

Das Aufwindkraftwerk – Wasserkraftwerk der Wüste

Gerhard Weinrebe, Stuttgart

Schlaich Bergermann und Partner (SBP GmbH), Hohenzollernstr. 1, 70178 Stuttgart, Germany

Tel. ++49 711 64871-0, Fax ++49 711 64871-66, E-Mail: g.weinrebe@sbp.de

Zusammenfassung. Das Aufwindkraftwerk ist ein solares Großkraftwerk für die sonnenreichen Gegenden der Erde. Aufwindkraftwerke erzeugen Strom aus der Sonnenstrahlung: Durch die Sonne wird Luft unter einem großen transluzenten Kollektordach erwärmt. Auf Grund des dabei entstehenden Dichteunterschiedes zwischen der warmen Luft im Kollektor und der kälteren Luft in der Umgebung strömt die Luft radial einer in der Mitte des Kollektordachs angeordneten vertikalen, unten und oben offenen Röhre zu und steigt in dieser auf. Durch die Luftströmung werden am Fuß der Röhre eingebaute Turbinen angetrieben und elektrische Energie bereitgestellt.

Eine erste Prototypanlage mit einer Turmhöhe von rund 200 m und einer Kollektorfläche von 44'000 m² wurde zu Beginn der 80er Jahre im Auftrag des deutschen Bundesforschungsministeriums in Manzanares in Spanien errichtet und über mehrere Jahre erfolgreich im Dauerbetrieb betrieben. Ziel des Forschungsvorhabens war es, die thermodynamischen Zusammenhänge detailliert zu erarbeiten, um damit über eine qualifizierte Grundlage für die Planung großer Anlagen zu verfügen. Danach wird nun intensiv an der Planung und Realisierung eines ersten großen Aufwindkraftwerks im Multi-Megawatt-Maßstab gearbeitet.

Im Beitrag wird das Funktionsprinzip des Aufwindkraftwerks erläutert, vom Bau und Betrieb des Prototyps berichtet und auf Konstruktionsprinzipien, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit großer Anlagen eingegangen.

Abstract. *A solar tower (often also called 'solar chimney') is a solar thermal power plant for the sunny regions of the earth. Solar towers generate electricity from solar radiation: Air is heated by solar radiation under a circular translucent roof. Due to the density difference between the warm air inside and the colder ambient, the air rises up a hollow tower tube situated in the centre of the collector. Using turbines, the energy contained in the updraft is converted into electrical energy.*

In Manzanares, Spain, a first prototype with a tower height of 200 m and a collector area of 44'000 m² was erected in the early 1980s with funds provided by the German Ministry of Research and Technology (BMFT). It was successfully operated for several years.

The aim of this research project was to verify the performance projected from calculations based on theory to lay reliable foundations for the planning of large solar towers. Since then there have been strong efforts to design and realise a first large solar tower in the Megawatt scale.

In the paper the functional principle of the solar tower is outlined, construction and operation of the prototype are described, and design principles, economic and environmental aspects of large scale solar tower power plants are explained.

1 Einleitung

Unsere heutige Energieerzeugung aus Kohle und Öl ist umweltschädlich und erschöpflich. In vielen Entwicklungsländern kann man sich diese Energiequellen nicht leisten. Auch die wohlhabenden Länder werden zusehends unter steigenden Preisen für fossile Energieträger infolge zunehmender Verknappung leiden. **Abb. 1** zeigt den Verlauf der Produktionsrate fossiler Kohlenwasserstoffe in der Vergangenheit und eine Extrapolation in die Zukunft. Deutlich ist eine Abnahme der Produktion in naher Zukunft zu erkennen. Experten streiten sich noch um die genaue Lage des Peaks, aber nicht mehr um seine Existenz. Fakt ist, dass in manchen Ölfeldern, so z. B. auch in der Nordsee, die Förderung bereits abnimmt (CAMPBELL 2002A).

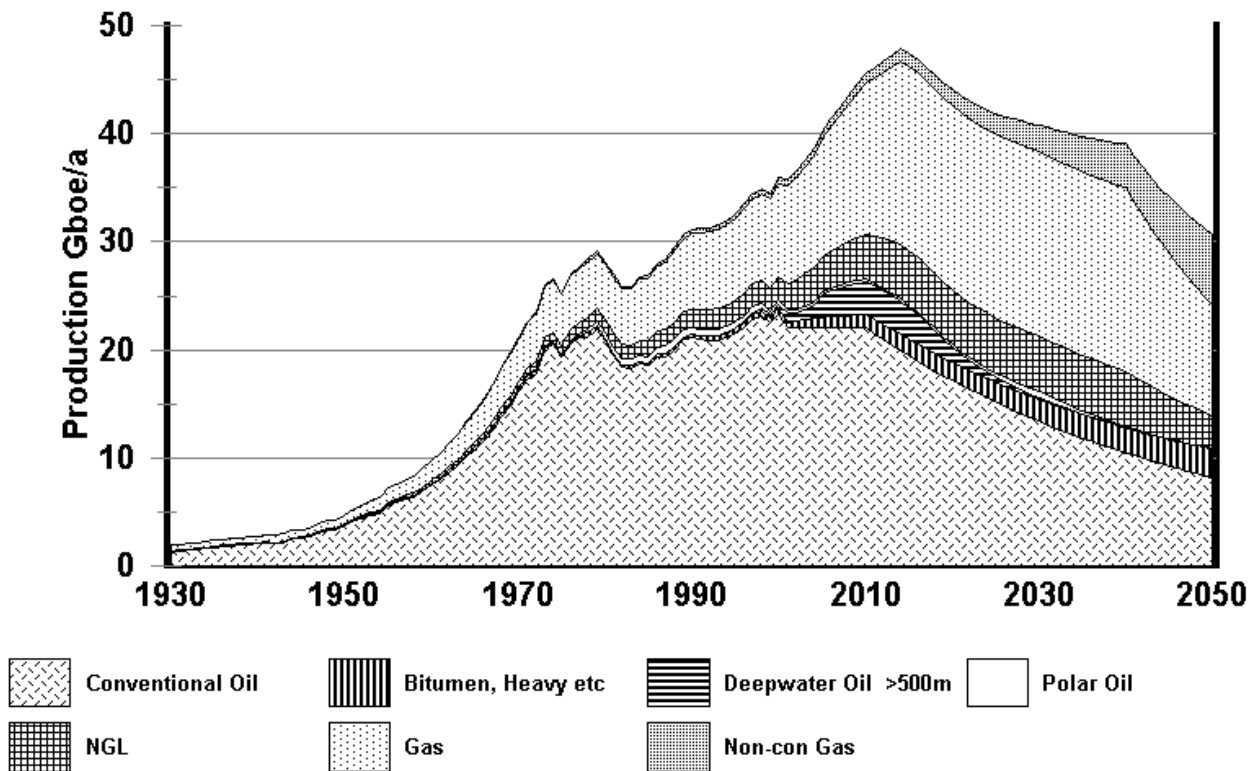


Abb. 1: Verlauf der Produktionsrate von Kohlenwasserstoffen in der Vergangenheit und Extrapolation in die Zukunft (CAMPBELL, 2002B). Die Produktion ist in Gboe/a = Mrd. Barrel Ölequivalente dargestellt. Erklärung zur Legende: Conventional: konventionelles Öl, Bitumen, Heavy: Öle schwerer als 17.5°API, Deepwater: Ölförderung bei Wassertiefen > 500m, Polar: Öl aus Fördergebieten in Arktis und Antarktis, NGL: Natural Gas Liquids, flüssiges Erdgas, Gas: Erdgas, Non-Con Gas: Nichtkonventionelles Gas (z. B. aus der Arktis, sowie Methan aus Kohlelagerstätten).

Armut, Bevölkerungsexplosion und Migration sind nicht zuletzt die Folgen unzureichender Energieversorgung bzw. zu hoher Energiekosten. Nach einer Studie der Internationalen Energie Agentur haben etwa 1,6 Mrd. Menschen keinen Zugang zu elektrischer Energie, rund 2,4 Mrd. sind auf Biomasse zum Kochen und Heizen angewiesen, mit steigender Tendenz (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY 2002). Auch diese Menschen wollen und sollen in Zukunft Elektrizität nutzen. Die Nachfrage nach elektrischer Energie wird also insbesondere in den Schwellen- und Entwicklungsländern stark ansteigen. Es wäre kurzsichtig, hier auf Kohle oder Öl zu setzen. Eine saubere, unerschöpfliche Energiequelle ist gefordert: Die Sonne.

Eine allen Menschen in ausreichendem Maße verfügbare saubere und sichere Energiequelle ist erforderlich! Die großtechnische Sonnenenergienutzung könnte dazu einen entscheidenden Beitrag leisten:

- Nachhaltige Ressourcenschonung statt Umweltzerstörung.
- Hebung des Lebensstandards durch eine unerschöpfliche Energiequelle als Maßnahme gegen die Bevölkerungsexplosion und menschenunwürdige Armut in den Ländern der dritten Welt.
- Neue Arbeitsplätze durch Bau und Betrieb der Solarkraftwerke in globaler Partnerschaft gegen sozial bedingte Konflikte, kurz: die Umsetzung der Agenda 21.

Eine sinnvolle Technologie zur Sonnenenergienutzung muss

- einfach und zuverlässig sein,
- ohne Kühlwasser auskommen,
- selbst aus unerschöpflichen Rohstoffen umweltneutral und
- mit den Mitteln der sonnenreichen und meist zugleich rohstoffarmen und technologisch weniger entwickelten Ländern herstellbar sein.

Das Aufwindkraftwerk erfüllt diese Bedingungen und macht den entscheidenden Schritt hin zu einer globalen Solarenergiewirtschaft möglich. Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen und die bisher gesammelten Erfahrungen zeigen, dass große Aufwindkraftwerke (≥ 100 MW) im Stande sind, elektrische Energie zu Kosten vergleichbar denen einer konventionellen Elektrizitätsbereitstellung zu liefern. Auch die erforderlichen Flächen stehen grundsätzlich zur Verfügung (**Abb. 2**). Das ist Grund genug, diese Form der Solarenergienutzung mit dem Ziel großer wirtschaftlich darstellbarer Anlagen weiterzuentwickeln. In einer zukünftigen Energiewirtschaft könnten Aufwindkraftwerke

daher eine wirtschaftliche und umweltverträgliche Strombereitstellung im Sonnengürtel der Erde gewährleisten (SCHLAICH ET AL. 2003).

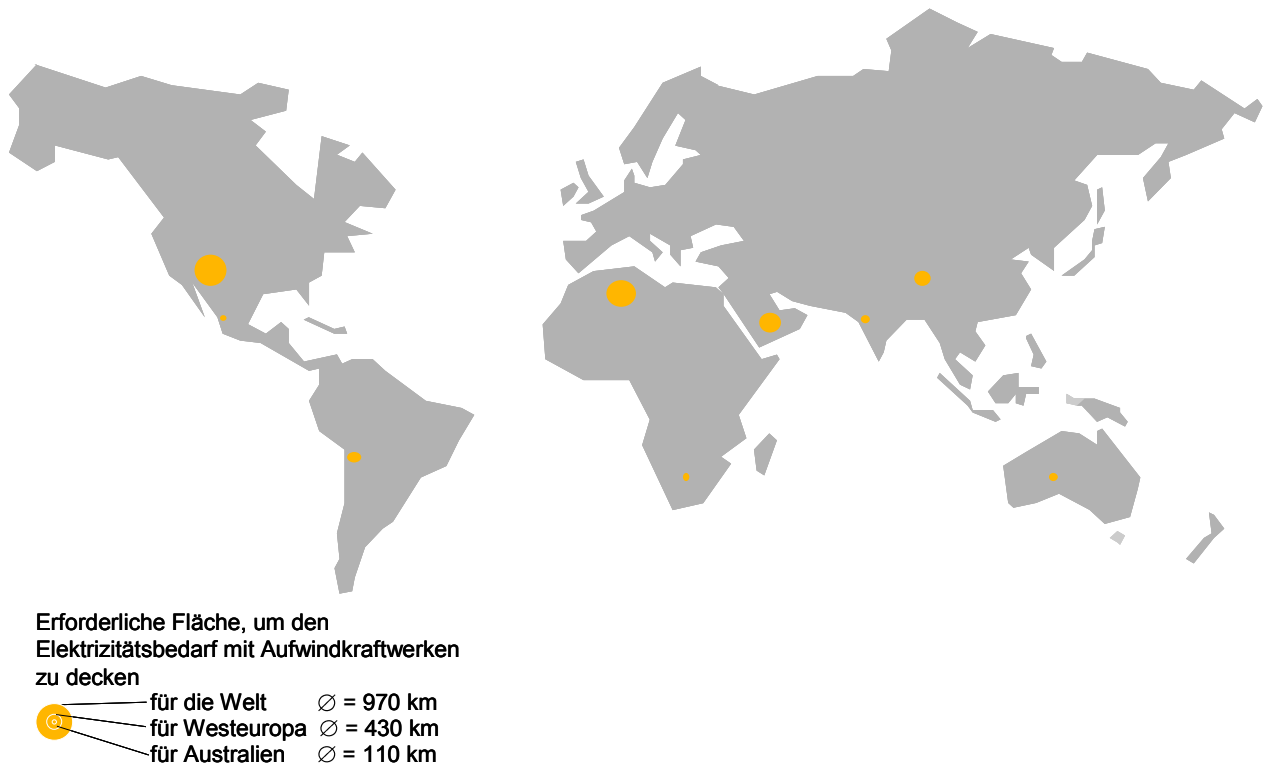


Abb. 2: Flächenbedarf, um den gesamten Elektrizitätsbedarf der Erde mit Aufwindkraftwerken in den jeweils benachbarten Wüsten mit hohem Solarstrahlungsangebot zu decken.

Für Australien wird derzeit ein 200 MW Aufwindkraftwerk geplant. Die Bedingungen in Australien sind für diese Art der solarthermischen Stromerzeugung sehr günstig: Die verfügbare Solarstrahlung ist hoch, große ebene Flächen stehen zur Verfügung, die Nachfrage nach elektrischer Energie steigt, und das australische „Mandatory Renewable Energy Target“ verpflichtet alle australischen Stromhändler, einen gewissen Anteil von Strom aus erneuerbaren Quellen zu verkaufen.

2 Funktionsprinzip

Schon früh verstand es der Mensch, die Solarenergie aktiv zu nutzen: Gewächshäuser halfen beim Anbau von Nahrungsmitteln, der Kaminsog beim Lüften und Kühlen von Gebäuden und das Windrad beim Mahlen von Getreide und beim Wasserpumpen. Die drei wesentlichen Bauteile des Aufwindkraftwerkes - Glasdachkollektor, Kamin, Windturbinen - sind also schon von alters her bekannt. Bei einem solarthermischen Aufwindkraftwerk werden sie lediglich in neuartiger Weise

kombiniert. Die Kombination zur Stromerzeugung wurde von GÜNTHER (1931) bereits vor über 70 Jahren beschrieben.

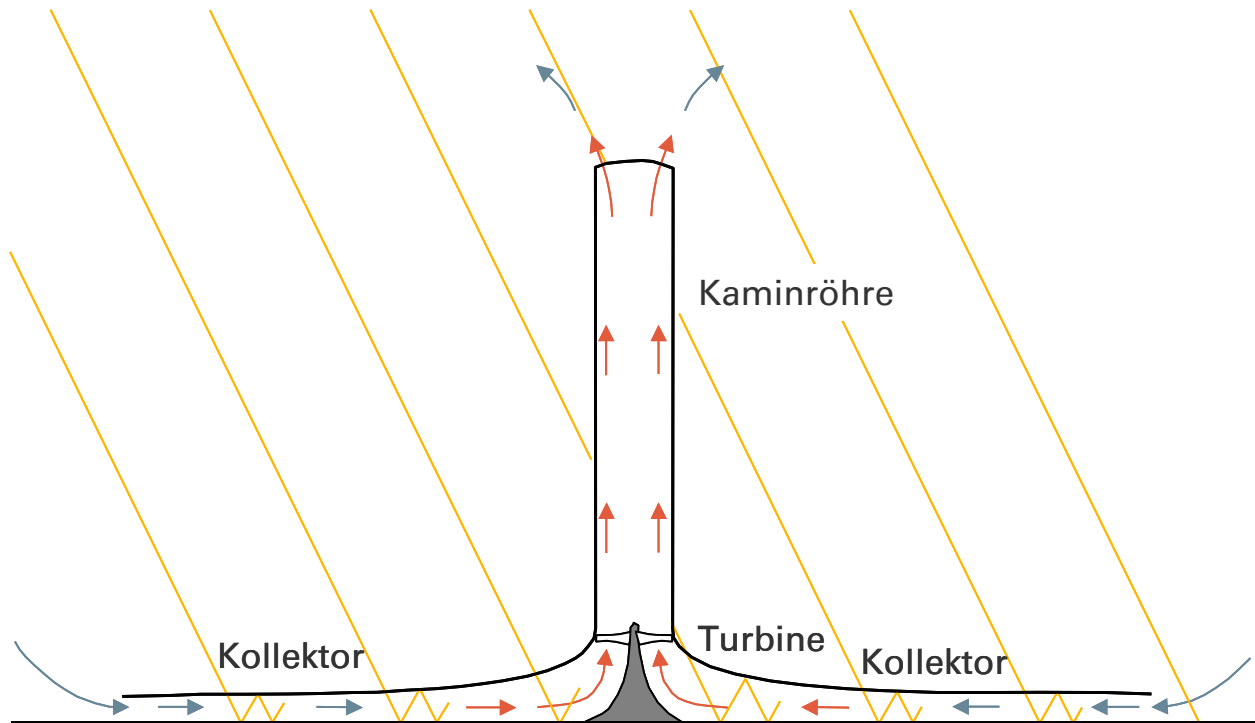


Abb. 3: Funktionsprinzip des Aufwindkraftwerks.

Das Prinzip ist in **Abb. 3** dargestellt. Unter einem flachen kreisförmigen, am Umfang offenen Glasdach, das zusammen mit dem darunter liegenden natürlichen Boden einen Warmluftkollektor bildet, wird Luft durch die Sonnenstrahlung erwärmt. In der Mitte des Dachs steht senkrecht eine Kaminröhre mit großen Zuluftöffnungen am Fuß. Das Dach ist luftdicht an den Kaminfuß angeschlossen. Da warme Luft eine geringere Dichte als kalte Luft hat, steigt sie im Kamin auf. Durch den Kaminsog wird gleichzeitig warme Luft aus dem Kollektor nachgesaugt und von außen strömt kalte Luft zu. So bewirkt die Sonnenstrahlung einen kontinuierlichen Aufwind im Kamin. Die in der Luftströmung enthaltene Energie wird mit Hilfe druckgestufter Windturbinen, die am Fuß des Kamins stehen, in mechanische und über Generatoren in elektrische Energie umgewandelt.

Das Aufwindkraftwerk ist technologisch dem Wasserkraftwerk – dem bisher erfolgreichsten Kraftwerkstyp zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen – sehr ähnlich: Dem Kollektordach entspricht der Stausee, dem Kamin die Druckröhre. Beide Kraftwerkstypen arbeiten mit druckgestuften Turbinen, und beide kommen über ihre extrem lange Lebensdauer und ihre

niedrigen Betriebskosten zu geringen Stromgestehungskosten. Auch die erforderlichen Kollektordach- und Stauseeflächen haben bei gleicher elektrischer Leistung vergleichbare Größen. Das Kollektordach kann jedoch in trockenen Wüsten gebaut und problemlos wieder beseitigt werden, während für Stauseen in der Regel belebtes (und oft sogar besiedeltes) Land überflutet wird.

Kontinuierlicher 24-Stunden-Betrieb kann durch auf dem Boden ausgelegte wassergefüllte Schläuche oder Säcke erreicht werden. Das Wasser erwärmt sich während des Tages und gibt die Wärme nachts wieder ab (**Abb. 4**, KREETZ 1997). Die Schläuche müssen nur einmal gefüllt werden, es besteht kein weiterer Wasserbedarf. So erzeugt die Solarstrahlung einen kontinuierlichen Aufwind im Turm (SCHLAICH und SCHIEL 2001).

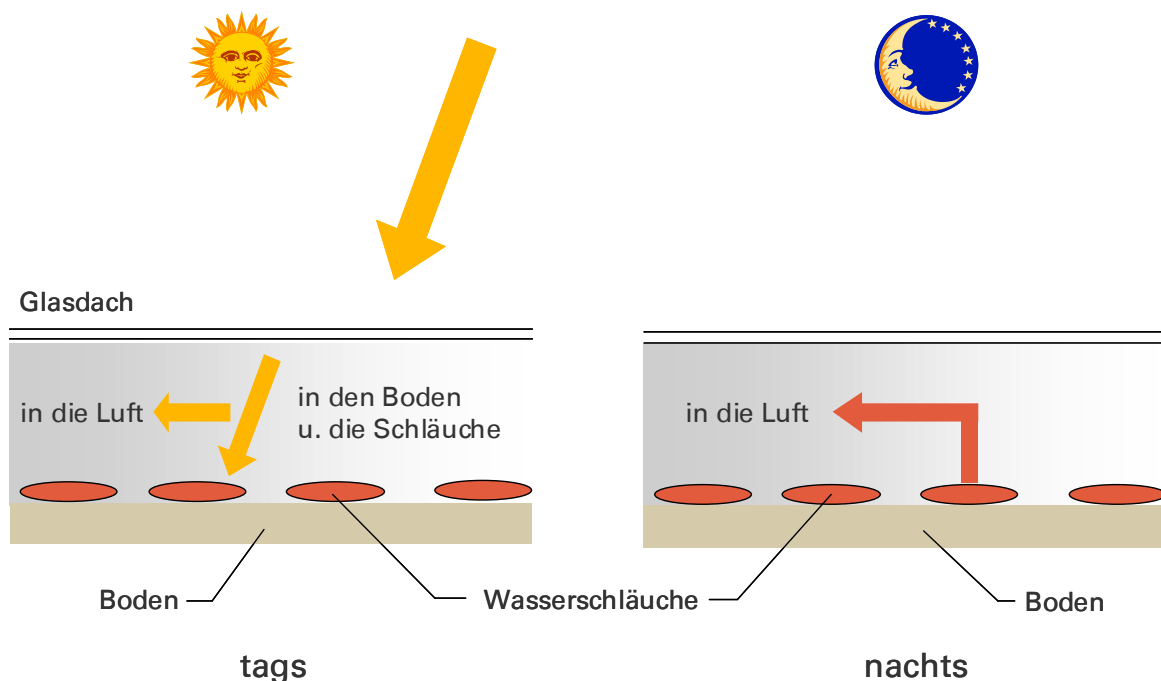


Abb. 4: Wärmespeicherung mit wassergefüllten Schläuchen.

3 Physikalisches Modell

Zur präzisen Beschreibung der zeitabhängigen Elektrizitätsbereitstellung eines Aufwindkraftwerks mit gegebenen Dimensionen ist ein umfangreiches thermodynamisches und fluiddynamisches Simulationsprogramm erforderlich (DOS SANTOS BERNARDES ET AL 2004). Eine gute Darstellung der Thermodynamik des Aufwindkraftwerks als Kreisprozess ist bei GANNON und v. BACKSTRÖM

(2000) zu finden. Hier werden lediglich die grundlegenden Zusammenhänge in vereinfachter Form dargestellt.

Allgemein gesprochen kann die Ausgangsleistung P eines Aufwindkraftwerks berechnet werden als die zugeführte Solarenergie \dot{Q}_{solar} multipliziert mit den jeweiligen Wirkungsgraden von Kollektor, Kamin und Turbine(n):

$$P = \dot{Q}_{solar} \cdot \eta_{\text{Kollektor}} \cdot \eta_{\text{Kamin}} \cdot \eta_{\text{Turbine}} \quad (1)$$

Die dem System zugeführte Solarenergie \dot{Q}_{solar} kann als Produkt aus der Globalstrahlung G_h auf eine horizontale Fläche und der Kollektorfläche $A_{Kollektor}$ geschrieben werden.

$$\dot{Q}_{solar} = G_h \cdot A_{Kollektor} \quad (2)$$

Der Turm (Kamin) wandelt den vom Kollektor gelieferten Wärmestrom in kinetische Energie (Konvektionsströmung) und potenzielle Energie um (Druckabfall an der Turbine). So wirkt die Dichtedifferenz der Luft als treibende Kraft. Die leichtere Luftsäule im Turm ist mit der umgebenden Atmosphäre am Turmfuß (Kollektorausgang) und an der Turmspitze verbunden, und erfährt daher einen Auftrieb.

Eine Druckdifferenz Δp_{tot} zwischen dem Turmfuß und der Umgebung stellt sich ein:

$$\Delta p_{ges} = g \cdot \int_0^{H_t} (\rho_a - \rho_t) \cdot dH \quad (3)$$

mit

g : Erdbeschleunigung

H_t : Turmhöhe

ρ_a : Luftdichte der Außenluft

ρ_t : Luftdichte im Turm

So nimmt Δp_{tot} proportional zur Turmhöhe zu.

Die Druckdifferenz Δp_{tot} kann in eine statische Komponente Δp_s und eine dynamische Komponente Δp_d aufgeteilt werden; Reibungsdruckverluste sind hier vernachlässigt:

$$\Delta p_{tot} = \Delta p_s + \Delta p_d \quad (4)$$

Die statische Druckdifferenz fällt an der Turbine ab, die dynamische Komponente beschreibt die kinetische Energie der Strömung.

Mit der Gesamtdruckdifferenz und dem Volumenstrom der Luft ist nun die in der Strömung enthaltene Leistung zu beschreiben:

$$P_{ges} = \Delta p_{ges} \cdot v_{Turm} \cdot A_{Turm} \quad (5)$$

woraus schließlich der Wirkungsgrad des Turmes gebildet werden kann:

$$\eta_{Turm} = \frac{P_{ges}}{\dot{Q}} \quad (6)$$

Die tatsächlich erfolgende Aufteilung in eine statische und eine dynamische Komponente hängt davon ab, wie viel Energie die Turbine der Strömung entzieht. Ohne Turbine stellt sich eine maximale Strömungsgeschwindigkeit $v_{Turm,max}$ ein und die gesamte Druckdifferenz wird in kinetische Energie umgesetzt, d. h. die Strömung beschleunigt.

$$P_{ges} = \frac{1}{2} \dot{m} \cdot v_{Turm,max}^2 \quad (7)$$

Unter der vereinfachenden Annahme, dass die Temperaturprofile im Turm und in der Umgebung parallel verlaufen, kann die Strömungsgeschwindigkeit, die sich bei freier Konvektion einstellt, mit der (temperatur-)modifizierten Torricelli-Gleichung ausgedrückt werden:

$$v_{Turm,max} = \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{Turm} \cdot \frac{\Delta T}{T_0}} \quad (8)$$

mit

\dot{m} : Luftmassenstrom.

T_0 : Umgebungstemperatur in Bodenhöhe

ΔT : Temperaturanstieg von der Umgebungstemperatur zur Temperatur am Kollektorausstritt (=Turmeintritt)

Mit Gleichung (6) und der Beziehung $\dot{Q} = \dot{m} \cdot c_p \cdot \Delta T$ für den stationären Zustand, sowie (7) und (8), ergibt sich der Turmwirkungsgrad:

$$\eta_{Turm} = \frac{g \cdot H_{Turm}}{c_p \cdot T_0} \quad (9)$$

Diese vereinfachte Darstellung verdeutlicht eine der grundlegenden Eigenschaften des Aufwindkraftwerks, nämlich dass der Turmwirkungsgrad nur von der Turmhöhe abhängt.

Die Gleichungen (2) und (9) zeigen, dass die Ausgangsleistung des Aufwindkraftwerks proportional zur Kollektorfläche und zur Turmhöhe ist, d. h. proportional zum Volumen des in Abbildung 2 dargestellten Zylinders.

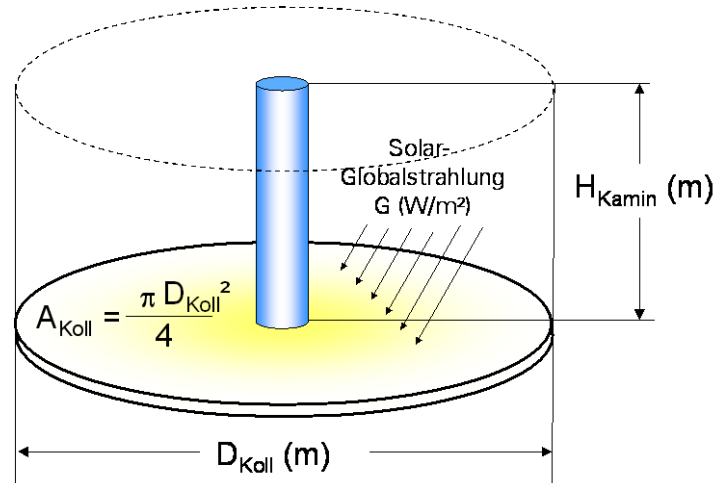


Abb. 5: Die Ausgangsleistung des Aufwindkraftwerks ist proportional zur Kollektorfläche und zur Turmhöhe.

Da die elektrische Ausgangsleistung des Aufwindkraftwerks proportional zum Volumen des von der Turmhöhe und der Kollektorfläche aufgespannten Zylinders ist, kann eine bestimmte Leistung entweder mit einem hohen Turm in Kombination mit einem kleineren Kollektor oder mit einem großen Kollektor und kleineren Turm erzielt werden. Diese allgemeine Abhängigkeit ist auch **Abb. 6** zu entnehmen. Da die Abbildung auf detaillierten Simulationsrechnungen beruht, Reibungsdruckverluste im Kollektor also berücksichtigt sind, ist insbesondere bei größeren Kollektordurchmessern die lineare Abhängigkeit zwischen der Leistung und dem Produkt „Kollektorfläche * Turmhöhe“ nicht mehr streng gültig. Dennoch ist es eine gute Faustregel.

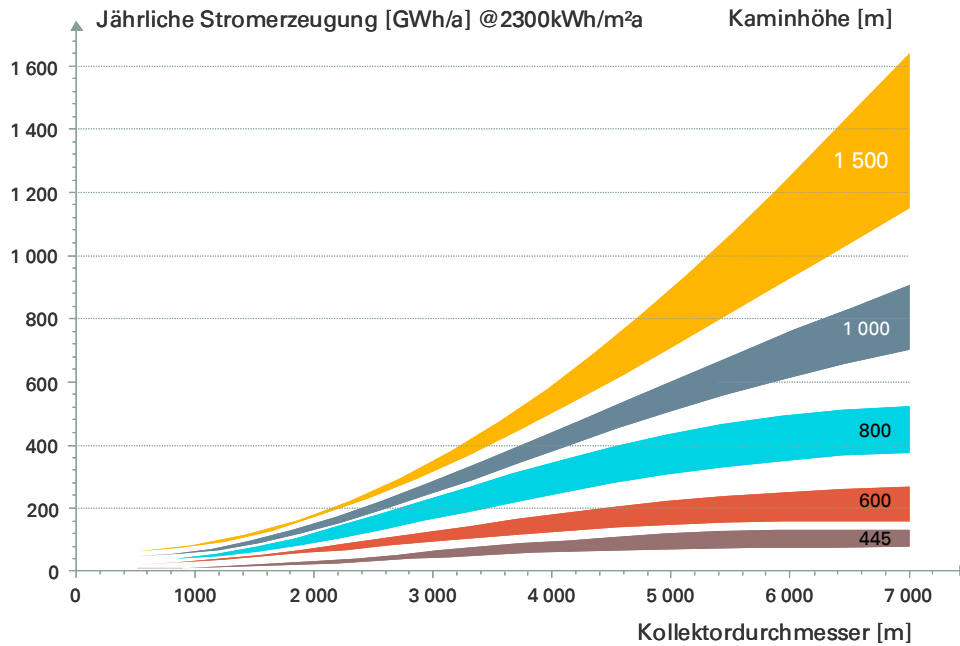


Abb. 6: Jährliche Strombereitstellung eines Aufwindkraftwerks in Abhängigkeit von Kollektordurchmesser und Turmhöhe (Globalstrahlungssumme 2300 kWh/(m²a)).

4 Komponenten

Nach diesem ersten Überblick wird nun etwas näher auf die einzelnen Komponenten eines Aufwindkraftwerks eingegangen.

4.1 Kollektor

Warmluft für das Aufwindkraftwerk wird durch den Treibhauseffekt in einem einfachen Luftkollektor erzeugt. Dieser besteht aus einem horizontalen transluzenten Glas- oder Kunststoffdach in etwa zwei bis sechs Meter Höhe über dem Boden.

Die Höhe des Luftkollektors steigt zum Turm hin an, so dass einerseits die Strömungsgeschwindigkeit nicht zu sehr ansteigt, um die Reibungsverluste niedrig zu halten, und andererseits die Luft bei minimalen Verlusten in die Vertikale umgelenkt wird. Das transluzente Dach ist durchlässig für die Solarstrahlung, aber undurchlässig für die vom durch die Sonne aufgeheizten Kollektorboden emittierte langwellige Wärmestrahlung. Dadurch erwärmt sich der Boden unter dem Dach stark und gibt diese Wärme an die radial von außen zum Turm strömende Luft ab.

4.2 Speicher

Wenn eine weniger ausgeprägte Leistungsspitze um die frühe Nachmittagszeit und eine höhere Stromerzeugung am Abend und in der Nacht gewünscht wird, können wassergefüllte Wasserschläuche oder -kissen auf dem Kollektorboden ausgelegt werden, um damit das Wärmespeichervermögen deutlich zu vergrößern.

Die Schläuche werden einmalig zu Beginn mit Wasser gefüllt und bleiben dann verschlossen, so dass kein Wasser verdunsten kann (**Abb. 4**). Die Menge des Wassers in den Schläuchen wird so gewählt, dass sie einer mittleren Wassertiefe von 5 cm bis 20 cm entspricht, je nach gewünschter Leistungscharakteristik (**Abb. 7**).

Da bereits bei sehr geringen Wasserströmungsgeschwindigkeiten infolge natürlicher Konvektion der Wärmeübergang zwischen den Schläuchen und dem Wasser wesentlich höher ist als zwischen der strahlungsabsorbierenden Erdboden-Oberfläche und den darunter liegenden Bodenschichten, und da die Wärmekapazität von Wasser rund fünf mal höher ist als die von Erdboden, speichert das Wasser in den Schläuchen einen Teil der Sonnenwärme und gibt sie erst nachts wieder ab, wenn die Lufttemperaturen im Kollektor niedriger sind. Dadurch ist es möglich, dass die Anlage rund um die Uhr – allein von der Sonne getrieben – arbeitet.

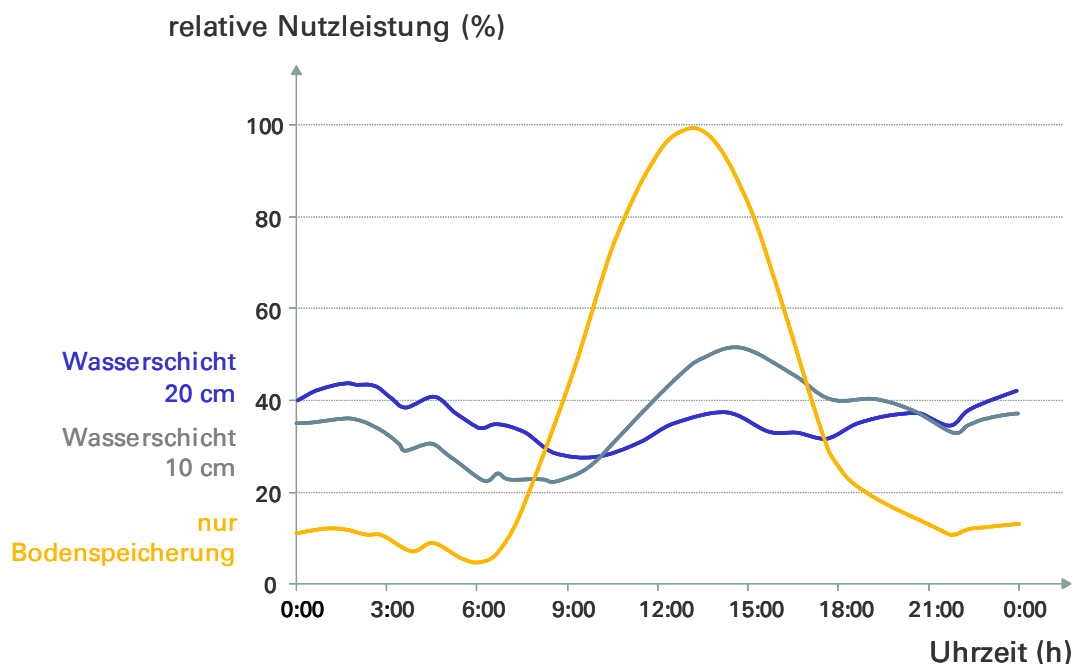


Abb. 7: Auswirkung von wärmespeichernden Wasserschläuchen unter dem Kollektordach auf den zeitlichen Verlauf der Strombereitstellung.

Der Kamin ist die eigentliche Wärmekraftmaschine des Aufwindkraftwerks. Der Auftrieb der im Kollektor erwärmten Luft ist in erster Näherung proportional zur im Kollektor erzielten Temperaturerhöhung ΔT der Luft und dem Volumen des Kamins, also der Höhe und dem Durchmesser des Kamins. In einem großen Aufwindkraftwerk erhöht der Kollektor die Temperatur der Außenluft um typischerweise $\Delta T = 35\text{K}$. Dadurch entsteht im Kamin eine Aufwindgeschwindigkeit von etwa $v = 15 \text{ m/s}$. Man kann also ein laufendes Aufwindkraftwerk ohne weiteres begehen und warten.

Die Untersuchung der unterschiedlichen möglichen Turmbauweisen wie Stahlfachwerk oder Kabelnetzurm – mit Trapezblech oder Membranen verkleidet – ergab, dass für alle in Frage kommenden Standorte die Stahlbetonröhre die langlebigste und kostengünstigste Lösung darstellt.

Technologisch gesehen handelt es sich bei den Kaminen der Aufwindkraftwerke um nichts anderes als sehr große Naturzugkühltürme. Die Wandstärke nimmt bei einem 1'000 m Turm von gut 1 m am Fuß auf 0,3 m bei halber Höhe ab und bleibt dann konstant. Derartige dünne Röhren verformen sich unter Windlast zu einem ovalen Querschnitt („ovalisieren“), insbesondere durch die in **Abb. 8** dargestellten Sogflanken. Dadurch werden die Meridianspannungen sehr hoch. Der resultierende Verlust an Steifigkeit durch Rissbildung im Beton und die Beulgefahr begrenzen die Höhe von Naturzugkühltürmen auf rund 200 m.

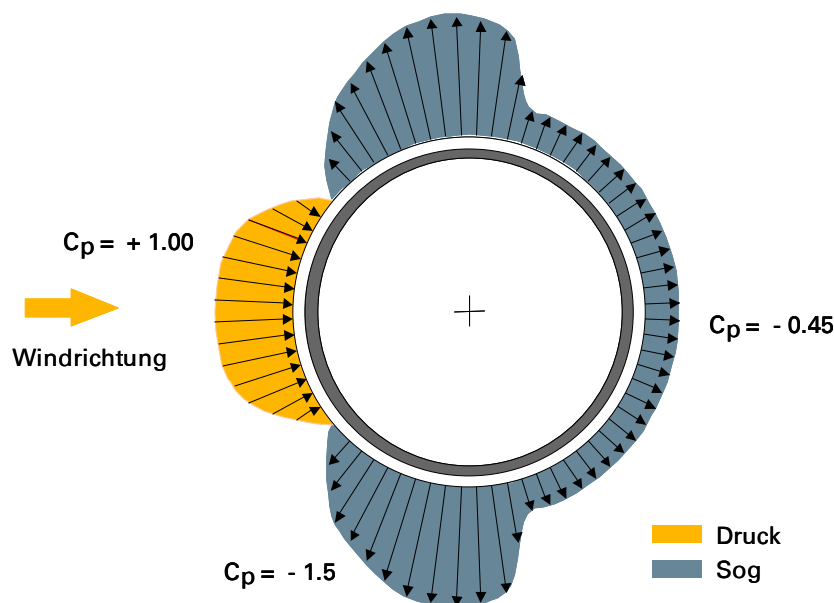


Abb. 8: Typische Druck-Sogverteilung bei der Umströmung eines Kreiszyllinders.

Glücklicherweise kann dem Ovalisieren sehr effektiv durch Speichenräder entgegengewirkt werden (**Abb. 9**). Diese haben die selbe aussteifende Wirkung wie Schotte, allerdings bremsen sie den Aufwind nur minimal.



Abb. 9: Speichenrad mit Speichen aus Litzenbündeln an der Turmspitze eines 5 MW-Aufwindkraftwerks (Computervisualisierung)

Ein Speichenrad ganz oben und drei weitere geschickt über die Höhe verteilt reduzieren die Meridianspannungen soweit, dass wegen der vom Eigengewicht der Kaminröhre herrührenden überlagernden größeren Druckspannungen keine Zugspannungen mehr resultieren (**Abb. 10**). In erster Näherung ist das Volumen unter den in **Abb. 10** dargestellten Flächen proportional zum Bedarf an Beton und Bewehrungsstahl für den Turm. Daraus kann man schließen, dass durch die Speichenräder Kaminröhren für Aufwindkraftwerke wirtschaftlich darstellbar werden.

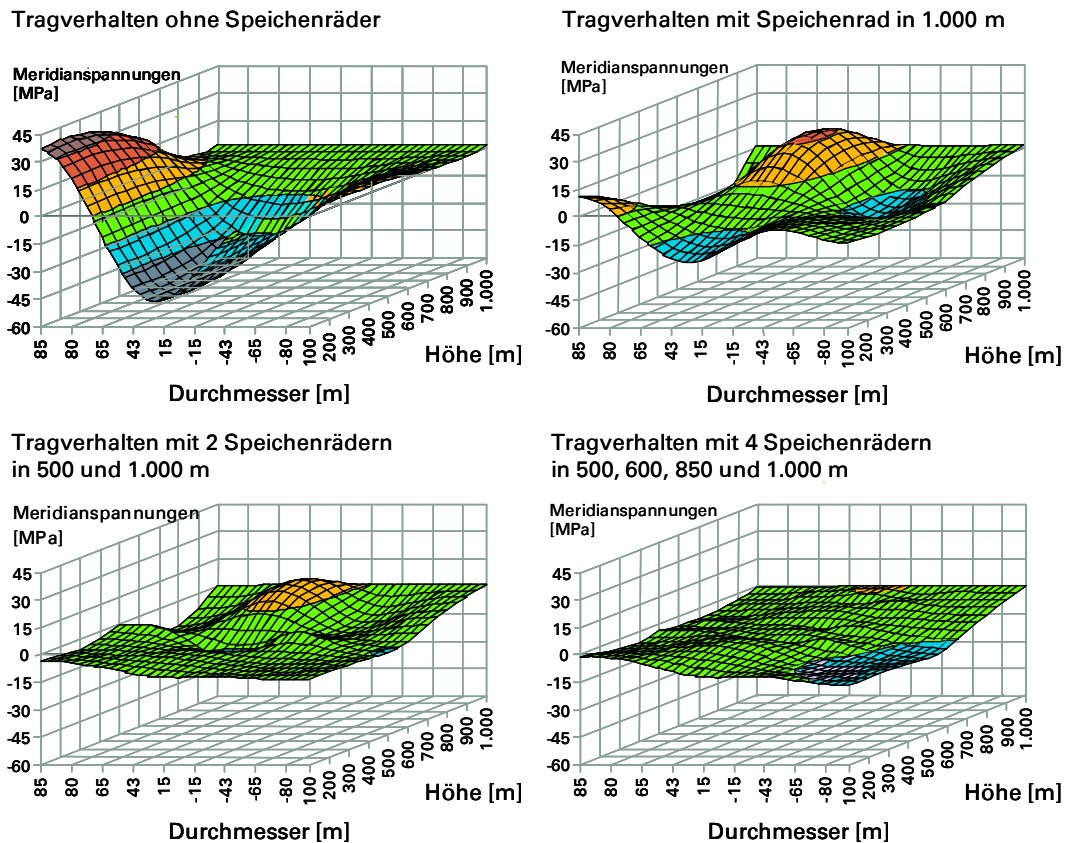


Abb. 10: Meridianspannungen im Turm entlang des Umfangs (auf Durchmesser projiziert) und entlang der Höhe in Abhängigkeit von der Anzahl der verwendeten aussteifenden Speichenräder (Turm hier exemplarisch mit 170 m Durchmesser und 1'000 m Höhe).

4.3 Turbinen

Mit Turbinen kann der Luftströmung mechanische Energie entzogen werden. Die Turbinen eines Aufwindkraftwerks arbeiten nicht geschwindigkeitsgestuft wie ein freilaufender Windenergiekonverter, sondern als ummantelter druckgestufter Windturbogeneratorsatz, bei dem, ähnlich wie bei einem Wasserkraftwerk, der statische Druck abgebaut wird. Die Leistungsdichte (Leistung je vom Rotor überstrichener Fläche) einer solchen ummantelten druckgestuften Turbine ist rund eine Größenordnung höher als die einer geschwindigkeitsgestuften Freiland-Turbine, d. h. bei gleichem Durchmesser kann rund die 10-fache Leistung entnommen werden. Auch die erzielbaren Wirkungsgrade sind höher.

Die Luftgeschwindigkeit vor und hinter der Turbine ist etwa gleich. Die entzogene Leistung ist proportional zum Produkt aus dem Volumenstrom und dem Druckabfall an der Turbine. Im Hinblick auf eine maximale Energieausbeute ist es Ziel der Turbinenregelung, dieses Produkt in allen Betriebszuständen zu maximieren.

Über die Blattverstellung regelt die Turbine den Druckabfall und damit die Luftgeschwindigkeit und den Luftstrom in der Anlage. Stehen die Blätter senkrecht zur Anströmung, dreht sich die Turbine nicht. Stehen die Blätter parallel zur Strömung und lassen den Luftstrom ungestört durch, ist der Druckabfall an der Turbine Null und es wird auch keine elektrische Leistung erzeugt. Zwischen diesen beiden Stellungen gibt es eine optimale Blattstellung. Die Leistungsausbeute ist dann maximal, wenn der Druckabfall an der Turbine rund 80% der gesamten zur Verfügung stehenden Druckdifferenz beträgt.

5 Prototyp

Nach detaillierten theoretischen Voruntersuchungen und umfangreichen Experimenten im Windkanal wurde in den Jahren 1981/82 mit Mitteln des deutschen Bundesministeriums für Forschung und Technologie (BMFT) in Manzanares (ca. 150 km südlich von Madrid) auf einem von dem spanischen Energieversorgungsunternehmen Union Electrica Fenosa zur Verfügung gestellten Gelände eine Experimentieranlage mit 50 kW Spitzenleistung errichtet (**Abb. 11**) (HAAF ET AL. 1983, SCHLAICH ET AL. 1990).



Abb. 11: Aufwindkraftwerk Prototyp bei Manzanares, Spanien.

Ziel dieses Forschungsvorhabens war, die inzwischen erarbeiteten theoretischen Ansätze messtechnisch zu verifizieren und den Einfluss einzelner Komponenten auf Leistung und Wirkungsgrad des Kraftwerks unter realistischen bautechnischen und meteorologischen Bedingungen zu untersuchen. Hierzu wurde ein Kamin mit 195 m Höhe und 10 m Durchmesser

gebaut, umgeben von einem Kollektor mit 240 m Durchmesser. Die Anlage war mit einer umfangreichen Messdatenerfassung ausgerüstet. Über 180 Sensoren registrierten im Sekundenrhythmus das gesamte Anlagenverhalten. Die Hauptabmessungen und technischen Daten der Anlage sind in Tabelle 1 aufgeführt.

Tabelle 1: Hauptabmessungen und technische Daten des Prototyps in Manzanares.

Turmhöhe:	194,6 m
Turmradius:	5,08 m
mittlerer Kollektorradius:	122,0 m
mittlere Dachhöhe:	1,85 m
Anzahl Turbinenblätter:	4
Turbinenblattprofil:	FX W-151-A
Schnellaufzahl:	10
Betriebsarten:	Inselbetrieb oder Netzbetrieb
typischer Temperaturanstieg im Kollektor:	$\Delta T = 20 \text{ K}$
Nennleistung:	50 kW
Kunststoffmembran-Kollektor-Fläche:	40'000 m ²
Glasdach-Kollektor-Fläche:	6'000 m ²

Der Prototyp in Manzanares war für eine Versuchsdauer von etwa 3 Jahren ausgelegt und sollte danach wieder beseitigt werden. Deshalb wurde sein Kamin als abgespannte Trapezblechröhre konzipiert, die nach Beendigung des Experiments wiederverwertbar sein sollte. Die Blechstärke betrug nur 1,25 mm (!), die Sickenntiefe 150 mm; die Bleche waren in vertikaler Richtung im Abstand von 8,6 m gestoßen und alle 4 m durch außenliegende Fachwerkträger ausgesteift. Die Röhre lagerte 10 m über Grund auf einem Ring, der so von acht dünnen Rohrstützen unterstützt war, dass die warme Luft am Kaminfuß fast ungestört einströmen konnte. Als strömungsgünstig geformter Übergang zwischen dem Vordach und dem Kamin diente ein vorgespannter Membranmantel aus kunststoffbeschichtetem Gewebe (**Abb. 12**).

Der Kamin war in der Höhe vierfach und in drei Richtungen mit preisgünstigen dünnen Stahlstangen zu Fundamenten hin abgespannt. Die für solche Bauweisen sonst üblichen Abspannseile oder gar eine frei stehende Betonröhre waren in dem vorgegebenen Kostenrahmen nicht unterzubringen.

Die Montage der Blechröhre des Prototyps wurde mit einem eigens dafür entwickelten Takthebeverfahren ausschließlich vom Boden aus durchgeführt. Die Röhre wurde abschnittsweise mit hydraulischen Pressen angehoben, und gleichzeitig wurden die Abspannungen nachgezogen. Damit sollte gezeigt werden, dass auch hohe Türme mit wenigen Fachkräften gebaut werden können.

Natürlich kommt für ein großes, auf lange Lebensdauer ausgelegtes Aufwindkraftwerk diese bewusst temporäre Bauweise nicht in Frage. Unter realistischen Bedingungen wird der Kamin in aller Regel aus Stahlbeton hergestellt werden.

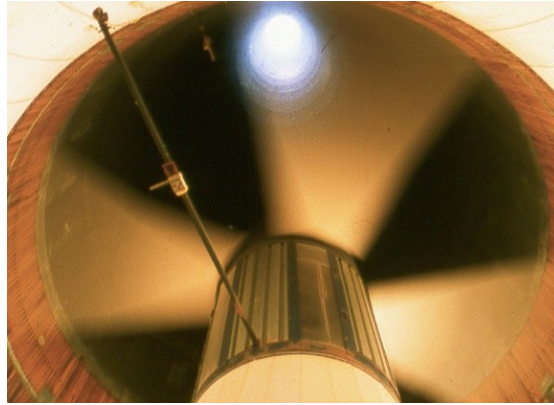


Abb. 12: Turbine der Prototypanlage in Manzanares.

Das Kollektordach eines Aufwindkraftwerks muss nicht nur transluzent sein, es muss auch langlebig und dabei kostengünstig sein. Verschiedene Kunststofffolien und Glas wurden für den Kollektor ausgewählt, um experimentell zu ermitteln, welches Material am besten und langfristig am kostengünstigsten ist (**Abb. 13** und **Abb. 14**). Glas widerstand auch schweren Stürmen während vieler Jahre ohne Schäden und erwies sich als selbstreinigend; gelegentliche Regenschauer reichen aus.



Abb. 13: Glaskollektor des Prototyps in Manzanares, Spanien.

Die Plastikmembranen sind in Profilen geklemmt und in der Mitte zum Boden mittels einer Kunststoffplatte mit Drainageöffnung abgespannt. Die Investitionskosten für einen Folienkollektor sind niedriger als für einen Glaskollektor; allerdings versprödeten die Membranen im Lauf der Zeit

und neigten zur Rissbildung. In den letzten Jahren erzielte Materialverbesserungen reichen wahrscheinlich aus, diese Nachteile zu beseitigen.

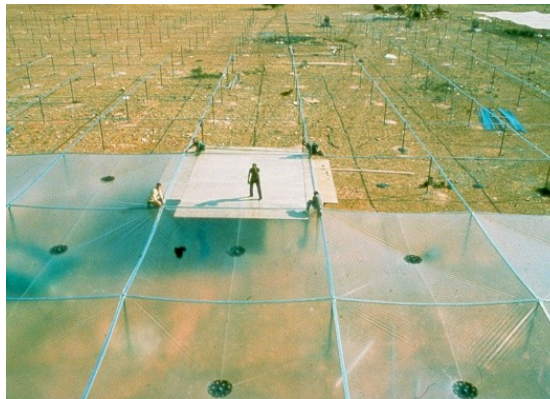


Abb. 14: Montage des Kunststoffmembran-Kollektordachs.

Nach dem Abschluss der Bauphase 1982 begann die Experimentierphase, deren Zielsetzung es war, das Funktionsprinzip des Aufwindkraftwerks zu demonstrieren. Die Ziele waren im Einzelnen (1) Daten über den Wirkungsgrad der neu entwickelten Technologie zu erhalten, (2) den vollautomatischen Kraftwerksbetrieb bei hoher Zuverlässigkeit zu demonstrieren und (3) das Betriebsverhalten und die physikalischen Zusammenhänge basierend auf Langzeit-Messreihen aufzuzeichnen und zu analysieren.

In **Abb. 15** sind die wesentlichen Betriebsdaten, d. h. Solarstrahlung, Aufwindgeschwindigkeit und elektrische Leistung, für einen typischen Tag dargestellt. Auf zwei Dinge soll hier hingewiesen werden: Erstens, dass für diese kleine Anlage ohne zusätzlichen thermischen Speicher die elektrische Leistung während des Tages eng mit der Solarstrahlung korreliert (**Abb. 16**), und zweitens, dass dennoch während der Nacht ein Auftrieb herrscht, der zur Stromerzeugung während einiger Nachtstunden genutzt werden kann (**Abb. 15**).

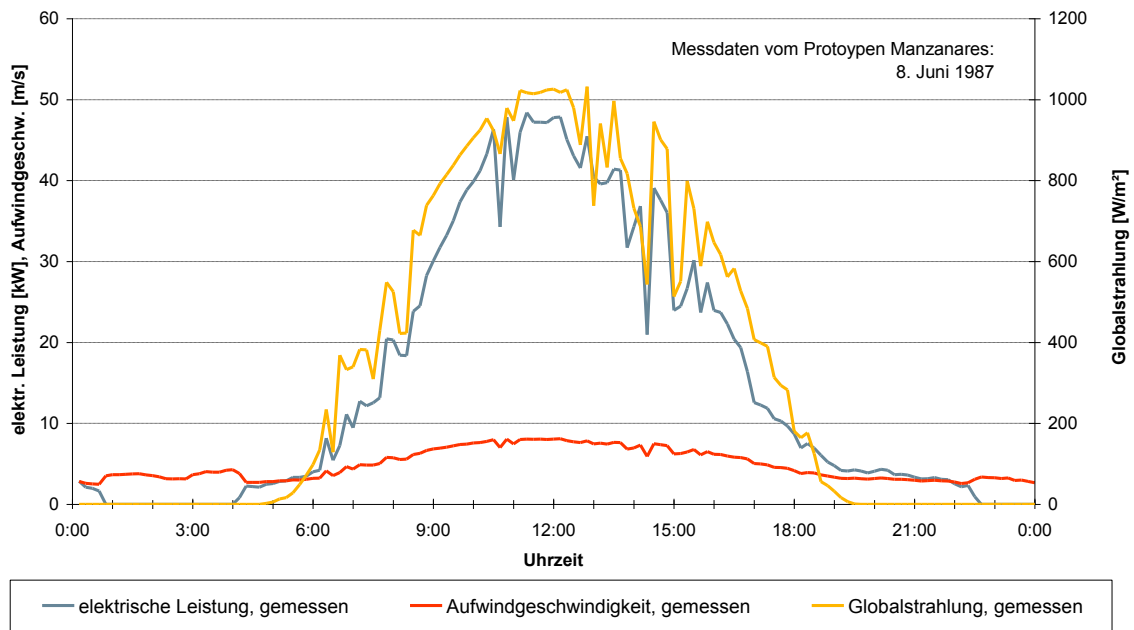


Abb. 15: Messergebnisse aus Manzanares: Aufwindgeschwindigkeit und elektrische Leistung für einen typischen Tag.

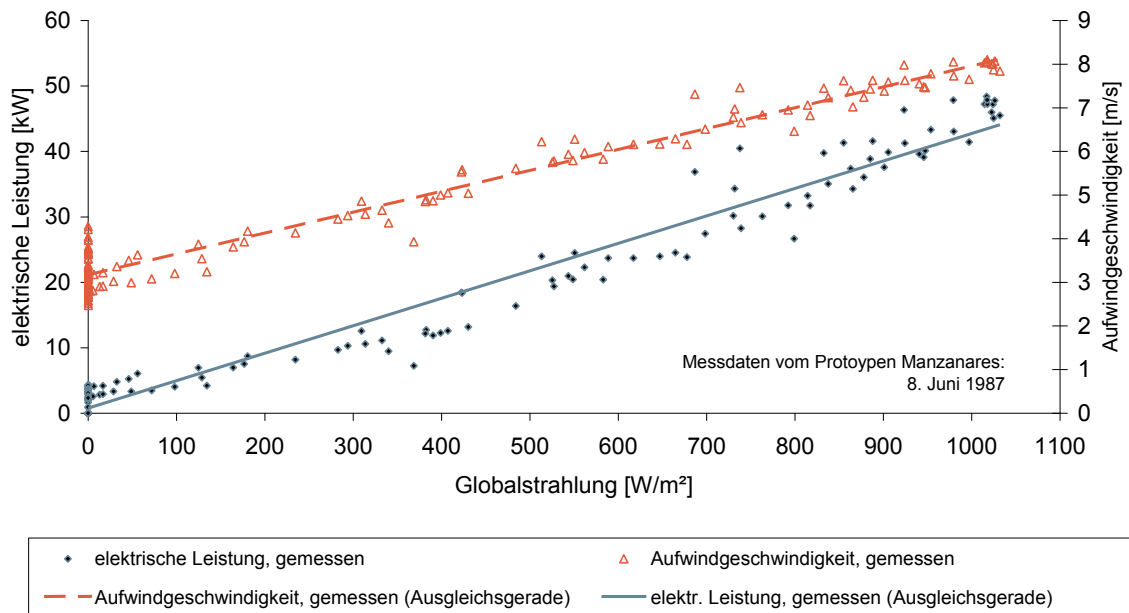


Abb. 16: Zusammenhang zwischen Solarstrahlung und Leistung für den Prototypen in Manzanares.

Mit zunehmender Anlagen- und damit Kollektorgröße, d. h. mit zunehmender thermischer Trägheit des Systems, nimmt dieser Effekt zu, wie anhand der Simulationsergebnisse für Großanlagen zu sehen ist.

1987 war die Anlage für insgesamt 3'197 Stunden in Betrieb, was einer mittleren täglichen Betriebszeit von 8,8 h entspricht. Sobald die Strömungsgeschwindigkeit einen bestimmten Wert, typischerweise 2,5 m/s überschritt, startete die Anlage automatisch und synchronisierte sich mit dem Stromnetz.

Diese Ergebnisse zeigen, dass das System und seine Komponenten verlässlich sind und die Gesamtanlage zu einem sehr zuverlässigen Betrieb in der Lage ist.

Um zu einem soliden Verständnis der physikalischen Beziehungen und Sensitivitäten zu gelangen sowie mögliche Ansatzpunkte zur Verbesserung zu identifizieren, wurde ein Computersimulationsmodell entwickelt, das die einzelnen Komponenten, ihr Leistungsverhalten und ihre dynamische Wechselwirkung beschreibt. Es basiert auf der Finite-Volumen-Methode und berücksichtigt die Erhaltungsgleichungen für Energie, Impuls und Masse. Das Simulationsprogramm beinhaltet eine Abbildung des Kollektorverhaltens gemäß der bewährten Solarkollektor-Theorie (DUFFIE und BECKMAN 1991), die um die Berücksichtigung der Wärmespeicherung im Boden – und falls erforderlich in Wasserschläuchen – erweitert wurde. Die Strömungsverhältnisse in Kollektor, Turbine und Turm werden unter Berücksichtigung der Reibungsdruckverluste berechnet. Für diese Rechnungen werden etablierte Verfahren verwendet (VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE 1998), und wo dies als nicht ausreichend oder anwendbar erscheint, werden experimentelle Ergebnisse und Windkanalmessungen verwendet. Das Turbinenverhalten wird basierend auf den Computer-Fluiddynamikrechnungen (CFD) des Instituts für Fluiddynamik und Hydraulische Strömungsmaschinen der Universität Stuttgart abgebildet.

Das Simulationsmodell wurde anhand der Messergebnisse verifiziert und seine Genauigkeit überprüft. Heute ist es ein Entwicklungswerkzeug, das alle bekannten relevanten physikalischen Effekte berücksichtigt, und mit dessen Hilfe das thermodynamische Verhalten großer Aufwindkraftwerke unter gegebenen Wetterbedingungen abgebildet werden kann (HAAF 1984; WEINREBE und SCHIEL 2001).

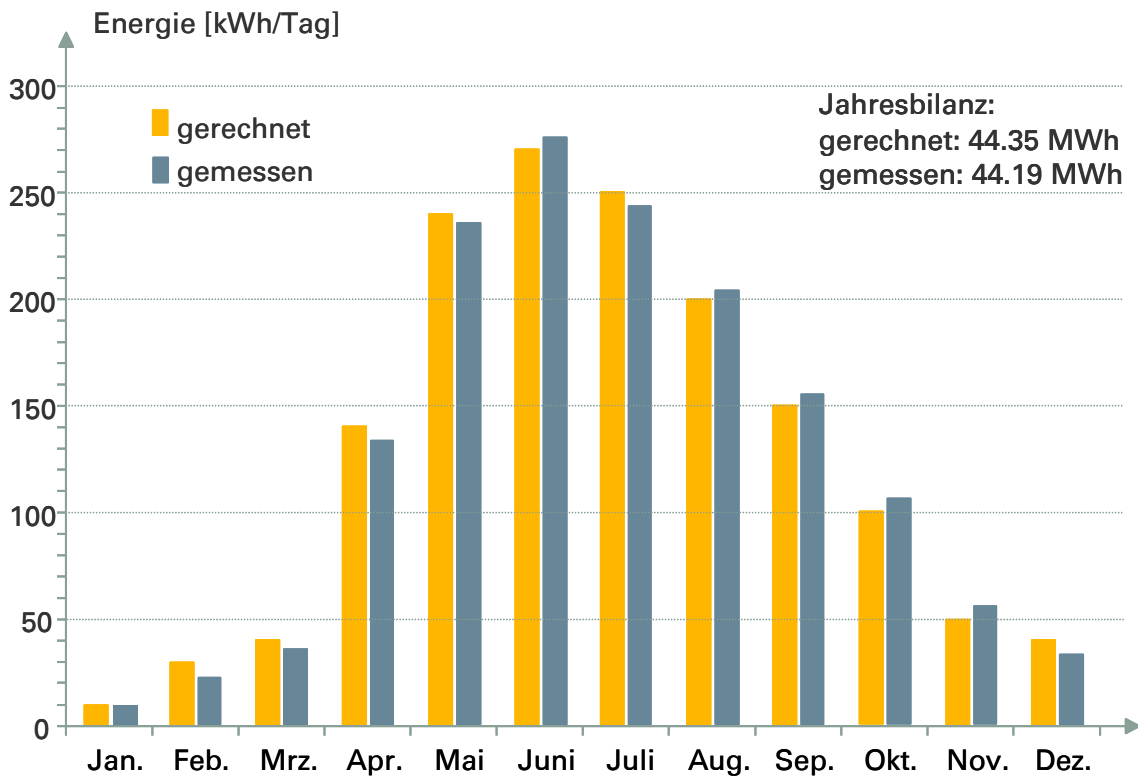


Abb. 17: Vergleich von gemessener und berechneter monatlicher Stromerzeugung für Manzanares.

Abb. 17 zeigt einen Vergleich zwischen gemessenem und berechnetem durchschnittlichen monatlichen Energieertrag. Die gute Übereinstimmung zwischen theoretischen und gemessenen Werten ist deutlich.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die thermodynamischen Prozesse in einem Aufwindkraftwerk gut verstanden sind und die Rechenmodelle einen Reifegrad erlangt haben, der die präzise Abbildung des Anlagenverhaltens unter gegebenen meteorologischen Bedingungen erlaubt.

6 Große Aufwindkraftwerke

Detaillierte Untersuchungen unterstützt von umfangreichen Windkanalexperimenten zeigen, dass die thermodynamischen Berechnungen für Kollektor, Turm und Turbine auch zuverlässig auf Großanlagen übertragbar sind.

6.1 Übertragbarkeit auf Großanlagen

Trotz großer Unterschiede zwischen der Pilotanlage in Manzanares und z. B. der projektierten 200 MW-Anlage hinsichtlich Fläche und Volumen sind dennoch die thermodynamischen Kenngrößen in beiden Fällen erstaunlich ähnlich: Zieht man den Temperaturanstieg und die Strömungsgeschwindigkeit im Kollektor als Beispiel heran, so ergeben sich für Manzanares ein gemessener Temperaturanstieg von bis zu 17 K und eine Windgeschwindigkeit von bis zu 12 m/s, während die berechneten Durchschnittswerte für eine 200 MW-Anlage 18 K bzw. 11 m/s betragen.

Deshalb werden Messergebnisse aus Manzanares und Aufwindkraftwerk-Simulationsprogramme (WEINREBE 2000) herangezogen, um Großanlagen mit Ausgangsleistungen bis 200 MW auszulegen. In **Abb. 18** sind die Ergebnisse einer derartigen Simulationsrechnung dargestellt. Zu sehen sind für jede Jahreszeit ein Zeitraum von vier Tagen. Diese Anlage ohne zusätzlichen Wärmespeicher arbeitet rund um die Uhr, wenn auch bei reduzierter Ausgangsleistung in der Nacht, insbesondere im Winter.

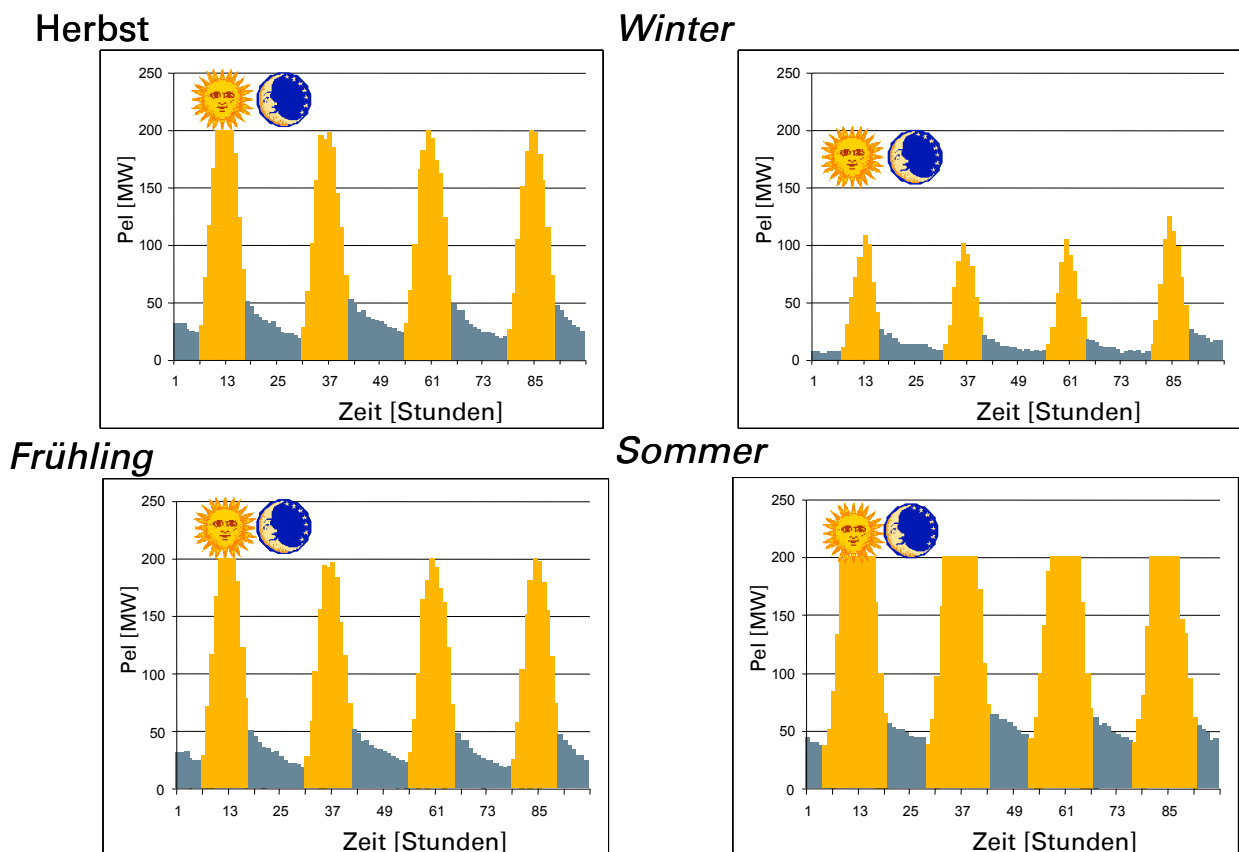


Abb. 18: Simulationsergebnisse für die Strombereitstellung eines 200 MW Aufwindkraftwerks zur Spitzenlast-Strombereitstellung ohne zusätzlichen thermischen Speicher (z. B. um den Energiebedarf für Klimatisierung zu decken). Es handelt sich um einen Standort mit sehr ausgeprägten Jahreszeiten.

6.2 *Technologie*

Die Bauweise mit Hängebändern, die sich in Manzanares bewährt hatte, ist auch für Großanlagen verwendbar. Der Windsog kann allerdings das Eigengewicht der leichten Hängekonstruktion ausgleichen, so dass sie nach oben durchschlägt (was sie in Manzanares, ohne Schaden zu nehmen, auch tat). Insbesondere an Standorten mit hohen Lohn- und relativ dazu niedrigen Stahlkosten kann es deshalb richtig sein, statt Hängebändern einfache Biegeträger einzusetzen.

Türme mit einer Höhe von 1'000 m stellen eine Herausforderung dar, sie können aber heute gebaut werden. Der CN Tower in Toronto ist knapp 600 m hoch, das Teipei 101-Hochhaus in Taiwan über 500 m, und es gibt ernsthafte Pläne für 2'000 m hohe Wolkenkratzer im erdbebengeplagten Japan. Für ein Aufwindkraftwerk ist lediglich ein einfacher Hohlzylinder erforderlich. Er ist nicht sonderlich schlank, und die Anforderungen sind gegenüber bewohnten Gebäuden deutlich reduziert.

Es gibt verschiedene Bauweisen, einen derartigen Turm zu bauen: Freistehende Stahlbetonröhren, abgespannte Stahlblechröhren oder Kabelnetzbauweisen mit einer Verkleidung aus Blechen oder Membranen. Die Berechnungsverfahren hierfür sind alle bekannt und wurden für Kühltürme bereits verwendet. Es sind keine Neuentwicklungen erforderlich.

Detaillierte statische/strukturmechanische Untersuchungen ergaben, dass es sinnvoll ist, den Turm in mehreren Ebenen mit Litzenbündeln in der Form von Speichenrädern auszusteifen, so dass kleinere Wandstärken ausreichen. Dies stellt vielleicht die einzige wirkliche Neuerung von Aufwindkraftwerken gegenüber bestehenden Bauwerken dar.

Im Bereich der mechanischen Auslegung konnte in weiten Teilen auf Erfahrungen aus dem Bereich der Wasserkraftwerke und Windkraftanlagen, Kühlturmtechnologie, Windkanalventilatoren und des Betriebs der Anlage in Manzanares zurückgegriffen werden. Wenn auch zunächst eine einzelne Vertikalachsentrurbine in der Turmröhre als die naheliegendste Lösung erscheint, gehen doch die aktuellen Kostenabschätzungen von einer größeren Anzahl von Horizontalachsentrurbinen aus, die am Übergang zwischen Kollektor und Turm konzentrisch um den Turm angeordnet sind. Dadurch können Turbinen üblicher Abmessungen verwendet werden.

6.3 *Optimierung*

Der Energieertrag eines Aufwindkraftwerks ist proportional zur Globalstrahlung, der Kollektorfläche und der Turmhöhe. Es gibt kein physikalisches Optimum. Die optimalen Abmessungen können nur errechnet werden, wenn spezifische Komponentenkosten (Kollektor, Turm, Turbine) für den jeweiligen Standort bekannt sind. So werden also Anlagen unterschiedlicher Abmessungen für

unterschiedliche Standorte gebaut werden – jeweils zu minimalen Kosten: Ist die Kollektorfläche billig und Stahlbeton teuer, dann wird man einen großen Kollektor und einen vergleichsweise kleinen Turm bauen, und wenn der Kollektor teuer ist, wird man einen kleineren Kollektor und einen großen Turm bauen.

Tabelle 2 gibt einen Überblick über die typischen Abmessungen von Aufwindkraftwerken. Die Zahlen basieren auf international üblichen Material- und Baukosten. Die Kosten für ungelernete Arbeitskräfte sind mit 5 €/h angesetzt.

Tabelle 2: Typische Abmessungen und Strombereitstellung ausgewählter Aufwindkraftwerke.

Nennleistung	MW	5	30	100	200
Turmhöhe	m	550	750	1'000	1'000
Turmdurchmesser	m	45	70	110	120
Kollektordurchmesser	m	1'200	2'900	4'300	7'000
Strombereitstellung ^A	GWh/a	14	99	320	680
^A an einem Standort mit einer Globalstrahlungssumme von 2'300 kWh/(m ² a)					

6.4 Wirtschaftlichkeit

Basierend auf spezifischen Kosten und den Abmessungen aus **Tabelle 2** wurden die Investitionskosten ermittelt. Zusammen mit den errechneten Jahresenergieerträgen aus Simulationsrechnungen werden damit finanzmathematisch gemittelte Stromgestehungskosten (im Folgenden kurz als ‚Stromgestehungskosten‘ bezeichnet) errechnet, zunächst für einen Kapitalzinsfuß von 6% und eine Abschreibungsdauer von 30 Jahren (Tabelle 3).

Aus **Tabelle 3** geht klar hervor, dass die Stromgestehungskosten für ein kleines Aufwindkraftwerk mit 5 MW Nennleistung vergleichsweise hoch sind, vergleichbar etwa denen einer Photovoltaikanlage. Mit zunehmender Anlagengröße geht eine signifikante Reduktion der Stromgestehungskosten einher, im angeführten Beispiel auf 0,07 €/kWh für die 200 MW-Anlage, wieder bei einem Kapitalzinsfuß von 6% und 30 Jahren Abschreibungsdauer.

Tabelle 3: Investitions- und Stromgestehungskosten.

Nennleistung	MW	5	30	100	200
Turmkosten	Mio. €	19	49	156	170
Kollektorkosten ^A	Mio. €	10	52	117	273
Turbinenkosten	Mio. €	8	32	70	123
Engineering, Tests, Verschiedenes.	Mio. €	4	16	40	40
Summe	Mio. €	42	149	383	606
Annuität auf Investitionskosten	Mio. €/a	3,0	10,8	27,8	44,0
Betriebs- und Wartungskosten	Mio. €/a	0,2	0,7	1,9	3,0
Stromgestehungskosten ^B	€/kWh	0,24	0,12	0,09	0,07
^A Kostenansatz für ungelernte Arbeiter 5 €/h					
^B bei einem Zinssatz von 6% und einer Abschreibungsdauer von 30 Jahren					

Um den Einfluss der Finanzierungsparameter Zinsfuß und Abschreibungsdauer zu verdeutlichen, wird für sie eine Parametervariation durchgeführt (**Abb. 19**). Die obere Grenze mit den höheren Stromgestehungskosten entspricht einer Abschreibungsdauer von 20 Jahren, die untere Grenze einer Abschreibungsdauer von 30 Jahren.

Wie erwartet werden die Stromgestehungskosten des kapitalintensiven Aufwindkraftwerks vom Zinsfuß dominiert. Auch die Abschreibungsdauer hat einen signifikanten Einfluss. Mit einem Zinsfuß von 12% und einer Abschreibungsdauer von 20 Jahren ergeben sich für die 200 MW-Anlage Stromgestehungskosten von 0,12 €/kWh. Kann die Finanzierung mit einem Zinsfuß von 6% und 40 Jahren Abschreibungsdauer realisiert werden, so halbieren sich die Stromgestehungskosten auf 0,06 €/kWh.

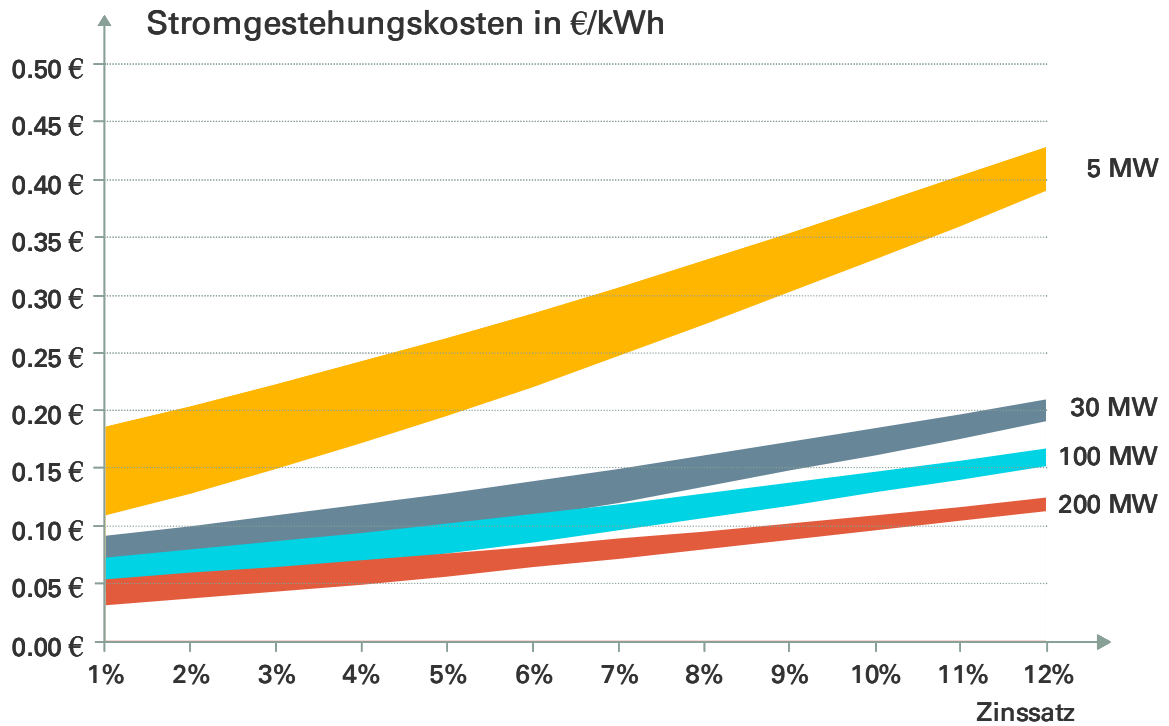


Abb. 19: Stromgestehungskosten in Abhängigkeit vom Zinsfuß. Obere Grenze: Abschreibungsdauer 20 Jahre, untere Grenze: Abschreibungsdauer 40 Jahre.

Stromgestehungskosten

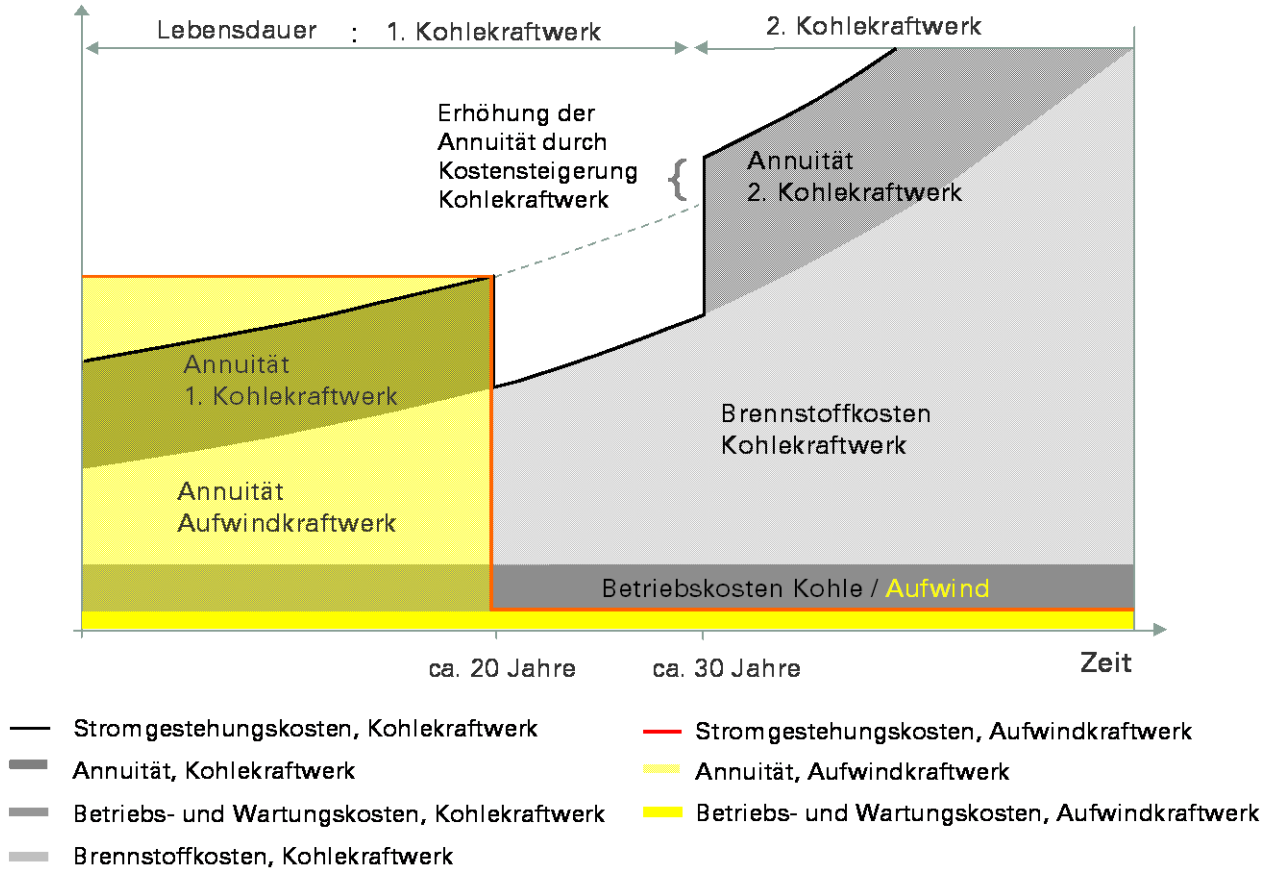


Abb. 20: Grundsätzlicher Vergleich der Stromgestehungskosten für ein Aufwindkraftwerk und für ein Kohlekraftwerk.

In **Abb. 20** ist nun ein allgemeinerer, eher prinzipieller Vergleich der Stromgestehungskosten von Aufwindkraftwerk und Kohlekraftwerk dargestellt. Zu sehen ist der zeitliche Verlauf über rund 50 Jahre der jeweiligen Annuitäten der Investitionskosten, der Verlauf der Betriebskosten sowie der resultierenden Stromgestehungskosten. Der Darstellung liegt die berechtigte Annahme zu Grunde, dass die Brennstoffkosten für das Kohlekraftwerk im Zeitverlauf steigen.

Im ausgewählten Beispiel sind während der ersten Betriebsjahre die Stromgestehungskosten des Aufwindkraftwerks höher als die des Kohlekraftwerks. Die Lücke zwischen den Stromgestehungskosten wird im Zeitverlauf mit zunehmenden Brennstoffkosten kleiner. Nach 20 Jahren sind die Stromgestehungskosten gleich hoch. Dann sind in diesem Beispiel beide Kraftwerke bezahlt, es müssen also keine Annuitäten mehr bezahlt werden. Von diesem Zeitpunkt an erzeugt das Aufwindkraftwerk Strom zu sehr niedrigen Kosten, da nur noch Betriebskosten zu

bezahlen sind. Im Gegensatz dazu sind die Stromgestehungskosten des Kohlekraftwerks immer noch relativ hoch, da Brennstoffkosten anfallen.

In unserem Beispiel muss nach 30 Jahren ein neues Kohlekraftwerk gebaut werden, während das Aufwindkraftwerk nach wie vor in seiner ursprünglichen Konfiguration betrieben werden kann. Dadurch nimmt die Stromgestehungskostendifferenz zwischen Kohlekraftwerk und Aufwindkraftwerk weiter zu.

Die Stromgestehungskosten des Aufwindkraftwerks werden von der Kredittilgung dominiert, während sie bei fossil gefeuerten Kraftwerken von den Brennstoffkosten bestimmt werden.

Für das in **Abb. 20** dargestellte Beispiel wurden der Zinssatz und die Teuerung des Kohlepreises gezielt so gewählt, dass die berechneten Stromgestehungskosten nach der Abschreibungsdauer identisch sind. In Wirklichkeit kann es aber – je nach tatsächlichen Brennstoffkosten und Finanzierungsparametern – länger dauern, bis Kostenparität erreicht ist. Es kann aber auch bereits früher geschehen.

6.5 *Ökologische Kenngrößen*

Die beiden hier am meisten interessierenden Größen sind die Treibhausgasemissionen, ausgedrückt in CO₂-Äquivalenten, und die energetische Amortisationszeit (energy payback time).

Da kein Brennstoff verbrannt wird, gibt es auch keine Treibhausgasemissionen während des Betriebs des Aufwindkraftwerks. Allerdings müssen der Stromerzeugung mit Aufwindkraftwerken wegen des Baus der Anlage (aufgrund der Bereitstellung von Baumaterialien und des Betriebs der Baumaschinen) dennoch Treibhausgasemissionen angerechnet werden. Daher muss für einen fairen Vergleich verschiedener Kraftwerkstypen eine Lebenszyklusanalyse (life cycle assessment) durchgeführt werden, die alle mit Bau, Betrieb und Rückbau des Kraftwerks verbundenen Stoff- und Energieströme berücksichtigt („von der Wiege bis zur Bahre“). Dann werden die resultierenden Gesamtsummen durch die während der Betriebszeit vom Kraftwerk bereitgestellte elektrische Energie dividiert, um so zu spezifischen Kenngrößen, z. B. Gramm Treibhausgasemissionen je Kilowattstunde, zu gelangen (EUROPEAN COMMITTEE FOR STANDARDIZATION 1997).

Die Ergebnisse einer derartigen Lebenszyklusanalyse zeigen, dass die spezifischen Treibhausgasemissionen eines größeren Aufwindkraftwerks rund 60g/kWh_{el} betragen (DOS SANTOS BERNARDES 2004), verglichen mit den rund 1'000 g/kWh_{el} eines Kohlekraftwerks (MARHEINEKE 1998) also etwa 94% weniger!

Auch die Ergebnisse für die energetische Amortisationszeit oder *energy payback time*¹, definiert als die Zeitdauer, die ein Kraftwerk im Betrieb sein muss, um soviel Primärenergie einzusparen wie für Kraftwerksbau und Betrieb bis zu diesem Zeitpunkt eingesetzt wurden, sind sehr positiv: Nach rund drei Jahren hat sich ein Aufwindkraftwerk energetisch amortisiert. Ab dann, also für mindestens 50 weitere Jahre, ist es eine Nettoenergiequelle sauberer Elektrizität.

7 Zusammenfassung

Aufwindkraftwerke erzeugen aus direktem und diffusem Sonnenlicht elektrische Energie. Das Aufwindkraftwerk basiert auf einfachen physikalischen Prinzipien, seine Physik ist gut verstanden. Da der thermodynamische Wirkungsgrad der Anlage mit der Turmhöhe zunimmt, müssen solche Anlagen groß sein, um wettbewerbsfähige Stromgestehungskosten zu erzielen. Große Kraftwerke bedeuten hohe Investitionskosten, dies zu einem wesentlichen Teil wegen der Lohnkosten. Das wiederum schafft Arbeitsplätze, also eine hohe Wertschöpfung im Standortland, und vermeidet die umweltschädigende Verwendung schwindender fossiler Ressourcen. Es bedeutet auch den Wegfall devisenzehrender Importe von Kohle, Öl, Gas, was insbesondere den Entwicklungsländern hilft, indem Devisen freigesetzt werden.

Der Bau von Aufwindkraftwerken bedeutet keinen *Ressourcenverbrauch*, lediglich eine *Ressourcenbindung*. Aufwindkraftwerke bestehen im Wesentlichen aus Beton und Glas, das ist Sand und (selbsterzeugte) Energie; Aufwindkraftwerke können sich also in Wüsten selbst reproduzieren – eine wahrhaftig nachhaltige Energiequelle.

Dank

Besonderer Dank gilt dem damaligen deutschen Bundesministerium für Forschung und Technologie für die Förderung des Prototyps in Manzanares und den Kollegen im Büro von Schlaich Bergermann und Partner für die kontinuierliche Unterstützung der Solarenergiegruppe.

¹ Die Verwendung des Indikators “*energy payback time*” ist nur in Verbindung mit erneuerbaren Energien sinnvoll, da es nur mit diesen möglich ist, weniger erschöpfliche Energie aufzuwenden als elektrische Energie bereitgestellt wird. Fossile Kraftwerke (z. B. Kohle- und Kernkraftwerke) benötigen immer mehr erschöpfliche Primärenergie für Bau und Betrieb als sie an elektrischer Energie bereitstellen können (sonst müssten sie ja einen Wirkungsgrad > 1 besitzen).

Literatur

- CAMPBELL, COLIN J (2002A). "Ölwechsel", Deutscher Taschenbuch Verlag, München
- CAMPBELL, COLIN J (2002B) "Forecasting Global Oil Supply 2000 - 2050" in Hubbert Center Newsletter #2002/3, M. King Hubbert Center, Colorado School of Mines, Colorado, USA
- DOS SANTOS BERNARDES, M. A. (2004): Technische, ökonomische und ökologische Analyse von Aufwindkraftwerken. Forschungsbericht Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart
- DOS SANTOS BERNARDES, M.A., VOB, A., WEINREBE, G. (2004): Thermal and technical analyses of solar chimneys, Solar Energy, Vol 75, 6, pp 511-524, Elsevier, New York
- DUFFIE J.A. und BECKMAN W.A. (1991) Solar Engineering of Thermal Processes, 2nd edn. Wiley Interscience, New York.
- EUROPEAN COMMITTEE FOR STANDARDIZATION 1997: EN ISO 14040, Environmental Management - Life Cycle Assessment - Principles and Framework, Brüssel
- GANNON, A. J. und BACKSTRÖM, T.W. v.: "Solar tower Cycle Analysis with System Loss and Solar Collector Performance", Proceedings of Solar 2000: Solar Powers Life, Share the Energy., June 16-21 2000, Madison, USA, Pacheco J. E. and Thornbloom M. D. (eds), ASME, New York.
- GÜNTHER, H. (1931). In hundert Jahren – Die künftige Energieversorgung der Welt. Kosmos, Gesellschaft der Naturfreunde, Franckh'sche Verlagshandlung, Stuttgart.
- HAAF, W., FRIEDRICH, K., MAYR, G., AND SCHLAICH, J. (1983). "Solar Chimneys, Part I: Principle and Construction of the Pilot Plant in Manzanares." Solar Energy, 2, 3-20.
- HAAF, W. (1984). "Solar Chimneys, Part II: Preliminary Test Results from the Manzanares Pilot Plant." Solar Energy, 2, 141-161.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2002): "World Energy Outlook 2002" Chapter 13: Energy and Poverty, International Energy Agency, Paris, France.
- KREETZ, H. (1997). Theoretische Untersuchungen und Auslegung eines temporären Wasserspeichers für das Aufwindkraftwerk, Diplomarbeit, TU Berlin, Berlin.
- MARHEINEKE, T. ET AL. 1998: Total Greenhouse Gas Emissions from Electricity Generating Systems based on Fossil Fuels with Geographic Reference to Germany; International Atomic Energy Association (IAEA), Wien
- SCHLAICH, J., BERGERMANN, R., SCHIEL, W., WEINREBE, G. (2003): Design of Commercial Solar Tower Systems. Proceedings of ISEC 2003, March 15–18 2003, Hawaii.
- SCHLAICH, J. und SCHIEL, W (2001).: "Solar Chimneys", Encyclopedia of Physical Science and Technology, 3rd Edition, Academic Press, London.
- SCHLAICH, J., SCHIEL, W., FRIEDRICH, K., SCHWARZ, G., WEHOWSKY, P., MEINECKE, W., AND KIERA, M. (1990). "Abschlußbericht Aufwindkraftwerk, Übertragbarkeit der Ergebnisse von Manzanares auf größere Anlagen." BMFT-Förderkennzeichen 0324249D, Stuttgart.
- VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE (1998), VDI-Gesellschaft Verfahrenstechnik und Chemieingenieurwesen (GVC), VDI-Wärmeatlas, Springer-Verlag, Berlin.

WEINREBE, G. (2000). Solar Chimney Simulation. Proceedings of the IEA SolarPACES Task III Simulation of Solar Thermal Power Systems Workshop, 28th and 29th Sept. 2000, Cologne.

WEINREBE, G. und SCHIEL, W. (2001). "Up-Draught Solar Tower and Down-Draught Energy Tower – A Comparison". Proceedings of the ISES Solar World Congress 2001, Adelaide, Australia.