

Teil 4



Josef Jenni



«Nullenergiehaus» (erbaut 1989) in Oberburg, Kanton Bern/Schweiz

Die Sonne kommt.

Der Schweizer Ingenieur Josef Jenni baute 1989 ein «Nullenergiehaus». Dieses erste Solarhaus der Schweiz mit 84 m² Kollektorfläche, drei Wassertanks mit zusammen 118 m³ Inhalt und 43 Quadratmetern Solarzellen bezieht die gesamte Energie von der Sonne. Der Ingenieur wurde zu Beginn stark angefeindet. Man hielt das Projekt eines sich selbst versorgenden Hauses technisch gar nicht für realisierbar. Insbesondere auch die auf Atomenergie eingeschworene Eidgenössische Technische Hochschule in Zürich und Lausanne stellte zuerst die Machbarkeit grundsätzlich in Frage und bemängelte anschliessend den hohen Anteil an Grauer Energie. Ein Vorwurf, der in den Nachfolgeprojekten klar und wissenschaftlich abgestützt ausgeräumt wurde. Viele der im Jenni-Haus angewandten

Technologien, zum Beispiel die Warmwasserspeicherung, wurden technisch weiterentwickelt. Inzwischen sind Passivhäuser Teil des internationalen Normensystems für Hochbauten. Josef Jenni widerlegte mit seinem praktischen Beispiel manchen Hochschulprofessor. Er steht beispielhaft für eine ganze Generation von Engagierten, die sich erfolgreich gegen die Arroganz des fossil-nuklearen Komplexes auflehnte.

Inhalt Teil 4

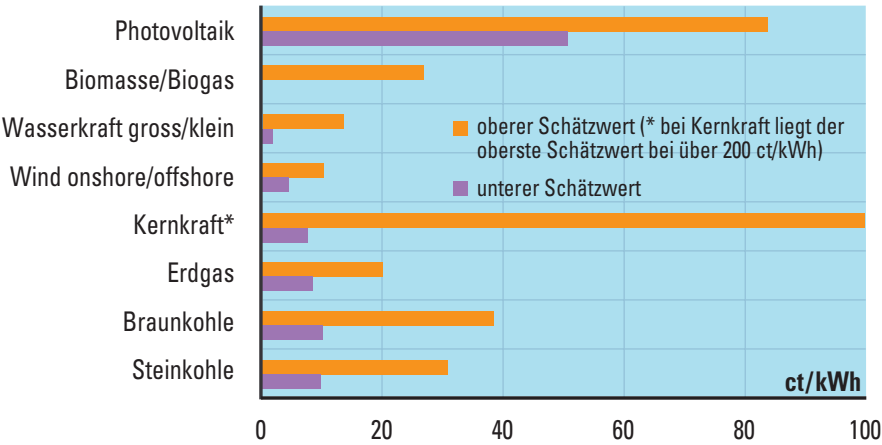
1.	Erneuerbare Energien: sauber, sicher, dauerhaft verfügbar	97
2.	Lernkurven	99
3.	Biomasse	101
4.	Solarkollektoren	103
5.	Photovoltaik	105
6.	Solarthermische Stromgewinnung	107
7.	Geothermie: Strom und Wärme aus der Tiefe	109
8.	Wasserkraft	111
9.	Windenergie im Binnenland	113

Schweizer Wasserkraftwerk mit Staumauer und Stausee



4.2 Wasserkraftwerke sind seit über 100 Jahren fester Bestandteil der Stromversorgung. Hohe Anfangsinvestitionen und eine sehr lange Lebensdauer sind charakteristisch.

Gestehungskosten von Strom Euro-Cent / kWh



4.3 Die Gestehungskosten von Strom aus erneuerbaren Energien sind höchst unterschiedlich. Strom aus neuen Windkraftwerken ist inzwischen billiger als Strom aus neuen Atom- und Kohlekraftwerken.

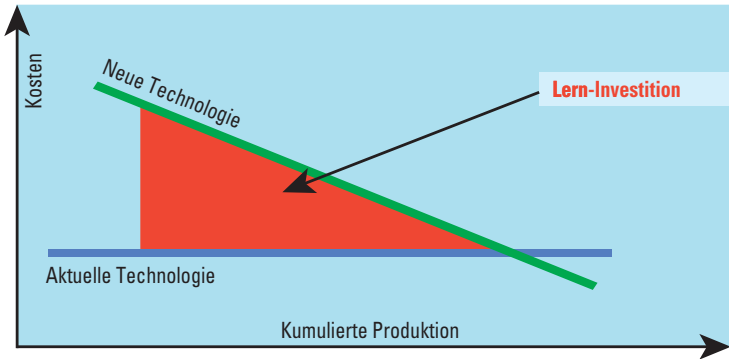
1. Erneuerbare Energien: sauber, sicher, dauerhaft verfügbar

Die erneuerbaren Energien haben mit einer Reihe von Vorurteilen zu kämpfen. Dazu gehört die Behauptung, die thermodynamische Qualität sei kleiner als bei Erdöl, sie seien astronomisch teuer und bestenfalls «additiv» nutzbar: Mit Solaranlagen oder Windturbinen könnten keine Kraftwerke ersetzt, sondern höchstens ein bisschen Brennstoff eingespart werden. In Wirklichkeit aber hat sich jedoch viel getan. Die letzten drei Jahrzehnte haben auf vielen Gebieten grosse Fortschritte gebracht. Wir sind wesentlich besser vorbereitet für eine nachhaltigere Energieversorgung als Anfang der 70-er Jahre. Manche Technologien, z.B. bessere Fenster, sparsame Motoren oder Sonnenkollektoren haben sich durchgesetzt, obwohl das Umfeld sinkender Energiepreise alles andere als günstig war. Die Vorurteile gegen die erneuerbaren Energien lassen sich leicht widerlegen:

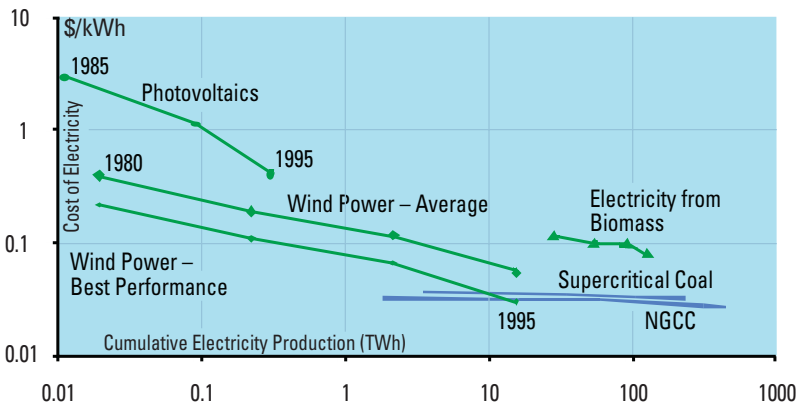
- Mit Solarenergie (z.B. unter Verwendung von Heliostaten)¹ lassen sich Temperaturen erreichen, die mit Erdöl oder Kohle nicht erreicht werden.
- Solare Einstrahlung kann direkt – ohne Temperaturtransformation – in Elektrizität gewandelt werden. Sie vermeidet die Ineffizienz thermischer Energieumwandlung mit Verlusten von 40–80 Prozent.
- Während ein Liter Erdöl eine nach thermodynamischen Gesetzen definierte, endliche Nutzung verspricht, wird die Solarenergie täglich erneuert. Solare Energiesysteme versprechen deshalb eine hohe Dauerhaftigkeit und Sicherheit der Nutzung ohne Erschöpfungsdynamik.
- Stoffströme können weitgehend in Kreisläufen geführt, Rohstoffe wiederverwertet werden. Nur für fossile Energierohstoffe gilt die unumkehrbare Richtung des Verbrauchs, da hier durch chemische Umwandlung das Material auf ein energetisch tieferes Niveau gebracht wird. Die Energieumwandlung aus Solarenergie kommt ohne diese Nebenwirkungen (Abwärme, Abgase) aus und ist darin den konventionellen Energien überlegen.
- Der grundsätzliche Unterschied zwischen nichterneuerbaren Energien und allen anderen Material-Nutzungen ist bekannt: Die Umwandlungsprodukte, die bei fossilen und nuklearen Nutzungen entstehen, sind für die Biosphäre eine problematische Altlast und reichern sich an. Eine Rezyklierung von CO₂ wäre theoretisch möglich, allerdings müsste dafür mehr Energie aufgewendet werden, als im Ausgangsmaterial enthalten war, was keinen Sinn macht.

Trotz hoher Verfügbarkeit erschweren die geringe Leistungsdichte und die Schwankungen im Energiedargebot die Nutzbarkeit der erneuerbaren Energien. Für Biomasse-, Geothermie, und Wasserkraft gilt dies allerdings nicht; sie sind – technisch gesprochen – grund- oder gar spitzenlastfähig. Durch geschickte Kombination werden jahres- und tageszeitliche Schwankungen ausgeglichen, sodass die Energie zeitgerecht, am richtigen Ort, kostengünstig und in der benötigten Qualität zur Verfügung steht. Immer wichtiger werden dafür die Informationstechnologien, das Angebots- und Verbrauchsmanagement, alte und neue Speichersysteme und Sekundärenergieträger (z.B. Wasserstoff), um Angebots- und Lastkurven einander anzupassen. Das Interessante ist auch: Die Nutzung folgt dem Verbrauch weniger in Form von zentral errichteten Grosskraftwerken sondern adaptiv, lokal, dezentral gesteuert. Die planwirtschaftliche Angebotspolitik, die den Ausbau der Atomkraft herbeiführte, hat sich dank offener Netze und neuer Technologien überflüssig gemacht. Wichtig bleiben aber die Rahmenbedingungen: Nutzungsflächen für erneuerbare Energien, ein fairer Stromregulator, Investitionssicherheit und die Internalisierung externer Kosten mit ökologischen Steuerreformen.

Lernkurven alter und neuer Energietechniken



4.4 Eine «Lernkurve» bildet die durch die Erhöhung der Produktion und der Vergrößerung des Marktes sich ergebende Preisreduktion aus Erfahrung, Massenproduktion und technischer Weiterentwicklung ab. Im Bereich des Maschinenbaus zeigt die Auswertung historischer Daten eine typische Kostenreduktion von 10% bei einer Verdoppelung des Marktes. Der Lerneffekt und damit die Kostenreduktion ist zu Beginn der Markteinführung sehr hoch. Mit geringen öffentlichen Investitionen kann der Preis einer Innovation gesenkt werden. Grafik St. Nowak.



4.5 Die IEA veranschlagt die Lerneffekte bei neuen Energietechniken recht hoch. Bei der Windenergie wird von einer Kostenreduktion um 18% bei jeder Verdoppelung des kumulierten Absatzes berichtet, bei der Photovoltaik sogar von 35%, Biomasse 15%. Wegen der fortgeschrittenen «Reife» von Kohle- und Gaskraftwerken werden dort nur noch Kostensenkungen von 3–4% bei jeder kumulierten Verdoppelung des Umsatzes registriert. Man beachte die logarithmische Skala der X-Achse. Grafik IEA.²

2. Lernkurven

Der Hauptgrund, weshalb es sich lohnt, neue Technologien nicht nur zu erforschen, sondern ihre Markteinführung aktiv zu fördern, liegt in der Erscheinung der sogenannten Lernkurven:

- Wird die Nachfrage nach einer Technologie beschleunigt, kann die «Lernkurve» von neuen Technologien verkürzt werden.
- Bei Sonnenkollektoren konnte die Lernkurve durch staatliche Förderungsprogramme stark verkürzt werden – die Preise moderner Anlagen verminderten sich dadurch um rund 50%.³
- Bei den Kosten von Solarmodulen betrug der Lernfaktor zwischen 1968 und 1998 weltweit etwa 0,8. Jedes Mal, wenn sich die kumulierte Produktionsmenge insgesamt verdoppelt hat, betrugen die Kosten nur noch 80% des Anfangswertes.⁴ Wie schnell die Preise sinken, hängt damit direkt von der jährlichen Wachstumsrate ab.⁵
- Lernkurven spielen auch bei den herkömmlichen Energieträgern und ihren spezifischen Verbesserungen. Die herkömmlichen Technologien haben aber ihre Wachstumsphase schon länger hinter sich

Das Konzept der Lernkurve führte in manchen Ländern (Dänemark, Spanien, Deutschland) zu einer bewussten Neuorientierung der Energiepolitik:

- Es geht darum, möglichst viele Optionen zu öffnen und eine sich selbst tragende Dynamik anzustossen.
- Manche erneuerbaren Energien (Windenergie, Geothermie) könnten den aktuellen Energiebedarf gleich mehrfach decken.⁶ Ihr Potential ist kein limitierender Faktor für die quantitative Nutzung.
- Entscheidend sind deshalb die Zuwachsraten, d.h. die Frage, wie schnell Lernkurven durchschritten werden und weniger, wie weit man überhaupt kommt.
- Die Tragfähigkeit einer neuen Technologie entscheidet sich erst später, unter Bedingungen fortschrittlicher Massenproduktion.
- Die Zukunftsaussichten einer neuen Technologie orientieren sich dann vernünftigerweise nicht mehr an der Wirtschaftlichkeit auf Pioniermärkten.

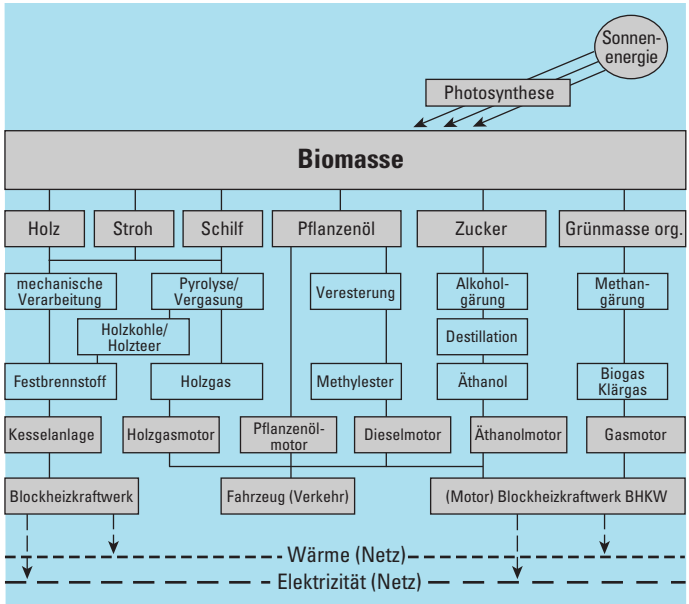
Wir stehen also mitten in einer positiven Kostendynamik bei den erneuerbaren Energien. Gleichzeitig kämpfen die konventionellen Energien mit einer Verteuerung: Für Kohlekraftwerke und Benzinmotoren sinkt die technische Effizienz durch *End-of-Pipe*-Auflagen (zum Beispiel Entschwefelungsanlagen, Katalysator usw.) zur Reduktion von Abgasen und Treibhausgasen. Auch die Verknappung der Rohstoffe führt zu steigenden Kosten. Und schliesslich greifen in vielen Ländern auch die ökologischen Steuerreformen. CO₂- und Energieabgaben verfehlen langfristig ihre Wirkung nicht.

Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz



4.6 Seit 1996 wird Biogas, erzeugt aus Küchen- und Gartenabfällen, ins Zürcher Gasleitungsnetz eingespeist. Das «Kompogas»-Verfahren ermöglicht auch die Herstellung von CO₂-neutralem Fahrzeugtreibstoff. Bild VSG.

Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse



4.7 «Die Einsatzmöglichkeiten von Biomasse sind äusserst flexibel und denen von Erdöl und Erdgas vergleichbar.» Grafik Enquete-Kommission⁷

3. Biomasse

Entgegen landläufigen Vorurteilen ist es nicht die Wasserkraft, die in Europa den grössten Beitrag unter den erneuerbaren Energien leistet, sondern die Biomasse (64%). Während vielen Jahrtausenden war Brennholz die einzige aktiv genutzte Energie. In Europa wurde seit dem Mittelalter eine Verkappung von Holz befürchtet.⁸ Versorgungsengpässe im 18. Jahrhundert führten schliesslich zum Übergang zur Steinkohlenutzung. Heute besteht in Mitteleuropa ein ganz anderes Problem: Es wächst mehr Holz zu als direkt genutzt wird.

Weltweit wurden 1999 etwa 53 800 PJ/a, dies sind 15% des Primärenergieverbrauchs der Welt, durch Biomassenutzung bereitgestellt. Dabei sind die Nutzungen in Teilen Afrikas und Asiens nicht als nachhaltig zu betrachten, da mehr verbraucht wird als nachwächst. Im Bereich der Elektrizitätserzeugung wird für das Jahr 1999 eine weltweit installierte Leistung von 14'000 MW angegeben; 50% davon in den USA.

Die ungenutzten Potential in den Industrieländern sind nach wie vor bedeutend:

- In der Schweiz wird vom jährlichen Holzzuwachs von 9-10 Mio. m³ weniger als ein Drittel energetisch genutzt.⁹
- In Deutschland deckt Biomasse 1,7% des Primärenergieverbrauchs (Anteil an der Wärmeerzeugung ca. 3%, Biodiesel ca. 0,55% Stromproduktion ca. 0,3%). Das Wachstum ist hoch: Allein im Jahr 2000 wurden ca. 12'000 Holz(pellet)heizungen gebaut. Die Anzahl der Biogasanlagen stieg von ca. 200 (1994) auf 1650 Anlagen Ende 2001. Eine Verdreifachung der Nutzung wird für möglich gehalten.¹⁰
- In Österreich erlebt die Nutzung von Holz eine grosse Renaissance und deckt bereits 14% des Energieverbrauchs, in Finnland 22%. In diesen Ländern hat auch ein beträchtlicher Innovationsschub stattgefunden.
- Moderne Holzfeuerungen erreichen höchste Wirkungsgrade und erfüllen die strengen Grenzwerte der Luftreinhalte-Verordnung problemlos. Holz könnte in der Schweiz über 10% des Wärmeenergieverbrauchs abdecken. Bei einer Verbesserung des Gebäudebestandes Richtung Minergie-Standard könnte sich dieser Anteil auf 25% erhöhen.¹¹

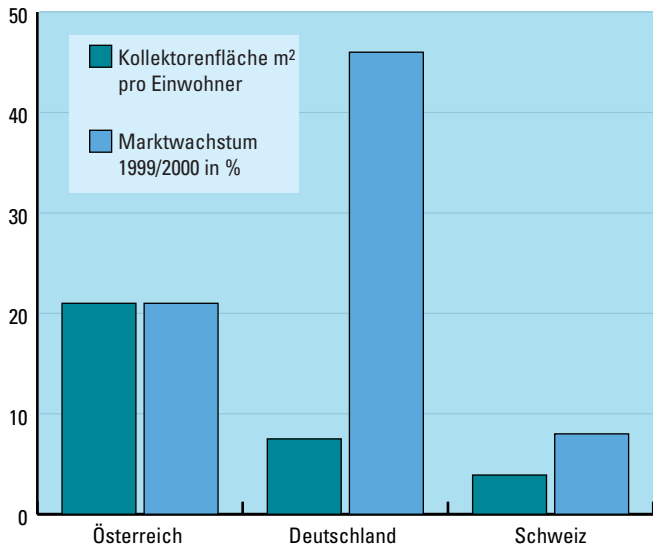
Der Anteil an automatischen Holzfeuerungen (Holzschnitzel, Holzpellets) in den letzten Jahren beträchtlich zugenommen (plus 100% seit 1991). Bei einer Verteuerung des Erdöls ist Energieholz auch wirtschaftlich sehr interessant. Neben der Wärmeerzeugung aus fester Biomasse hat die anaerobe Vergärung zur Erzeugung von Biogas eine starke Verbreitung gefunden. Mit thermochemischer Vergasung sind höhere elektrische Wirkungsgrade als beim klassischen Dampfkraftprozess zu erwarten.

Wo die Sonne heizen lernt



4.8 Acht-Familien-Passivhaus in Stans, Zentralschweiz (Solarpreis 2002). Passive Sonnenenergie durch grosse Fensteröffnungen, 30 cm Steinwolle an der Nordfassade, auf dem Flachdach 42 m² Warmwasserkollektoren und 1.4 kW Solarzellen installiert. Bild SSES¹²

Sonnenkollektoren-Nutzung im deutschsprachigen Raum



4.9 Nach dem Atomausstieg erhielten die erneuerbaren Energien in Österreich freie Fahrt, was sich am hohen Stand der Solar- und Holznutzung zeigen lässt. In Deutschland sind die jüngsten Markteinführungsprogramme für Sonnenkollektoren ebenfalls sehr erfolgreich, während die Entwicklung im Atomghetto Schweiz trotz starkem Engagement von Einzelpersonen auf tiefem Niveau stagniert.

4. Solarkollektoren

Ein Quadratmeter Sonnenkollektoren vermag in Mitteleuropa bei richtiger Planung etwa 40–60 Liter Erdöl zu ersetzen. Die Nutzung hat in den letzten 20 Jahren stetige Fortschritte gemacht. Begonnen hat es in den 70-er Jahren mit 2-Scheibenkonstruktionen. Ab 1980 folgten die Absorber mit nur noch einer Scheibe und ab ca. 1990 verbreiteten sich Indachkollektoren, die sich an Stelle der Ziegel ins Dach einfügen. Ab 1995 kamen Kompaktanlagen auf den Markt. Es sind standardisierte Kollektoren mit allem Zubehör für Ein- oder Mehrfamilienhäuser, die dank modularem Konzept, Low-Flow-Technik und Massenfertigung die Planungs-, Produktions- und Installationskosten weiter absenkten.

Das Öko-Institut berechnete in seiner Marktübersicht die solaren Wärmekosten im Jahr 1996, je nach System und Anlagengröße, zwischen 0,036 und 0,302 €/kWh (Globalstrahlung in Freiburg i.B. 1184 kWh/m²a)

Tabelle 1 Wärmekosten aus Sonnenkollektoren (1996) 10 kWh = 1 Liter Heizöl

Kollektorentyp	€/kWh	Fr./kWh
unverglaste Kollektoren	0,036-0,051	0.054-0.077
große Warmwasser-Anlagen	0,066-0,087	0.1-0.13
Nahwärme mit Kurzzeitspeicher	0,051-0,112	0.08-0.17
Nahwärme mit Langzeitspeicher	0,133-0,21	0.20-0.31
Brauchwasserwärme	0,112-0,251	0.17-0.38
Raumheizungsunterstützung	0,123-0,302	0.18-0.45

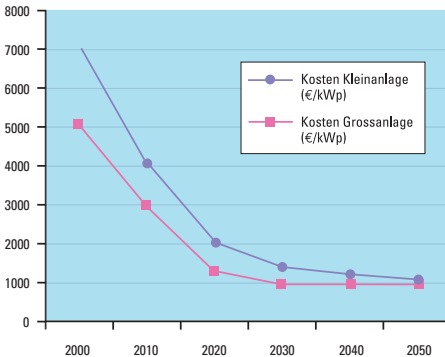
Auf Grund der langen Winter will man Solarenergie das ganze Jahr über verfügbar machen. Im Norden Europas wurde das Konzept der solaren Nahwärmenetze entwickelt. Die Wärme des Sommers wird für den Winter gespeichert, und das gelingt um so besser, je grösser die gespeicherte Energiemenge ist. Es wurden solare Nahwärmenetze von mehreren tausend Quadratmeter Kollektorfläche gebaut und bei guter Auslegung liessen sich 60 oder sogar 70% der Jahreswärmemenge bereitstellen.

In den letzten Jahren war der Weltmarkt für solare Wärmegewinnung von einem stetigen Wachstum geprägt, obwohl der Markt in den USA sich leicht rückläufig entwickelte. Im Verlauf der 90-er Jahre wurde der Weltmarkt stark von der Entwicklung des europäischen Marktes geprägt, der ein durchschnittliches Wachstum von 18% verzeichnete. Sehr hohe Zubauraten sind seit 1999 im asiatischen Raum zu verzeichnen. Alleine in China wurden 4 Mio. m² im Jahr 1999 neu installiert. Der Zuwachs verläuft in den einzelnen Ländern allerdings höchst unterschiedlich. In der Schweiz hintertreibt die Atomlobby nach wie vor eine breite Anwendung dieser Techniken.

Es lässt sich feststellen, dass das Potential solarer Wärmenutzung sehr gross ist und an Bedeutung gewinnt, je effizienter Immobilien ausgelegt sind. Gemäss der ARGE Solarwirtschaft übertrifft der gesamte solarthermische Wärmeertrag den Wärmebedarf der deutschen Haushalte deutlich; erst recht gilt dies für die Schweiz mit den höheren Einstrahlungswerten.

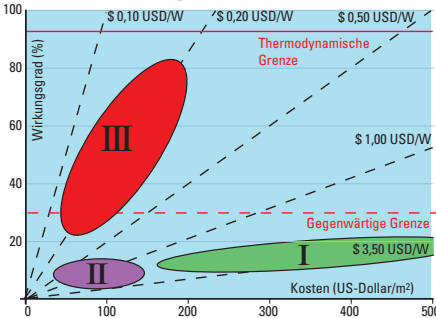


4.10 Kombianlage thermisch/photo-voltaisch, Solar-Compactline, 4,5 m² Kollektor und PV Anlage 2,25 m², Deckungsgrad im EFH: 60% für Warmwasser, 7% für Strom. Bild SSES

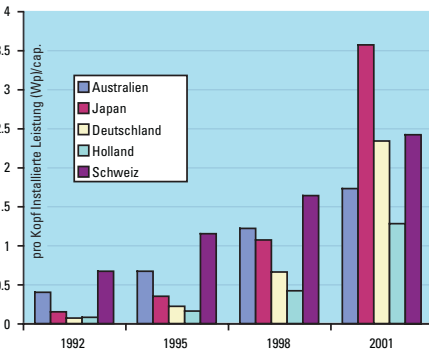


4.11 Bis zum Jahr 2020 wird eine Kostenreduktion von Solarzellen um den Faktor drei erwartet. Grafik: Deutsche Enquête-Kommission.¹³

Wirkungsgrad- und Kostenprognose für die dritte Generation



4.12 Das langfristige Forschungsziel der Photovoltaik wird durch die sog. «PV-Zelle der 3. Generation» beschrieben, wie sie von Martin Green vorgestellt wurde.¹⁴ Die hohen Wirkungsgrade werden heute auch im Labor noch nicht erreicht. Grafik: Deutsche Enquête-Kommission.



4.13 Installierte Leistung pro Kopf in verschiedenen Ländern. Die Schweiz war in der Photovoltaik lange Zeit führend und leistet in der Forschung noch immer wichtige Beiträge. Solartechnik genießt in der Bevölkerung grosse Sympathien, doch die Blockadepolitik der Schweizer Atomlobby hat eine industrielle Entwicklung wie in Deutschland verhindert. Mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz ist Deutschland zu einer der führenden Solarnationen geworden.

5. Photovoltaik

Die Wandlung von Solarstrahlung in Strom mittels Photovoltaik steht für Unabhängigkeit und für die Möglichkeit, sich aus der Ohnmacht gegenüber dem Monopol der Stromerzeuger zu befreien. Photovoltaik ist die teuerste Form der erneuerbaren Energienutzung. Doch es gibt einen wachsenden internationalen Markt. Im Jahr 2001 wurden weltweit erstmals mehr als 300 Megawatt installiert. Meistverwandtes Material ist heute Silizium, doch gibt es Möglichkeiten, mit neuen Materialien und Massenproduktion die Herstellkosten zu senken.¹⁵

Eine Kostensenkung versprechen die Dünnschichtmodule:

- **weniger Material:** Es wird rund 100 mal weniger Silizium benötigt als für herkömmliche Zellen.
- **Automation:** Dünnschichtzellen können im Endlosverfahren produziert werden und müssen nicht Stück für Stück zusammengelötet werden.
- **Reduzierter Energieaufwand:** Die Energierückzahldauer liegt unter einem Jahr verglichen mit 3–5 Jahren bei kristallinen Zellen
- **Besseres Temperaturverhalten:** Die niedrige Temperaturempfindlichkeit von Dünnschichtzellen ermöglicht eine bessere Energieausbeute auch bei hohen Betriebstemperaturen.
- **Besseres Spektralverhalten:** Dünnschichtzellen lassen eine höhere Energieausbeute auch bei bedecktem Himmel erwarten, was insbesondere in nördlichen Ländern von mit hohem Diffuslichtanteil von Vorteil ist.
- **Als gewichtiger Nachteil** muss angefügt werden, dass heute noch immer geringere Flächenwirkungsgrade erzielt werden als bei kristallinen Modulen. Deshalb braucht es bei gleicher Leistung mehr Fläche. Dies verursacht Mehrkosten bei der Montagezeit, längere Kabel, mehr Unterkonstruktion usw. Es wird aber erwartet, dass dieser Nachteil mittelfristig durch geringere Produktionskosten und eine Steigerung der Wirkungsgrade beseitigt werden kann.¹⁶

Bisherige Beobachtungen zeigen, dass der im Labor erreichte maximale Wirkungsgrad mit etwa 10 Jahren Verzögerung auch im kommerziellen Bereich anzutreffen ist. Daher erwartet die deutsche Enquête-Kommission Energie, «dass der Wirkungsgrad kommerzieller Solarzellen aus Silizium bis zum Jahr 2010 auf 16–22% steigen wird.»

Die Potenziale der photovoltaischen Stromproduktion hängen von den als geeignet angenommenen Flächen ab. Wird weltweit ein pro Kopf installierbare PV-Fläche von 10 m² zugrunde gelegt, die auf Dächern (inkl. Infrastrukturanlagen wie Lärmschutzwände, Fabrikhallen usw.) installiert werden, so ergibt sich bei einem Systemwirkungsgrad von 16% eine Stromerzeugung von 15 329 TWh, was ungefähr der weltweiten Stromproduktion von 1999 entspricht.¹⁷ In der Schweiz könnte allein die Nutzung der am besten nach Süden ausgerichteten Dächer (100 km²) eine Produktion von 8,5 TWh (17% des Stromverbrauchs) leisten,¹⁸ in Deutschland wurde für 1095 km² Dach- und 805 km² ein Produktionspotential von ca. 38% der Stromerzeugung als gewinnbar eingestuft. Der energetische Beitrag stösst nicht bezüglich der nutzbaren Flächen an Grenzen, sondern hängt davon ab, wann und wie weit die Gesteungskosten gesenkt werden können. Bisher sanken die Kosten um 4–6% pro Jahr, sodass – bei fortgesetztem Ausbau – bis im Jahr 2020 eine konkurrenzfähige Energiequelle zur Verfügung stehen dürfte. Dabei ist zu beachten, dass die dezentrale Nutzung von Photovoltaik geeignet ist, die Stromnetze während der stromintensiven Mittagszeit am stärksten zu entlasten.

Solarthermische Grosskraftwerke



4.14 Auf dem Gelände der «Plataforma Solar» in der Nähe von Almeria (Spanien) werden die verschiedenen Anlagenkonzepte seit mehreren Jahren unter Realbedingungen erforscht.



4.15 Parabolrinnenkollektoren, wie sie auch in Kalifornien verwendet werden. Die Einfallende Sonnenstrahlung wird auf die Röhre in der Mitte gespiegelt. Dort wird die Trägerflüssigkeit auf mehrere Hundert Grad erhitzt und betreibt anschliessend ein konventionelles Dampfkraftwerk.

6. Solarthermische Stromgewinnung

In sonnenreichen Ländern mit einem Direktstrahlungsanteil von über 1700 kWh/m² besteht die Möglichkeit, mit konzentrierenden Systemen solarthermisch Strom zu erzeugen. Wesentliche Techniken sind:

- Parabolrinnenkraftwerke, Arbeitstemperaturen ca. 390 °C (Leistung 30–80 MW), seit bald 20 Jahren im kommerziellen Betrieb;
- Solarturmkraftwerke, Arbeitstemperaturen ca. 1100 °C, Leistung 0,5 bis 10 MW – als Pilotanlagen gebaut. Die Sonnenstrahlung wird dabei mit leicht gekrümmten Spiegeln, die der Sonne nachgeführt werden, auf die Spitze eines Turmes fokussiert. In dessen Brennfleck befindet sich der Receiver, der die etwa 500-fach konzentrierte Solarstrahlung absorbiert. Danach wird die heiße Luft in Gasturbinen- und Dampfkraftwerken in Strom gewandelt.
- kleine, dezentral installierbare Solar-Paraboloid-Anlagen mit Arbeitstemperatur von ca. 700 °C (Solar-Dish-Stirling Systeme), Leistung von 7 bis 50 kW

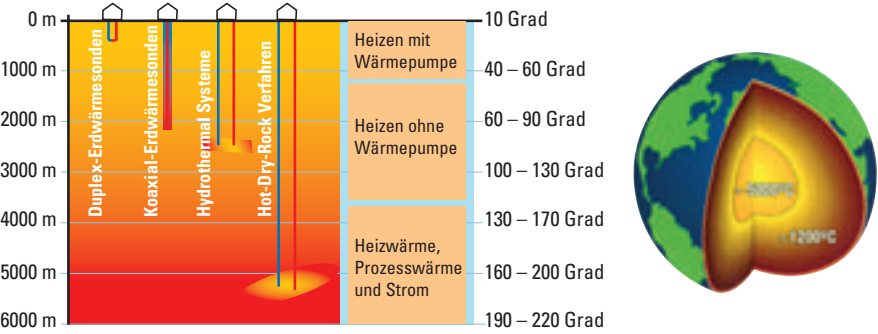
In der Mojave-Wüste in Kalifornien wurden zwischen 1984 und 1991 neun Kraftwerke des Parabolrinnentyps mit einer Gesamtleistung von 354 Megawatt elektrischer Leistung installiert und betrieben. Sie trugen bis heute mehr als 50% zur weltweiten Solarstromproduktion bei. Mit den bereits installierten Parabolrinnen-Kraftwerken wird ausschließlich elektrischer Strom produziert, obwohl auch Prozesswärmeinspeisung und Kraft-Wärme-Kopplung problemlos möglich ist. Weitere technische Verbesserungen sind absehbar:

- Die Weiterentwicklung der in Kalifornien eingesetzten LS3 Kollektoren durch ein europäisches Konsortium erreicht einen höheren Wirkungsgrad, Kostenreduktionen und eine vereinfachte Montage.
- Mit Salzschnmelzspeichern steht die tagsüber gespeicherte Wärmeenergie auch nachts zur Stromproduktion zur Verfügung, wodurch eine höhere Auslastung des konventionellen Kraftwerkteils erzielt wird.
- Weitere Innovationen sind die automatisierte Betriebssteuerung nach Wetterdaten und Bedarfsvorhersage sowie automatisierte Wartungskontrollen mit Hilfe von Inspektionsrobotern.

Die Deutsche Forschungsanstalt für Luft- und Raumfahrt schätzt, dass solarthermische Kraftwerke allein in Griechenland, Italien, Portugal und Spanien mehr als die Hälfte des Stromverbrauchs der Europäischen Union produzieren könnten.¹⁹ Die Stromgestehungskosten in den kalifornischen Parabolrinnenanlagen liegen bei ca. 12 US-C./kWh. Im Frühjahr 2001 veröffentlichte die Weltbank eine Kostensenkungsstudie, in der die Stromerzeugungskosten bei einer Implementierung von ca. 1000 MW für Parabolrinnen- und Solarturmkraftwerke bei 8 US Cent/kWh_e rein solar liegen werden. Das langfristige Kostensenkungspotenzial (bis ca. 2020) liegt bei 5–6 US Cent/kWh_e, also etwa da, wo heute Öl- und Gaskraftwerke liegen.

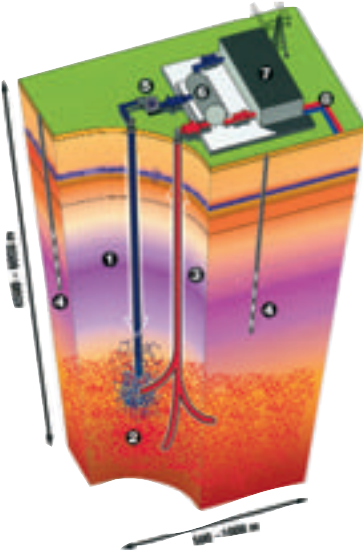
Der spanische Ministerrat hat inzwischen eine kostendeckende Einspeisevergütung («Prima») für Strom aus solarthermischen Kraftwerken beschlossen. Danach wird für solarthermisch erzeugten Strom ein Bonus von 12,02 Cent zusätzlich zum Marktpreis für konventionellen Strom gezahlt. Soluz Generación Solar entwickelt derzeit drei Standorte für Solarthermische Kraftwerke mit einer Leistung von jeweils 50 MW in Südspanien.²⁰ Die spanische Regierung verspricht sich einen steigenden Absatz solcher Kraftwerke im Sonnengürtel der Erde. Auch hier gilt es, die Lernkurve endlich zu durchschreiten.

Die verschiedenen Grundprinzipien der Erdwärmenutzung



4.16 Die Grundprinzipien der Erdwärmenutzung: Erdwärmesonden, Nutzung von Dampfslagern und Hot-Dry-Rock-Verfahren. Grafik Geothermal Explorers Ltd.²¹

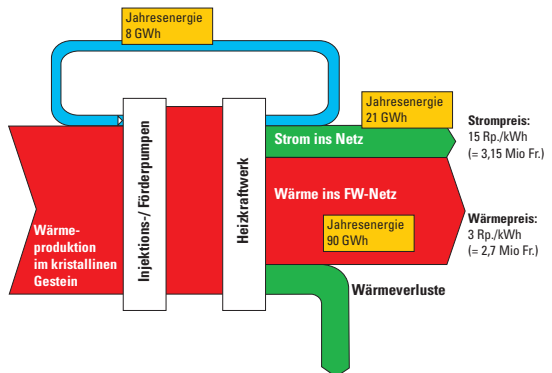
Deep Heat Mining Hot Dry Rock-Verfahren



4.17 In 4–6 km Tiefe herrschen Temperaturen um 200 Grad Celsius. Durch die Injektionsbohrung (1) wird Wasser in künstlich erweiterte Klüfte gepresst (2). Durch die Produktionsbohrung (3) wird das erhitzte Wasser mittels Pumpe (5) wieder an die Oberfläche gepresst. Dampf wird in einem Wärmetauscher (6) erzeugt, in einem Dampfkraftwerk in Strom gewandelt. Die Restwärme heizt via Fernwärmenetz (8) ein ganzes Wohnquartier in der Umgebung. Über eine Beobachtungsbohrung (4) wird der Wärmehaushalt im Erdinneren beobachtet. Grafik Geothermal Explorers Ltd.

Das Basler Projekt: Strom und Wärme für 5000 Haushalte

4.18 Das geothermische Kraftwerk in Basel wird mit einer elektrischen Leistung von 3 MW und einer Wärmeleistung von 20 MW konzipiert. Die Wärmeproduktion von 90 GWh entspricht dem Wärmegehalt von 9000 Tonnen Heizöl. Rund 7% der Energie wird als Eigenbedarf für den Betrieb der Anlage verwendet.



7. Geothermie: Strom und Wärme aus der Tiefe

Warme Quellen werden seit Jahrhunderten für Bäder und Heizungen genutzt. Im Durchschnitt nimmt die Temperatur ab Erdoberfläche pro 100 m Tiefe um etwa 3 °C zu. Weit verbreitet ist die untiefe Geothermie (50–1000 m), die mittels senkrechten Erdwärmesonden, flächig verlegten Erdregistern oder Nutzung von Tunnelwasser dem Boden Wärme entzieht.

Via Wärmepumpe, meist unter Nutzung von Strom, wird die Umweltwärme auf höhere Temperaturen gebracht. Der dabei involvierte Stromverbrauch ist dann problematisch, wenn die Leistungsziffer der Wärmepumpen (sie liegt in der Schweiz derzeit unter 3)²² nur gerade die Energieverluste von thermischen Kraftwerken kompensiert und der zusätzliche Strom aus fossilen Quellen gewonnen wird. Das Gesamtsystem arbeitet dann nicht effizienter als die direkte Verbrennung fossiler Energieträger.²³

Die Stromerzeugung aus heissen Quellen ist Stand der Technik, beschränkt sich aber auf Dampflagerstätten in geologisch besonderen Gebieten.²⁴ Weltweit sind ca. 8000 MW installiert, mit einer Jahresproduktion von 46 TWh, was nicht ganz dem Endenergieverbrauch der Schweiz gleichkommt.²⁵ Diese konventionelle Nutzung ist wegen der Entfernung zu den Energieverbrauchern trotz eines grossen Potentials²⁶ nur lokal spezifisch nutzbar.

Innovativ und vielversprechend ist die Erzeugung von Strom und Wärme aus Bohrungen in 4000–6000 Metern. Sog. *Deep Heat Mining* «sollte es ermöglichen, Strom aus geothermischen Quellen auch in geologisch «normalen» Gebieten zu produzieren,» so Prof. Ladislaus Rybach von der ETH Zürich.

Das Potential dieser Energiequelle ist so gross, dass sie den Weltverbrauch gleich mehrfach decken könnte.²⁷ Für Deutschland allein wird die technisch Nutzbarkeit mittels hydraulischem Wärmetausch auf 10'000 PJ geschätzt (70% des aktuellen Energieverbrauchs). Und die industrielle Nutzung dieser Technik ist auf gutem Weg:

- In Soultz-sous-Forêts im Elsass ist eine Hot-Dry-Rock-Pilotanlage seit einigen Jahren in Betrieb, Arbeitstemperatur 140 °Celsius.
- In Deutschland ging das erste Erdwärmekraftwerk mit 200 kW_e in Neustadt-Glewe (Mecklenburg) im Jahr 2003 in Betrieb. Das Kraftwerk (Kosten 0,8 Mio.€) wird mit 98 °C heissem Wasser aus 2200 Meter Tiefe gespeist. Wegen der niedrigen Temperatur wird ein organischer Stoff als Turbinendampf genutzt, der bei 30 °C siedet.
- In Basel wird die erste kommerzielle Deep Heat Mining-Anlage mit einer Stromleistung von 3–4 MW und einer Wärme-Auskopplung (20 MW) geplant. Das Gesamtprojekt ist mit Kosten von 86 Mio. Fr. (57 Mio.€) budgetiert, es werden Wärmekosten von 3,6 Rp./kWh (2,4 €/C./kWh) und Stromkosten von 15 Rp./kWh (10 €/C./kWh) erwartet, was für eine Pilotanlage als sehr günstig gewertet werden kann.
- Erste Probebohrungen bis auf 2750 m haben bestätigt, dass in 5000 m Tiefe Temperaturen von über 200 °C erwartet werden können, womit die Projektbedingungen erfüllt sind.

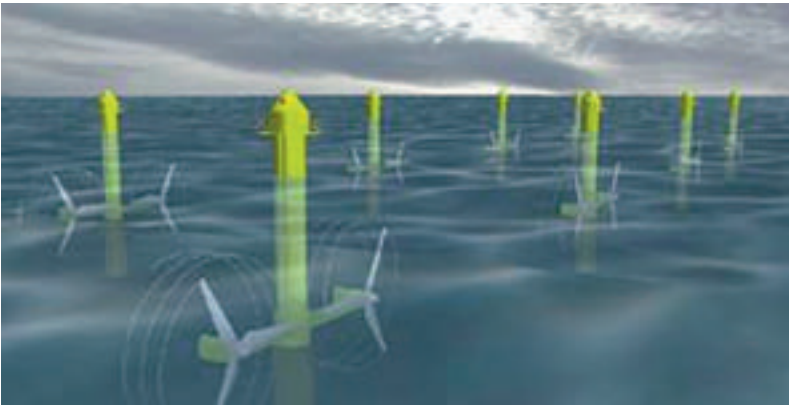
Erdwärme hat viele Vorteile. Sie ist eine dezentrale Energie, die höchstens 6 km unter dem Verbraucher liegt. Die wärmegekoppelte Stromerzeugung ist CO₂-frei und steht tageszeitlich, saisonal und vom Klima unabhängig zur Verfügung. Der Platzbedarf ist gering, die kurzen Stoffflüsse spielen sich in einem geschlossenen Kreislauf ab. Die Einwirkungen auf die Umwelt sind deshalb minimal.

Grosses Potential: Revitalisierung alter Kraftwerke



4.20 Saniertes Kleinwasserkraftwerk. Bild ADEV Energiegenossenschaft.

Grosse Zukunft: Neuartige Gezeitenkraftwerke



4.21 Unterwasserturbinen zur Nutzung von Meeresströmungen werden in Grossbritannien entwickelt und funktionieren nach ähnlichen Prinzipien wie Windturbinen. Das nutzbare Potential zur Stromerzeugung ist sehr gross und die Stromproduktion folgt den Zyklen von Ebbe und Flut. Grossbritannien will noch im Jahre 2003 erste Pilotanlagen testen. Die Turbinen haben einen Durchmesser von 20 m; die Gestehungskosten werden tiefer veranschlagt als für Atom- und Kohlestrom und könnten sogar jene der Windenergie unterschreiten. Bild: Solar Access

8. Wasserkraft

Das Wasser auf der Erdoberfläche bewegt sich in einem Kreislauf, der von der Energie der Sonne angetrieben wird. Wo Wasser fliesst, lässt sich Strom erzeugen. Das gilt nicht nur für Flüsse und Bäche, sondern auch für Trinkwasser- oder Abwasseranlagen mit nutzbarem Gefälle. Heute ist die Wasserkraft die weltweit größte, kommerziell genutzte regenerative Energiequelle zur Stromproduktion: Aus den 1999 installierten 669'000 MW Kraftwerksleistung wurden 2'635 TWh Strom (17,8% des Weltstromverbrauchs) erzeugt. Die weltweite Zubaurate beträgt 10'000 bis 15'000 MW jährlich, mit Schwerpunkt in Asien (China).²⁸

Die Anfänge der Stromproduktion aus Wasserkraft gehen auf das vorletzte Jahrhundert zurück. Als es gegen dessen Ende gelang, elektrische Energie über grössere Distanzen zu transportieren, setzte der eigentliche Ausbau der Wasserkräfte ein. Wasserkraft erbringt in der Schweiz 65% der Stromproduktion, dank hohen Niederschlägen und Nutzung der Höhendifferenzen. Wichtige Merkmale der Wasserkraftnutzung:

- Wasserkraft ist wegen ihrer Betriebssicherheit, Umweltverträglichkeit und ihres dezentralen Vorkommens beliebt, die Eingriffe in die Landschaft sind aber massiv und das nutzbare Potential eng an das Vorhandensein nutzbarer Wasserläufe gebunden. Das Potential ist damit wesentlich beschränkter als bei anderen erneuerbaren Energien (Wind, Geothermie)
- Mit gespeichertem Wasser kann die hochwertige Energie weitgehend dem Bedarf entsprechend, d.h. konsumangepasst, produziert werden. Wasserkraftwerke leisten eine wichtige regulierende Funktion im europäischen Verbundnetz. Diese wird in Zukunft noch an Bedeutung gewinnen.
- Wasserkraftwerke haben im Vergleich zu anderen Kraftwerktypen einen hohen energetischen Erntefaktor. Sie produzieren während ihrer Lebensdauer bis zu 300-mal mehr Energie, als bei ihrer Erstellung aufgewendet werden musste.²⁹

Seit 1970 ist eine deutliche Verlangsamung des Ausbaus festzustellen. Die Liberalisierung des Strommarktes übt einen erheblichen Kostendruck aus. Untersuchungen zeigen, dass die notwendigen Erneuerungen zu wirtschaftlichen Problemen führen können. Da die Kraftwerke sehr kapitalintensiv sind, aber eine Lebenserwartung von 50–100 Jahren aufweisen, lasten Verzinsung und Abschreibungen besonders unmittelbar nach getätigter Investition schwer. Nach 20–30 Jahren beginnen dann aber die «Goldenen Jahrzehnte» von Wasserkraftwerken, bedingt durch die allgemeine Teuerung und die fortgeschrittene Abschreibung der Investitionen.

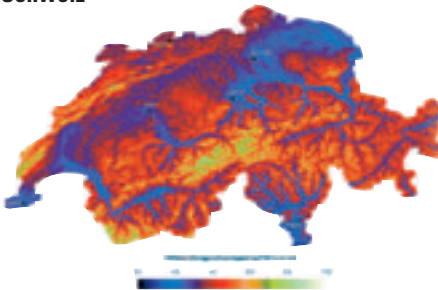
Das Ausbau- und Modernisierungspotential wird in Mitteleuropa auf 5–10% geschätzt; ökologische Sanierungen (Erhöhung der Restwassermengen) werden in manchen Werken zu einem kleinen Produktionsrückgang führen. Mit einem Anreizprogramm, welches mit einer kostendeckenden Vergütung auch für grössere Wasserkraftwerke operiert³⁰ und einen Teil der Gewinne ältester Wasserkraftwerke für Modernisierungsinvestitionen abschöpft, könnte die Leistungssteigerung und Sanierung der Wasserkraft erheblich beschleunigt werden, ohne dass ganze Talschaften durch Neubauten in Mitleidenschaft gezogen werden.

Windnutzung im Gebirge



4.22 Schweizer Windpark auf dem Mont Crosin. Windturbinen produzieren schwergewichtig im Winter, wenn die grösste Nachfrage besteht. Bild Suisse Eole

Windatlas Schweiz



4.23 Windatlas Schweiz. Im Westen eignen sich Höhenlagen im Juragebirge für die Windnutzung. Auch die Alpen weisen einige windhöfige Gebiete auf, doch wird die Windnutzung in den Bergen niemals an den Stellenwert der Wasserkraft herankommen. Grafik Suisse Eole.

9. Windenergie im Binnenland

Der Ausbau der Windenergie hat sich in Deutschland immer mehr in das Binnenland verlagert. Im Jahr 2000 lag der Anteil der Anlagen an der Küste nur noch knapp über 10% (über 70% in 1993); der Zubau in der norddeutschen Tiefebene stieg von knapp 20% auf 55% aller Neuinstallationen. Auch die Mittelgebirge verzeichnen deutliche Zugewinne.

- Weil die Technologie immer billiger wird, sind auch windhöfige Flächen im Binnenland attraktiv. Für diese Standorte wurden spezielle Anlagen mit längeren Rotorblättern entwickelt.
- In Deutschland liesse sich die heute bestehende Leistung von 12'000 MW onshore nochmals auf ca. 50'000 MW vervierfachen. Bei angemessener Einspeisevergütung dürfte sich die Nutzung aber auf offshore-Gebiete verlagern, womit eine Vollversorgung Deutschland möglich wäre, ohne dass sich die Nutzungskonflikte zuspitzen.³¹
- Je nach Standort und Windverhältnissen liegen die Gestehungskosten zwischen 5 und 14 €/kWh (8–22 Rp./kWh). Bis zum Jahr 2010 wird eine Reduktion auf die Bandbreite von 3,6–5,8 Ct./kWh erwartet.³²

Auch im Binnenland produzieren Windenergieanlagen zwischen 40 und 80 mal mehr Energie als für die Herstellung, Installation und Entsorgung nötig sind. Sie können bei Bedarf restlos rückgebaut werden und verursachen keinerlei bleibende Landschaftsveränderungen. Auch benötigen sie nur geringe Landflächen und beeinträchtigen die Landwirtschaft nicht.

Erste Windturbinen sind inzwischen auch in der Alpenregion in Betrieb, vor allem im Jura (bis 1300 m ü. M.) oder bei Andermatt (2032 m ü. Meer). Hochgebirgsanlagen werden mit beheizbaren Rotorblättern ausgestattet. Die schweizerische Verreinigung für Windenergie hat sich zum Ziel gesetzt, bis 2010 etwa 50–100 GWh Strom aus neuen Windkraftwerken zu gewinnen, entsprechend etwa 0,1% des Stromverbrauchs. Der Ausbau soll nur in Gebieten erfolgen, die nicht unter Landschaftsschutz stehen. Mit sinkenden Kosten für die Windturbinen ist damit zu rechnen, dass die Standortgemeinden für Windturbinen entschädigt werden können, ähnlich wie dies für Wasserkraftanlagen der Fall ist.

In der Schweiz eignen sich insbesondere die westlichen Höhen des Jura gebirges für die Windnutzung. Mit 50–80 Grossanlagen könnte sich beispielsweise der Kanton Jura voll mit Strom selbst versorgen. Die Windenergie eröffnet neue Perspektiven, die jenen Kantonen nützen kann, die nicht über viel Wasserkraft verfügen.