn ab 2009 der Minergiestandard (4,8 Liter Öl/m^2) eingeführt werden, dann ist ab 2015 auch der Minergie-P-Standard (3,0 Liter Öl/m^2) erreichbar. Gute Standards schützen Mieter wie Hauseigentümer vor hohen Brennstoff-Kosten. Der Ölpreis wird nicht bei 100 $/ Fass stehen bleiben.*
9.	*Der Kanton soll selber mit gutem Beispiel vorangehen. Dies ist auch wirtschaftlich.*
10.	*Der Energiepass ist für Hauseigentümer und Mieter ein wichtiges Instrument, um Transparenz und Monitoring zu ermöglichen. In Deutschland ist der Gebäudepass bereits eingeführt und hat die Gebäudesanierungen beschleunigt.*

Förderung

11.	*Der Kanton Bern hat erneuerbare Energien am Gebäude schon früher gefördert. Er soll diese Förderung nun wieder aufnehmen und je nach wirtschaftlichem Bedarf ausweiten.*
12.	*Der Ersatz von Öl- und Gasheizungen ermöglicht grosse CO_2-Reduktionen. Der Ersatz von Elektro-Widerstandsheizungen erspart uns neue Atomkraftwerke. Bausanierungen leisten auch einen wichtigen Beitrag zur Luftreinhaltung. Mieterinnen und Mieter sollten vor schlechten Bauten und hohen Nebenkosten geschützt werden. Auch das Steuerrecht soll überprüft werden.*
13.	*Wo Heizungen mit Erdgas erstellt werden, ist ein erhöhter Nutzungsgrad anzustreben. Anlagen mit 3 MW stehen vorwiegend in grossen MFH und Dienstleistungsgebäuden. Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen ermöglichen eine Diversifikation der Stromerzeugung und ermöglichen in Kombination mit Wärmepumpen grosse CO_2-Reduktionen.*
14.	Alle Länder mit Einspeisevergütungen für die erneuerbaren Energien haben die entsprechenden Beschränkungen schrittweise gelockert oder ganz abgeschafft. Solange die Schweiz mit Kostendeckeln operiert, blockiert sie ihre Chancen zur Eigenversorgung.
15.	*Bei der Photovoltaik sind viele Varianten denkbar. Entscheidend wird sein, ob diese Technologie auch in der Schweiz den politischen Konsens für sich mobilisieren kann. Jede Lockerung der heutigen Beschränkungen ist sinnvoll.*

Förderabgabe und Lenkungsabgabe

16.	*Ein Teil der Kosten dieses Programms werden aus den Leistungen des Bundes gedeckt (EnergieSchweiz, Klimarappen, evtl. Teilzweckbindung CO_2-Abgabe). Um den kantonalen Handlungsspielraum voll auszuschöpfen auszuschöpfen, sollte der Regierungsrat ermächtigt werden, einen Zuschlag auf die Netzgebühren zu erheben. BS, GR, VD kennen bereits kantonale Förderabgaben. Mit ca. 1 Rp./kWh auf den Stromnetzgebühren sollten die Kosten weitgehend gedeckt werden können. Langfristig profitieren alle von sinkenden Stromrechnungen.*
17.	*Beispiele aus anderen Ländern und Kantonen zeigen, dass der Stromverbrauch signifikant weniger stark ansteigt, wenn Lenkungsabgaben eingeführt werden. Die Energieeffizienz wird angespornt und die neuen erneuerbaren Energien werden rasch wettbewerbsfähiger im Vergleich zu herkömmlichen Elektro-Widerstandsheizungen.* *Ergänzende kantonale Einspeisevergütungen zum Bund für Photovoltaik sind dann vernünftig, wenn der Kanton diese Wachstumschancen strategisch ausnutzen will. Bereits mit einem Zuschlag von 0,02 Rp./kWh und Jahr ist bis 2013 – also innert bloss fünf Jahren ein Beitrag von 0,5 % des Stromverbrauchs zu erwarten. Ein mögliches Modell wird im Anhang skizziert („Modell einer kantonalen PV-Förderung“)*
18.	*Lineare Tarife sind verbraucherfreundlich und fördern die Energieeffizienz. Das Modell entspricht dem „State oft he Art“ in anderen Kantonen (Zürich, Lausanne, Basel-Stadt).*

Rolle der öffentlichen Hand

19.	*Der Kanton soll seine Beteiligungen auf Gesellschaften beschränken, die erneuerbare Energien nutzen. Ein grosses Potential entsteht durch das Heimfallrecht der Wasserkraftwerke. Investitionen in Gas-, Kohle- und Atomkraftwerke tragen nicht zur Versorgungssicherheit des Kantons bei und beinhalten Risiken ökologischer und finanzieller Art.* *Bei der Wasserkraft werden viele Werke mit hohem Gewinnpotential an den Kanton heimfallen.*

	Es ist sinnvoll, diese Werke im eigenen Portfolio zu halten und die Erträge der Staatskasse zuzuleiten. Denkbar wäre, einen Teil dieser Gewinne für die Fördermassnahmen zweckzubinden (Alimentierung anstelle der Förderabgabe nach Punkt 16). Kantonale Beteiligungen ausserhalb des Kantons sind im geöffneten Strommarkt weniger sinnvoll als bisher, weil die Verantwortung für die Versorgungssicherheit nicht mehr den Gebietskörperschaften obliegt, sondern dem Markt mit einer Vielzahl von privaten und gemischtwirtschaftlichen Anbietern. Es könnte sich jedoch lohnen, ausserkantonale Beteiligungen an Windfarmen zu erwerben, komplementär zwecks optimaler Bewirtschaftung der grossen Wasserkraftwerke. Es bleibt anzumerken, dass die BKW heute eine relativ geringe Gewinnablieferung an den Kanton leistet (~70 Mio. Fr./2006), angesichts des herausragenden Bestands an Wasserkraftwerken. Die Industriellen Werke Basel (IWB) mit einem Einzugsgebiet von weniger als 200‘000 Einwohnern und ähnlicher Beschaffungsstruktur leisten jährlich Ablieferungen und gemeinwirtschaftliche Dienste von rund 50 Mio. Fr. an den Kanton.[78] Um die Situation zu bereinigen, könnte der Kanton alle Beteiligungen an Kraftwerken mit nichterneuerbaren Energien privatisieren (=verkaufen) und mit dem Erlös die privaten Aktionäre auskaufen; die Folge wäre eine Bereinigung der Eigentümerstruktur und eine Konzentration des Portfolios auf erneuerbare Energien und Netze mit geringen Geschäftsrisiken.
20.	*Die Windenergie boomt weiterhin. Ihr Bestand wird sich zwischen 2007 und 2012 ungefähr verzweieinhalbfachen, von 100‘000 MW auf 250‘000 MW weltweit. Wenn es in Europa stark windet, sinken die Preise. Windet es nur schwach, steigen sie. Die Gewinnpotentiale sind für Kantone mit Speicheranlagen real sehr gross und verdienen eine strategische Analyse.*
21.	*Bei den Stromnetzen handelt es sich um ein natürliches Monopol. Monopole funktionieren am besten,* wenn sie im Besitz der öffentlichen Hand stehen, wenn sie auf Kostenbasis geführt werden (keine übersetzten Gewinne!) wenn eine demokratische Kontrolle besteht. *Es ist deshalb sinnvoll, die Netze in kantonaler oder kommunaler Hand zu führen und nicht zu privatisieren. Es ergäbe sich daraus folgende Neustrukturierung* - *Netze (natürliche Monopole) werden in öffentlich-rechtlichen Anstalten geführt* - *Kraftwerke mit nichterneuerbaren Energien werden privatisiert bzw. verkauft, die privaten BKW-Aktionäre ausgekauft* - *Einheimische Kraftwerke mit erneuerbaren Energien werden in einer staatseigenen Holding „asset-optimiert“ geführt. Die Erträge fliessen, entsprechend dem öffentlichen Charakter der Wasserkraft, der Allgemeinheit zu und ermöglichen dem Kanton Steuersenkungen.*
22.	*Die öffentliche Hand soll zeigen, wie man sauberen Strom einkauft. Dieser sollte bei Gesellschaften beschafft werden, die ausschliesslich in erneuerbare Energien investieren.*
23.	*Der Gewässerschutz (Restwassermengen, Regulierung von Schwall und Sunk) und die Leistungserhöhungen für Spitzenstrom sollten Hand in Hand gehen.*
24.	*Entscheidet sich der Kanton für die Bewirtschaftung der Windenergie und eine Steigerung des Stromhandels, dann sind die Wasserkraftwerke gewässerökologisch vorbildlich zu bewirtschaften.*

[78] Die IWB stehen zu 100% im Besitz der öffentlichen Hand, die BKW nur zu 52%.

10. ANHANG

MODELL EINER KANTONALEN PV-FÖRDERUNG

Will man mehr für die Photovoltaik und für eine steigende Eigenversorgung tun – und das Potential auf den Berner Dächern ist noch weitgehend unerschlossen – dann sollte man ein kantonales Programm mit kantonalen Einspeisevergütungen für Photovoltaik einführen. Berechnungen zeigen, dass bei sinkenden Preisen eine Expansion der Photovoltaik im Kanton mit minimen Kostenfolgen möglich ist. Das Berner Gewerbe und die bereits erfolgreichen Industriebetriebe in diesem Sektor kämen zu zusätzlichen Aufträgen. Die Leistungen können die Basis bilden für Wachstumserfolge in einem boomenden Sektor. Die Gesetzbestimmung könnte wie folgt lauten:[79]

Ergänzung Energiegesetz

§ … Die Netzbetreiberin verpflichtet sich gegenüber den Erzeugerinnen und Erzeugern vertraglich zur Abnahme von Solarstrom aus neuen Anlagen gegen kostendeckende Vergütung und finanziert diese aus einem Zuschlag auf dem Netzentgelt. Der Regierungsrat legt fest, wie der Einbezug von bestehenden Anlagen und die geographische Verteilung der Anlagen geregelt wird. Der Regierungsrat kann eine Obergrenze für solche Vergütungen einführen.

Die Bestimmungen im **Energiegesetz des Bundes** lauten wie folgt:

***Art. 7a* Anschlussbedingungen für Elektrizität aus erneuerbaren Energien, wettbewerbliche Ausschreibungen für Effizienzmassnahmen**

1 Netzbetreiber sind verpflichtet, in ihrem Netzgebiet die gesamte Elektrizität, die aus Neuanlagen durch die Nutzung von Sonnenenergie, Geothermie, Windenergie, Wasserkraft bis zu 10 MW, sowie Biomasse und Abfällen aus Biomasse gewonnen wird, in einer für das Netz geeigneten Form abzunehmen und zu vergüten, sofern diese Neuanlagen sich am betreffenden Standort eignen. Als Neuanlagen gelten Anlagen, die nach dem 1. Januar 2006 in Betrieb genommen, erheblich erweitert oder erneuert werden.
2 Die Vergütung richtet sich nach den im Erstellungsjahr geltenden Gestehungskosten von Referenzanlagen, die der jeweils effizientesten Technologie entsprechen. Die langfristige Wirtschaftlichkeit der Technologie ist Voraussetzung.
Der Bundesrat regelt die Einzelheiten, insbesondere die:
a. Gestehungskosten je Erzeugungstechnologie, Kategorie und Leistungsklasse;
b. jährliche Absenkung der Vergütung;
c. Dauer der kostendeckenden Vergütung unter Berücksichtigung der Amortisation;
d. periodischen Zubaumengen für die Photovoltaik, indem der Kostenentwicklung Rechnung getragen wird;
e. Definition des in der Vergütung enthaltenen ökologischen Mehrwerts und die Anforderungen an dessen Handelbarkeit.
3 Der Bundesrat kann wettbewerbliche Ausschreibungen für Effizienzmassnahmen regeln, insbesondere für den rationellen und sparsamen Umgang mit Elektrizität in Gebäuden und Unternehmen.
4 Von der Summe der Zuschläge nach Artikel 15*b* Absatz 3 dürfen höchstens beanspruchen:
a. die Wasserkraft: 50 Prozent;
b. die Photovoltaik:
1. solange die ungedeckten Kosten 50 Rp./kWh übersteigen: 5 Prozent,
2. solange die ungedeckten Kosten zwischen 40 und 50 Rp./kWh betragen: 10 Prozent,
3. solange die ungedeckten Kosten zwischen 30 und 40 Rp./kWh betragen: 20 Prozent;

[79] Eine ähnliche Bestimmung befindet sich im Energiegesetz von Basel-Stadt

c. alle anderen Technologien sowie die Photovoltaik, wenn die ungedeckten Kosten weniger als 30 Rp./kWh betragen: je 30 Prozent;
d. die Kosten für wettbewerbliche Ausschreibungen nach Absatz 3: 5 Prozent.

Art. 7b **Lieferung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien**
1 Zur Erreichung der Ziele nach Artikel 1 Absätze 3–5 treffen die Elektrizitätsversorgungsunternehmen untereinander Vereinbarungen über die Zubaumengen von Elektrizität aus erneuerbaren Energien sowie den Handel mit dem ökologischen Mehrwert dieser Elektrizität.
2 Elektrizität, die nach Artikel 7a abgenommen und vergütet werden muss, wird allen Elektrizitätsversorgungsunternehmen entsprechend ihrem Lieferanteil von Elektrizität am gesamten Endverbrauch gutgeschrieben.
3 Die Elektrizitätsversorgungsunternehmen treffen Massnahmen zur Förderung des sparsamen und rationellen Elektrizitätsverbrauchs sowie der Nutzung von einheimischen und erneuerbaren Energien.

Die Situation 2009 auf Bundesebene

Der Bund führt die kostendeckende Vergütung ab 2009 ein. Die Mengen sind aber aufgrund der gesetzlichen Vorgaben niedrig (ca. 5-7 MW pro Jahr), so dass sich real nur wenig ändert (bisher wurden ca. 2 MW erstellt). Ein kleiner Teil dieser ca. 5 MW wird im Kanton Bern gebaut, doch ist unbestimmt, wie viel es genau sein werden. Würden die Jahreskontingente proportional zur Bevölkerung vergeben, würden auf den Kanton rund 650 kW pro Jahr an Neuanlagen entfallen. Schon am 1. oder 2. Januar werden die Bundes-Kontingente voraussichtlich vergeben sein, die Warteliste wird danach wohl rasch anwachsen.

Die eigene Berner Lösung im Energiegesetz wäre im Verhältnis zur eidgenössischen Neuregelung kein Fremdkörper. Art. 7b des schweizerischen Energiegesetzes sieht ausdrücklich vor, dass die erneuerbaren Energien auch freiwillig ausgebaut werden sollen. Die Kantone dürfen den Netzbetreibern Leistungsaufträge erteilen.[80] Die Kosten dafür dürfen mit einem Zuschlag auf die Netzgebühren finanziert werden[81], wenn eine kantonale gesetzliche Grundlage dies besagt. Die Zuschläge für gemeinwirtschaftliche Leistungen des Netzbetreibers müssen auf der Kundenrechnung ausgewiesen werden.[82] Weil sich die Photovoltaik auch in Zukunft Jahr für Jahr verbilligt, ist eine Absenkung der Einspeisevergütungen zu erwarten. Die Bundestarife könnten dabei direkt für den Kanton übernommen werden.

---

[80] Stromversorgungsgesetz, **Art. 5** Netzgebiete und Anschlussgarantie
1 Die Kantone bezeichnen die Netzgebiete der auf ihrem Gebiet tätigen Netzbetreiber. Die Zuteilung eines Netzgebietes muss diskriminierungsfrei erfolgen; sie kann mit einem Leistungsauftrag an den Netzbetreiber verbunden werden.

[81] Botschaft des Bundesrates zum Stromversorgungsgesetz Seite 1678: „(…)kantonale oder kommunale Vorschriften betreffend die Erhebung eines zweckgebundenen Strompreiszuschlages für Sparmassnahmen und erneuerbare Energien bzw. die Einführung von Lenkungsabgaben auf dem Stromverbrauch werden mit dem vorliegenden Stromversorgungsgesetz nicht verunmöglicht. Die diesbezüglichen kantonalen Kompetenzen bleiben bestehen."

[82] StrVG Art. 6 Abs. 3 „Die Betreiber der Verteilnetze legen in ihren Netzgebieten für feste Endverbraucher mit gleichartiger Verbrauchscharakteristik, die von der gleichen Spannungsebene Elektrizität beziehen, einen einheitlichen Elektrizitätstarif fest. Die Elektrizitätstarife sind für mindestens ein Jahr fest und sind aufgeschlüsselt nach Netznutzung, Energielieferung, Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen zu veröffentlichen.

Figur 76 Mehrkosten eines Berner Vergütungsmodells für Photovoltaik

Jahr	Endverbrauch Kanton Bern	Stromumsatz SFr. /a	mitlerer Verkaufstarif Fr./kWh	Budget Fr. bei Tranchen à 0.02 Rp./kWh pro Jahr	PV-Mehr-kosten pro kWh	kWh jährlicher Zubau	Total Produktion ab 2009	jährlicher kW Zubau	kW Bestand kum ab 2009	Mehrkosten	Mehrkosten in Rappen/kWh	Verteuerung des Stroms in %
2006	7'512'000'000	1'239'480'000	0.165		0.65							
2007	7'549'560'000	1'245'677'400	0.165		0.62							
2008	7'587'307'800	1'251'905'787	0.165		0.59							
2009	7'625'244'339	1'258'165'316	0.165	1'525'049	0.54	2'825'761	2'825'761	2'826	2'826	1'525'049	0.0200	0.121%
2010	7'663'370'561	1'264'456'143	0.165	1'532'674	0.50	3'086'836	5'912'597	3'087	5'913	3'057'723	0.0399	0.242%
2011	7'701'687'413	1'270'778'423	0.165	1'540'337	0.46	3'372'033	9'284'630	3'372	9'285	4'598'060	0.0597	0.362%
2012	7'740'195'851	1'277'132'315	0.165	1'548'039	0.42	3'683'580	12'968'210	3'684	12'968	6'146'100	0.0794	0.481%
2013	7'778'896'830	1'283'517'977	0.165	1'555'779	0.39	4'023'910	16'992'120	4'024	16'992	7'701'879	0.0990	0.600%

Legende

Endverbrauch: Stromverkäufe entsprechend 13% des schweizerischen Endverbrauchs, ***ab 2007 mit 0,5 % jährlichem Wachstum***

Stromumsatz: Endverbrauch multipliziert mit mittlerem Verkaufspreis (nächste Kolonne)

Mittlerer Verkaufspreis: gemäss Gesamtenergiestatistik 2006,Tabelle 37 Seite 45 .

Budget: entspricht der Geldsumme, die bei jährlichem Aufschlag von 0,02 Rp./kWh pro Jahr (Annahme) jährlich zur Verfügung steht

Mehrkosten pro kWh: entspricht den spezifischen Mehrkosten von Strom aus Photovoltaik. Annahme: ***Die Vergütungen sinken wie in Deutschland um 8% pro Jahr***. Beispiel: Bei einer Einspeisevergütung von 65 Rp./kWh betragen die Mehrkosten im Jahre 2009 nach Abzug des marktorientierten Bezugspreises von 11 Rp./kWh 55 Rp./kWh. Im Jahre 2014 betragen die Mehrkosten bei einer Einspeisevergütung von 47 Rp./kWh noch 36 Rp./kWh.

kWh jährlicher Zubau: Energievolumen, das aus einem Budget von 0,2 Rp./kWh jährlich zusätzlich aus PV produziert werden kann.

kWh Produktion ab 2009: kumulative Stromproduktion, die mit diesem System ab 2009 finanziert werden kann.

Jährlicher kW Zubau: Leistung an PV-Anlagen, die jährlich aus einem Budget von 0,02 Rp./kWh zusätzlich finanziert werden kann.

kW Bestand kumuliert ab 2009: beziffert den kumulativen Kraftwerkbestand, der mit diesem System finanziert werden kann.

Mehrkosten kumuliert ab 2009: beziffert die jährlichen Mehrkosten, die aus den Netzgebühren finanziert werden müssen. Nach 20 Jahren, wenn die kostendeckende Einspeisevergütung endet, fallen die so finanzierten Anlagen aus dem System heraus.

Mehrkosten in Rp./kWh: beziffert die Mehrkosten pro kWh, um welche die Netzgebühren durch die Förderung ab 2009 verteuert werden.

Verteuerung des Stroms in %: zeigt das Ausmass der Verteuerung gemessen an den kalkulierten Endverbraucherpreisen der IWB, welche durch die Photovoltaik-Förderung langfristig entsteht.

- Im ersten Jahr (2009) könnten aus einem jährlichen Zuschlag von 0,02 Rp./kWh bereits 2,8 MW zusätzlich vergütet werden, ansteigend auf über 4 MW im Jahre 2013.
- Die hier unterstellte Kostendegression wird mit 8% pro Jahr beziffert. Dies entspricht der Absenkung in Deutschland, die auf dem internationalen Markt als preisbildend angesehen wird.
- Über die Periode bis 2013 können so aus dem kantonalen Kontingent rund 17 MW erstellt werden, welche kumuliert bis dann rund 17 GWh pro Jahr produzieren. Zusammen mit den bereits bestehenden Anlagen, den Kontingenten des Bundes und den von der BKW vermarkteten Solarstrommengen könnte sich der Zubau so einer Menge von 0,5% des Stromverbrauchs annähern.
- Im Jahre 2013 liegen die Vergütungen pro kWh voraussichtlich erstmals unter 50 Rp./kWh (Trendschätzung). Der Regierungsrat könnte bestimmen, dass die Kontingente ab diesem Niveau nicht länger beschränkt würden. Die Einspeisevergütungen selber werden weiter absinken, denn sie wären gemäss Modell an die Vorgaben des Bundes gebunden.

Die Mehrkosten dieser Lösung kumulieren sich bis 2013 auf knapp 0,1 Rp./kWh oder 0,5%, was als geringfügig bezeichnet werden kann. Macht der Regierungsrat von seinen Kompetenzen Gebrauch und hebt er die Beschränkung der Vergütungen auf, könnte es sein, dass ab 2013 die zugebauten Mengen deutlich ansteigen. Da aber die Vergütungshöhe weiter absinkt, bleiben die Mehrkosten

auch dann auf einem bescheidenen Niveau. Der Kanton Bern könnte mit einem solchen Mechanismus die Photovoltaik stark popularisieren und zeigen, wie man den Deckel schrittweise beseitigt.

Empfehlungen

Mit dem Stromversorgungsgesetz und der absehbaren Teilzweckbindung der CO_2-Abgabe sind die Voraussetzungen geschaffen, dass grosse Potentiale an erneuerbaren Energien und Energieeffizienz einer Realisierung zugeführt werden können. Mit dieser neuen Gesetzgebung kommen auch erhebliche Geldmittel ins Spiel, die automatisch zu einem wachsenden einheimischen Gewerbe führen werden, das sich auf neue erneuerbareTechniken und Energieeffizienz spezialisieren wird.

In dieser Phase, wo eine hohe Bereitschaft für Investitionen besteht, ist es nicht vorrangige Aufgabe des Kantons, mit eigenen Geldmitteln die weitere Entwicklung von neuen Techniken zu alimentieren. Vielmehr sollte sich die kantonale Politik auf drei Dinge konzentrieren:

- allseits anerkannte, vernünftige Vorschriften (Minergie, Minergie-P, Gerätevorschriften) durch eine gute Umsetzung wirklich durchsetzen
- die zonenrechtlichen Rahmenbedingungen schaffen, damit die neuen Energien auch gebaut werden können.
- Er kann jene Elektrizitätswerke, die in öffentlichem Besitz stehen verpflichten, nur noch in erneuerbare Energien zu investieren. Firmen wie die BKW, die sich nicht daran halten, sollte man besser in eine rein staatliche Netzgesellschaft und eine Produktionsgesellschaft aufspalten und die staatlichen Anteile an letzterer mit ihrem Kraftwerksbestand verkaufen. Die Wasserkraftwerke, an denen die BKW beteiligt ist, fallen später über das Heimfallrecht sowieso dem Kanton zu, und der Betrieb von Atom-, Gas- und Kohlekraftwerken ist alles andere als eine Staatsaufgabe.
- Auf Bundesebene Einfluss nehmen, damit die Nutzung neuer Techniken dynamisiert werden kann und vorhandene Bremsen (Kostendeckel usw.) schrittweise beseitigt werden.