Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association suisse des électriciens, de l'Association des entreprises électriques suisses

Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen

Band: 76 (1985)

Heft: 10

Artikel: Studie über die Möglichkeiten eines solarthermischen Kraftwerkes im Val Maroz

Autor: Fricker, H. W.

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-904609

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Mehr erfahren

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. En savoir plus

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. Find out more

Download PDF: 09.12.2025

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, https://www.e-periodica.ch

Studie über die Möglichkeiten eines solarthermischen Kraftwerkes im Val Maroz

H.W. Fricker

Die vorliegende Studie wurde im Auftrag des Elektrizitätswerkes der Stadt Zürich vom Konsortium SOTEL durchgeführt. Sie gab dem Konsortium die willkommene Gelegenheit, frühere Arbeiten zu vertiefen, indem durch Vorgabe eines konkreten Standortes alle meteorologischen und baulichen Gesichtspunkte sehr viel konkreter behandelt, neueste Erkenntnisse von internationalen Forschungsarbeiten berücksichtigt und ein Konzept für einen neuartigen, den alpinen Bedingungen angepassten Luft-Receiver entwickelt werden konnten.
Die Studie hat ermutigende Resultate gebracht: Die Stromgestehungskosten sind zwar kommerziell gesehen zu hoch, bestätigen aber frühere Voraussagen; bei einer grösseren Anlage an einem günstigeren Standort könnten Werte von etwa 30 Rp./kWh erwartet werden.

La présente étude a été réalisée par le consortium SOTEL, à la demande du Service d'Electricité de la Ville de Zurich (EWZ). Cette initiative bienvenue a donné au consortium la possibilité d'approfondir des travaux préalables. Du fait qu'un emplacement précis a été fixé, il a été possible de traiter beaucoup plus concrètement les aspects concernant les conditions météorologiques et la construction même, de prendre en compte des connaissances nouvelles fournies par des travaux de recherche internationaux et de développer un concept d'un type nouveau pour un «air-receiver» adapté aux conditions alpines. L'étude a apporté des résultats encourageants: bien que les coûts de production soient toujours trop élevés sur le plan commercial, ils confirment des prévisions antérieures selon lesquelles des valeurs d'environ 30 ct./kWh peuvent être espérées avec une installation plus grande construite sur un site plus avantageux.

Adresse des Autors
H.W. Fricker, Gebr. Sulzer Aktiengesellschaft, 8401 Winterthur

1. Einleitung

In den vergangenen Jahren wurden in verschiedenen Arbeiten die Möglichkeiten der solarthermischen Stromerzeugung in der Schweiz untersucht [1], [2], [3]. Die vorliegende, im Auftrag des Elektrizitätswerkes der Stadt Zürich (EWZ) durchgeführte Studie gab dem Konsortium SOTEL die willkommene Gelegenheit, die früheren Untersuchungen erheblich zu vertiefen.

Das Konsortium dankt dem EWZ für das Ermöglichen dieser Studie. Obwohl die Weiterverfolgung des konkreten Projektes nicht empfohlen werden kann, ist das Konsortium aufgrund der positiven Ergebnisse der Untersuchung entschlossen, die Vorarbeiten für das erste schweizerische solarthermische Kraftwerk weiter voranzutreiben. Die Motivationen dazu sind unverändert

- der Wille, eine Entwicklung zu verfolgen, welche für die Schweizer Industrie eine gute Exportchance bieten könnte, und
- die Möglichkeit, einen willkommenen - wenn auch vermutlich bescheiden bleibenden - Beitrag an die einheimische Stromerzeugung zu leisten, vorausgesetzt, die Kosten können genügend gesenkt werden.

Folgende Partner des Konsortiums SOTEL haben an dieser Untersuchung massgebend mitgewirkt:

- Atlantis Energie AG, Gümligen
- Brown Boveri & Cie AG, Baden
- Eidg. Institut für Reaktorforschung, Würenlingen
- Elektrowatt Ingenieurunternehmung AG, Zürich
- Minikus, Witta & Partner, Zürich
- Motor-Columbus Ingenieurunternehmung AG, Baden
- Suiselectra, Ingenieurunternehmung AG, Basel
- Gebrüder Sulzer AG, Winterthur

2. Elemente eines solarthermischen Kraftwerkes

Ein thermisches Solarkraftwerk der Turmbauweise mit zentralem Receiver besteht im wesentlichen aus folgenden Teilen:

- einem Feld, auf dem in geeigneter Art die Heliostaten aufgestellt sind;
- den Heliostaten, d.h. Spiegelgruppen, die so der Sonne nachgesteuert werden, dass ihre Reflexion in den sog. Receiver trifft;
- dem Receiver (Empfänger), wo die konzentrierte Strahlung in Wärme umgewandelt und einem geeigneten Medium übertragen wird;
- dem Turm, auf dem der Receiver zum Erreichen günstiger Spiegelungswinkel aufgestellt wird;
- der Wärmekraftanlage zur Umwandlung thermischer Energie in Elektrizität;
- den nötigen Gebäuden und Erschliessungsanlagen.

3. Heliostatenfeld

Grundsätzlich kommen im Val Maroz zwei Standorte in Frage. Da der eine aber ein relativ kleiner Talkessel ist, der einen sehr hohen Turm erfordern würde, wurde für weitere Arbeiten nur der Mäder-Südhang betrachtet. Seine mittlere Höhenlage ist etwa 2200 m ü.M., was gute Sonneneinstrahlung bedeutet; zudem wird kein Turm benötigt, weil Receiver und Kraftanlage auf dem gegenüberliegenden Nordhang auf Grund gebaut werden können.

Nachteilig sind die teilweise Beschattung im Winter durch die südlich liegende Bergkette sowie der relativ schlechte Baugrund.

Das Heliostatenfeld wurde so gross wie möglich gewählt, siehe Figur 1. Seine untere Begrenzung ist gegeben durch die Beschattung; die seitlichen

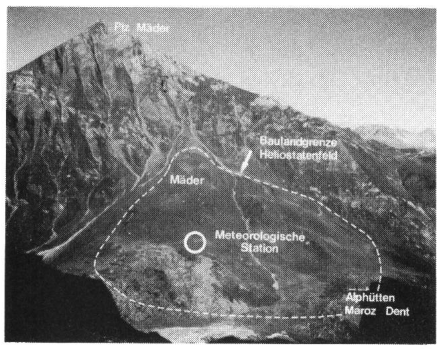


Fig. 1 Der Berghang Mäder als geeignetster Standort für ein Solarkraftwerk im Val Maroz

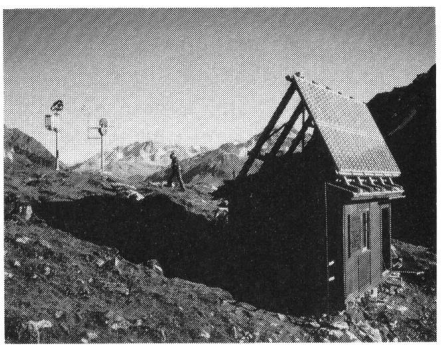


Fig. 3 Meteorologische Station im Val Maroz

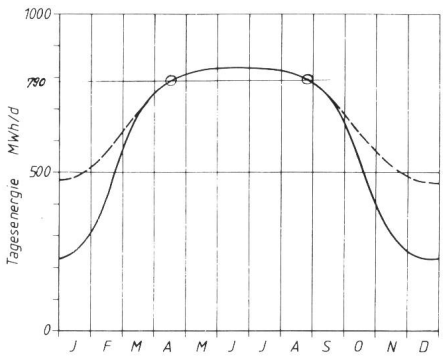


Fig. 4 Energieertrag des Heliostatenfeldes bei wolkenlosem Himmel im Jahresverlauf. Der starke Abfall in den Wintermonaten ist sowohl auf die kurze Sonnenscheindauer wie auf die Beschattung durch die Bergketten im Süden zurückzuführen. Ohne diese Bergkette würde ein Ertrag laut gestrichelter Kurve erzielt.

und oberen Begrenzungen ergeben sich entweder aus der Steilheit des Baugrundes oder wegen Steinschlag- und Lawinengefahr. Die so definierte Feldgrösse ist etwa 430 000 m²; die mittlere Hangneigung beträgt rund 20 Grad.

Als Heliostat wurde den Untersuchungen ein Produkt der Firma Arco Solar, USA, zugrunde gelegt (Fig. 2); er weist eine Spiegelfläche von 95,1 m² auf und basiert auf einer mechanisch erprobten Struktur.

4. Meteorologische Daten

Die meteorologischen Daten des Standortes sind von entscheidender Bedeutung für die Auslegung und den Betrieb eines solarthermischen Kraftwerkes.

Vom Val Maroz existierten zu Beginn der vorliegenden Studie keine gemessenen meteorologischen Daten. Deshalb wurden vorab die benötigten Einstrahlungsdaten durch Übertragung von Messungen von Davos ins Val Maroz berechnet. Zum Vergleich dieser umgerechneten Strahlungsdaten mit Messungen wurde am Mäder-Hang eine meteorologische Station errichtet (siehe Fig. 3).

Die inzwischen vorliegenden Messergebnisse zeigen, wie zu erwarten ist, für einzelne Monate zum Teil grosse Abweichungen gegenüber dem gerechneten Normaljahr (siehe Tab. I).

Die Summe der gemessenen Direktstrahlung liegt etwas unter dem Erwartungswert. Es ist jedoch noch zu früh, aufgrund dieser ersten Messungen definitive Schlussfolgerungen zu ziehen. Es wird notwendig sein, diese Messungen über längere Zeit fortzusetzen. Für die vorliegende Untersuchung werden die berechneten Daten verwendet.

Die Berechnung der vom Heliostatenfeld gelieferten Leistungen und Energien wurde mit dem Programm Delsol detailliert durchgeführt. Dabei wurde das Feld in 10 Abschnitte aufgeteilt, was u.a. erlaubte, die untere Begrenzung der Feldfläche aufgrund der Energieerträge zu optimieren.

Die Rechnungen ergaben 1346 Heliostaten mit einer Spiegelfläche von 128 000 m². Die höchste Einstrahlleistung in den Receiver ist 90 MW. Die bei wolkenlosem Himmel eingestrahlte Energie während des Jahres zeigt Figur 4.

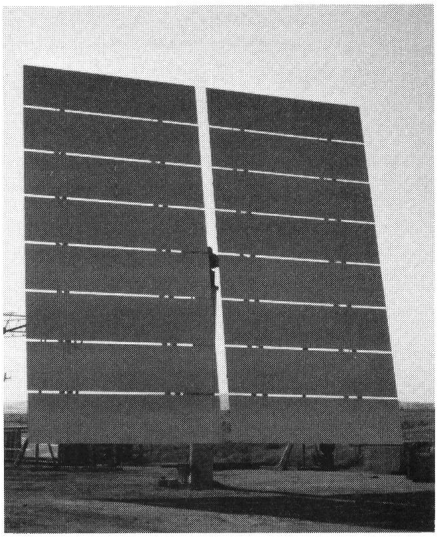


Fig. 2 Vorderseite des ARCO-Heliostaten. Spiegelfläche 95,1 m²

Berechnete und gemessene Werte der Direktstrahlung im Val Maroz Tabelle I

Monat	Monatssumme der direkten Strahlung kWh/m² Monat	
	berechnet für Normaljahr	gemessen 1984
Januar	47,1	25,0
Februar	68,9	65,2
März	105,0	112,0
April	130,9	150,5
Mai	127,4	41,4
Juni	126,5	154,5
Juli	159,8	186,1
August	143,8	100,5
September	138,1	122,1
Oktober	107,2	105,2
November	60,1	48,5
Dezember	41,8	47,2[1])
Total	1256,6	1158,2

[1]) Dezember 1983

5. Kraftwerk

5.1 Beschreibung des Systems

Die Umwandlung der vom Heliostatenfeld gelieferten Strahlungsenergie in elektrische Energie erfolgt über den Weg der thermischen Energie.

Im Receiver wird die Strahlungsenergie in Wärme überführt und diese dann in einer Wärmekraftmaschine zur Erzeugung mechanischer und anschliessend elektrischer Energie verwendet. Von den zahlreichen möglichen Systemen wurde ein indirekter, luftbeheizter Dampfkreislauf gewählt, siehe Figur 5.

Im Receiver erwärmen sich dunkle Absorberflächen durch die von den Heliostaten gebündelte Sonnenstrahlung. Umgebungsluft wird über diese Flächen gezogen und wird dabei auf 550 °C aufgeheizt. Diese Heissluft wird dann zum Dampferzeuger geleitet, wo sie durch Wärmeabgabe an verdampfendes Wasser auf 145 °C abgekühlt wird. Der erzeugte Dampf treibt die Turbine und diese den Generator.

Zwei elektrisch angetriebene Gebläse fördern die Luft durch die Anlageteile, wobei die Mengen durch Verändern der Drehzahl den gewünschten Leistungen angepasst werden. Die Klappen K1, K2 und K3 sind regelbar. Wenn der Receiver nicht in Betrieb ist, werden die Klappen K1 und K2 ge-

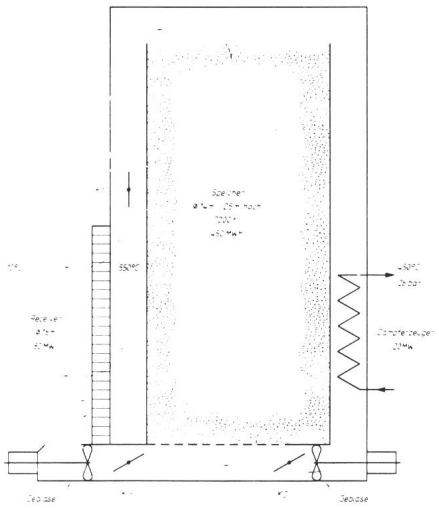


Fig. 5 Mit der im Receiver erhitzten Luft können sowohl ein Steinspeicher wie auch ein Dampferzeuger beheizt werden. Auch nachts kann Dampf erzeugt werden, indem dem Speicher durch Umkehrung der Strömungsrichtung Wärme entzogen wird

schlossen, um unerwünschte Luftströmungen zu unterbinden.

Bei guter Sonneneinstrahlung erzeugt der Receiver mehr Leistung, als Dampferzeuger und Turbogruppe verarbeiten können. Diese Überschussleistung heizt dann im Speicher Steine auf. Zu Zeiten schwächerer Besonnung oder nachts kann die so gespeicherte Energie zur Dampferzeugung wieder abgezogen werden. Es ist somit möglich, den Betrieb der Dampfturbine von den meteorologischen Bedingungen weitgehend unabhängig zu machen. Ebenso kann mit einem genügend grossen Speicher eine hohe Jahresbetriebsdauer der Turbogruppe erreicht werden.

Beim Betreiben verschiedener Versuchskraftwerke hat es sich gezeigt, dass eine zu straffe Kopplung der solaren Energieerzeugung mit dem Verbraucher wegen häufiger Lastwechsel zu grossen Energieverlusten und Schäden in den Anlageteilen führte. Das vorliegende System bringt die gewünschte Entkoppelung. Ebenso erlaubt es, die Energie mit einer relativ kleinen Turbomaschine zu verarbeiten.

Die Anordnung der einzelnen Kraftwerksteile zeigt Figur 6.

5.2 Receiver und Dampferzeuger

Der Receiver besteht aus einem Blechtrichter mit Einbauten. Die relativ schwache Strahlung an der Peripherie wird auf einem schwarzen Blechkonus absorbiert. Mit zunehmender Intensität nach dem Zentrum hin nimmt der Öffnungswinkel dieses Konus ab, so dass die Strahlung nur noch unter kleinem Winkel auftrifft, wodurch die Wärmeeinbringung pro Flächeneinheit Blech auf einen zulässigen Wert gebracht wird. Im hinteren Teil des Konus befindet sich der kreisförmige Zentralabsorber. Er besteht z.B. aus warmfestem Drahtgewebe, das durch die Solarstrahlung stark erhitzt wird. Die Kühlung der Drähte durch die darüberziehende Luft ist äusserst wirksam, weil die Wärmeübergangszahlen mit sinkendem Durchmesser zunehmen.

Die vom Kreislauf zurückströmende Kaltluft von 145 °C wird über einen Ringkanal um die Receiveröffnung eingeblasen. Dadurch gelingt es, einen Teil der Luft im quasi geschlossenen Kreislauf umzuwälzen und den Kreislaufwirkungsgrad zu verbessern.

Der Receiver hat einen Durchmesser von 16 m am Eintritt und von 5 m am Austritt, eine Länge von 20 m und wiegt etwa 130 t inklusive Tragkonstruktionen und thermischer Isolation. Die einzelnen Mantelbleche sind miteinander verschweisst und an Jochen aufgehängt. Damit können die Wärmedehnungen durch leichte Deformation der Querschnitte ohne grosse Spannungen aufgenommen werden.

Die heisse Luft strömt aus dem Receiver in einem senkrechten Kanal nach oben zum Speichereintritt oder seitlich zum Dampferzeuger.

Es ist ein Zwangsdurchlauf-Dampferzeuger vorgesehen. In eine Anzahl parallele, mäanderförmig gebogene Rohre tritt unten das Speisewasser ein und oben der Dampf aus. Die Luft strömt von oben nach unten über die Rohre, welche zur Verbesserung des Wärmeübergangs aussen berippt sind.

5.3 Speicher

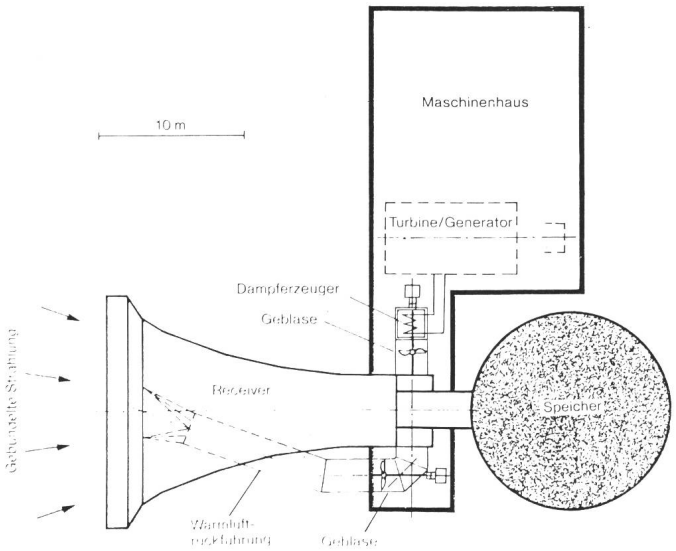
Der Speicher besteht aus einem Stahlzylinder von 14 m Durchmesser und 25 m Höhe und ist mit 7200 t Steinen aus der Umgebung gefüllt. Seine nutzbare Wärmekapazität beträgt 440 MWh, was für 22 Stunden Betrieb bei Vollast ausreicht. Die heisse Luft strömt von oben nach unten, wobei sie ihre Energie an die Steine überträgt, und tritt unten abgekühlt aus. Beim Entladen des Speichers wird die Strömungsrichtung umgekehrt, die Luft wird dann von unten nach oben geführt und erwärmt. Ein ähnlicher Speicher wurde in [4] beschrieben.

Die Temperaturverläufe im Speicher sind in Figur 7 dargestellt. Wesentlich dabei ist, dass die Übertragung der Wärme in einem relativ kleinen Höhenabschnitt stattfindet. Dies kann durch Wahl einer geeigneten Körnung erreicht werden: Je kleiner die Steine, desto rascher erfolgt die Wärmeübertragung, d.h. desto steiler wird der Anstieg der Temperatur.

Auf diese Weise gelingt es, einen grossen Teil der Speichermasse mit dem ganzen Lufttemperaturgefälle zu betreiben. Ebenso wird die Temperatur der austretenden Luft konstant auf dem Sollwert gehalten, bis der Speicher fast entleert bzw. gefüllt ist.

Dank seiner Grösse sind die thermischen Verluste des Speichers gering. Sie betragen etwa 70 kW bei heissem Speicher, was für die Gesamtbilanz fast vernachlässigbar ist.

Fig. 6
Anordnung der Kraftwerkkomponenten



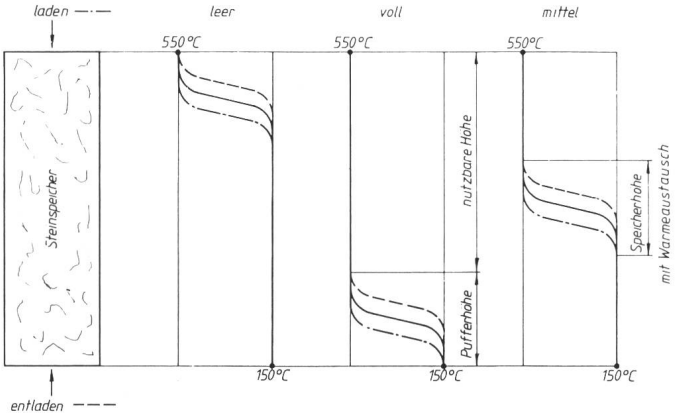


Fig. 7
Temperaturen im Speicher

5.4 Übrige Komponenten

Es ist eine serienmässige Dampfturbogruppe von 5,5 MW elektrischer Nettoleistung vorgesehen; 0,5 MW davon werden in der Anlage zur Dekkung des Eigenbedarfs benötigt. Wegen des knappen Wasserangebots ist ein Luftkondensator geplant. Der Betrieb der Anlage erfolgt ferngesteuert von der bestehenden Wasserkraftwerkszentrale Löbbia aus; dazu ist ein modernes Leitsystem nötig. Gebläse, Leitungen, Gebäude und weitere Anlagenteile sind dem Stand der Technik entsprechend.

Erwähnenswert ist jedoch, dass als notwendiger Ganzjahreszugang der Bau eines etwa 3,2 km langen Stollens von 2,5 m Durchmesser geplant ist. Für den Bau der Anlage wären zudem noch ein Ausbau der bestehenden Strasse von Casaccia bis Maroz Dora und der Bau von drei Seilbahnen (Maroz Dora–Maroz Dent, Maroz Dent–Receiver, Maroz Dent–Heliostatenfeld) vorgesehen.

6. Auslegungsdaten

Die wesentlichen Anlagungsdaten sind in Tabelle II zusammengefasst. Die Grössen der einzelnen Anlageteile sind so gewählt, dass bei schönem Wetter, am 14. April bzw. 28. August, die gesamte Anlage während 24 Stunden pro Tag Vollast fahren kann. Vor und nachher muss bei 24-h-Betrieb die Last reduziert werden. Zwischen diesen Daten kann bei schönem Wetter nicht die gesamte Energie verarbeitet werden; allerdings sind die Überschüsse, wie Figur 4 zeigt, nicht sehr beträchtlich.

Es sei hier betont, dass die vorliegende Konzeption der Anlage ein Resultat des besonderen Standortes und der Erfahrungen mit Versuchsanlagen ist.

Die Anforderungen des Standortes haben zum Luftkreislauf geführt, da bei Winterbedingungen ein flüssiggekühlter Receiver der Gefahr des Einfrierens bei Stillstandperioden ausgesetzt wäre, besonders bei einem Dampfreceiver.

Die an sich schon schwierige Fahrweise eines solchen Apparates würde dadurch noch weiter kompliziert. Die Möglichkeit, den auf dem Boden stehenden Receiver direkt mit einem grossen Speicher zu koppeln, tendierte ebenfalls stark in Richtung atmosphärischer Luft als Wärmeübertragungsmedium. Dadurch kann ein billiges Speichermaterial (Steine) in einem wegen der kleinen Differenzdrücke beherrschbaren Behälter verwendet werden.

Eine Erfahrung mit allen solarthermischen Versuchskraftwerken war, dass beim An- und Abfahren der thermischen Kreisläufe viel Zeit und Energie verlorengeht. Deshalb ist es wichtig, dass bei mittleren Wetterbedingungen eine genügende Speicherkapazität die durchgehende Fahrweise der Dampfanlage ermöglicht.

Im weiteren ist schon wegen der Fernbedienung der Anlage auf ein regeltechnisch einfaches Konzept zu achten, was mit dem Luftkreislauf erreicht wurde.

Abschätzungen haben ergeben, dass die thermische Trägheit des Luftkreislaufes gering ist. Es lassen sich Anfahrzeiten von kalt bis heiss von weniger als 30 Minuten erreichen. Dies ist sehr wichtig und erlaubt, auch bei teilweise bewölktem Wetter Energie zu gewinnen.

Auslegungsdaten (sonniger 14. April bzw. 28. August) Tabelle II

Heliostatenfeld	
Grundfläche	430 000 m²
Spiegelfläche	128 000 m²
Anzahl Heliostaten	1346
Spiegelfläche pro Heliostat	95,1 m²
Energielieferung pro Tag	790 MWh
Maximale Leistung am Mittag	90 MW
Receiver	
Ausgangsenergie pro Tag	711 MWh
Maximale Ausgangsleistung	82,8 MW
Lufttemperatur	Eintritt 75 °C, Austritt 550 °C
Luftmenge	166 kg/s
Speicher	
Ladeluftmenge	119 kg/s
Lufttemperatur	Eintritt 550 °C, Austritt 150 °C
Installierte Speichermasse	7200 t
Volumen	3600 m³
Abmessungen	14 m Durchmesser, 25 m hoch
Theoretische Speicherenergie	660 MWh
Nutzbare Speicherenergie	440 MWh
Dampferzeuger	
Speisewasser	30 bar, 39 °C
Dampf	26 bar, 455 °C
Dampfmenge	6,3 kg/s
Leistung	20,1 MW
Lufttemperatur	Eintritt 550 °C, Austritt 145 °C
Luftmenge	47 kg/s
Dampfturbogruppe	
Elektrische Leistung	5,5 MW
Dampf	6,3 kg/s 25 bar, 450 °C
Kondensat	0,07 bar, 39 °C

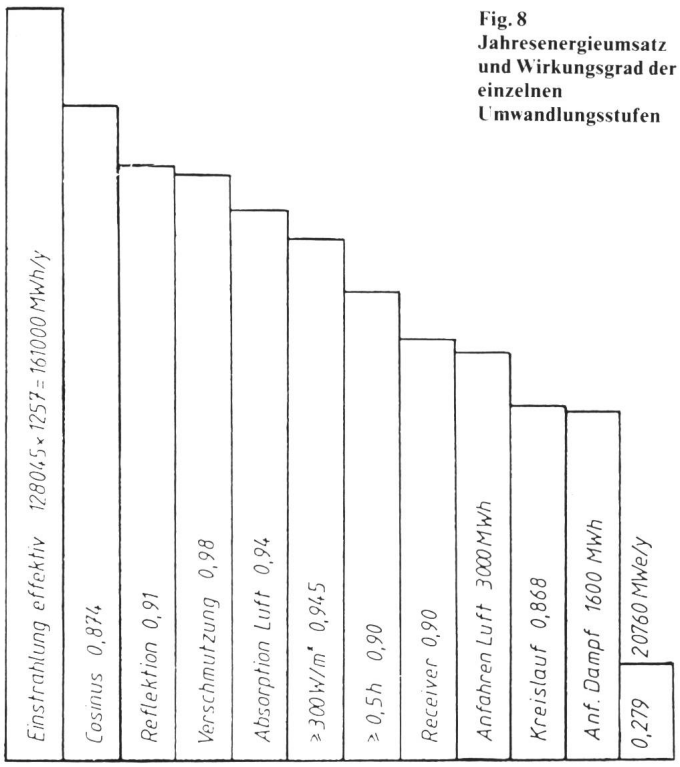


Fig. 8
Jahresenergieumsatz und Wirkungsgrad der einzelnen Umwandlungsstufen

7. Ertrag

Mit der vorgängig beschriebenen Anlage kann pro Jahr ein Ertrag von 16,8 GWh Elektrizität erzeugt werden. Im Laufe der Projektbearbeitung hat es sich gezeigt, dass mit einigen Anpassungen der Ertrag auf 20,7 GWh pro Jahr gesteigert werden kann.

Die schrittweise Verminderung der Jahresenergiebeträge in den einzelnen verlustbehafteten Energieumwandlungs- und Übertragungsstufen ist grafisch im sog. Treppendiagramm (Fig. 8) dargestellt.

Der über die Jahresenergiemengen berechnete Wirkungsgrad der Anlage beträgt 12,9%. Dieser Wert entspricht einem Vollastwirkungsgrad von über 18% und enthält alle voraussehbaren Verluste. Für grössere Anlagen kann der Wirkungsgrad noch wesentlich verbessert werden. Auch dürfte die Annahme, dass Sonnenperioden von weniger als ½ Stunde Dauer nicht zum Energiegewinn beitragen, wegen der geringen thermischen Trägheit eher konservativ sein.

8. Kosten

Die Gesamtkosten betragen 174 Mio Fr., Preisstand 1984. Davon entfallen auf

- Heliostaten mit Fundamenten und Verkabelung 99 Mio
- Kraftanlage 31 Mio
- Bauten inkl. Stollen 16 Mio
- Land 1 Mio
- Bauzinsen 12 Mio
- Unvorhergesehenes 15 Mio

Die Kosten für Planung, Komponentenentwicklung und montagemässige Erschliessung des Geländes sind in obigen Zahlen anteilmässig enthalten. Für die Berechnung der Stromgestehungskosten wurde mit einem Zinssatz von 5,5% und 25 Jahren Amortisationsdauer gerechnet (Annuität 7,45%), ferner 0,95 Mio/Jahr Personalkosten (12 Mann) sowie 1,66 Mio/Jahr für Unterhalt und Reparaturen veranschlagt. Damit resultiert ein Stromgestehungspreis von 0,75 Fr./kWh.

9. Ausblick

Das Konsortium SOTEL hat versucht, bei der Metaroz-Studie realistische Betrachtungen anzustellen und die in gewissen Hinsichten ernüchternden Betriebserfahrungen mit Versuchskraftwerken zu verwerten. Das Val Maroz bieten zwar für schweizerische Verhältnisse gute meteorologische Bedingungen. Es entstehen aber hohe Erschliessungskosten, und auch die Winterbeschattung reduziert den Energiegewinn spürbar. Aus ökonomischen Gründen kann somit der Bau einer Prototypanlage im Val Maroz nicht empfohlen werden.

Was würde es dann brauchen, um eine in bezug auf Stromgestehungskosten zu anderen Erzeugungsmethoden konkurrenzfähige Anlage zu bauen?

Sicher einen Standort, der eine wesentlich grössere Anlage erlaubt. So wurde abgeschätzt, dass bei einer zehnfach grösseren Erstanlage ohne die Beschattung Stromgestehungskosten von 0,31 Fr./kWh entstehen würden. Bei etablierter Technik in routinemässig erstellten Anlagen könnte dieser Wert mit Sicherheit noch wesentlich unterschritten werden und in die Nähe heute gebräuchlicher Werte kommen. Zudem sind Sonnenkraftwerke, analog Wasserkraftwerken, nicht den z.T. massiven Steigerungen von Brennstoff- oder Sicherheitskosten unterworfen, so dass ihr Strompreis im Laufe des Betriebs immer günstiger wird.

Trotzdem ist es nicht gesichert, dass die Kosten solarthermischer Elektrizitätserzeugung in der Schweiz in absehbarer Zeit konkurrenzfähig sein werden. Im Ausland erscheint die Lage anders. So gibt es z.B. Entwicklungsländer, die einen wesentlichen Teil ihrer Elektrizität mit ölgefeuerten Kleinkraftwerken erzeugen und die gleichzeitig vorzügliche meteorologische Voraussetzungen für die Sonnenenergienutzung haben. Hier scheint eine Konkurrenzfähigkeit von Sonnenenergieanlagen mit wenig zusätzlicher Entwicklung möglich. Ein grosses Hindernis ist aber hier der sehr hohe Kapitalbedarf für eine Solaranlage. So scheint heute beinahe eine Patt-Situation zu existieren. Derweil entwickelte Länder oder Organisationen Solarkraftwerke wegen mangelnder Konkurrenzfähigkeit nicht anschaffen werden, haben Entwicklungsländer kein Geld, die für sie günstigen, aber kapitalintensiven Anlagen zu kaufen.

Derartige Situationen sind nicht neu, und es ist wahrscheinlich, dass die Technik schliesslich dank ihrem Potential den Durchbruch schafft. Es ist zu hoffen, dass die vorliegende Untersuchung dazu beiträgt, dass die schweizerische Elektrowirtschaft und Industrie daran beteiligt sein werden.

Literatur

[1] Swiss Industrial Consortium and Federal Institutions. Heliostat Test for Solar Thermal Power Plant. Davos, September 1980.

[2] Konsortium SOTEL. Solarthermisches Elektrizitätswerk, Projektvorschlag Sommer 1982.

[3] *Urs A. Weidmann*: Solarthermische Kraftwerke. Ihre Wirtschaftlichkeit im hochalpinen Gebirge. Verlag Industrielle Organisation Zürich, 1982.

[4] *H. de Witt*: Hochtemperatur-Jahresspeicher für Sonnenwärmeenergie zur Speisung konventioneller Kraftwerke. Bull. SEV/VSE 71(1980)4, 23. Febr.