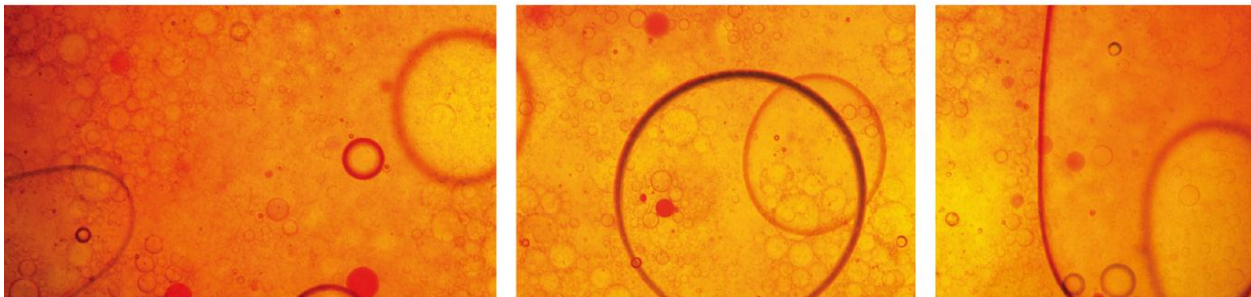




Dr. Dietmar Hunold



# PARABOLRINNEN-SOLARKRAFTWERKE – DIE GRÖSSTEN THERMALÖLANLAGEN DER WELT

White Paper



## Inhalt

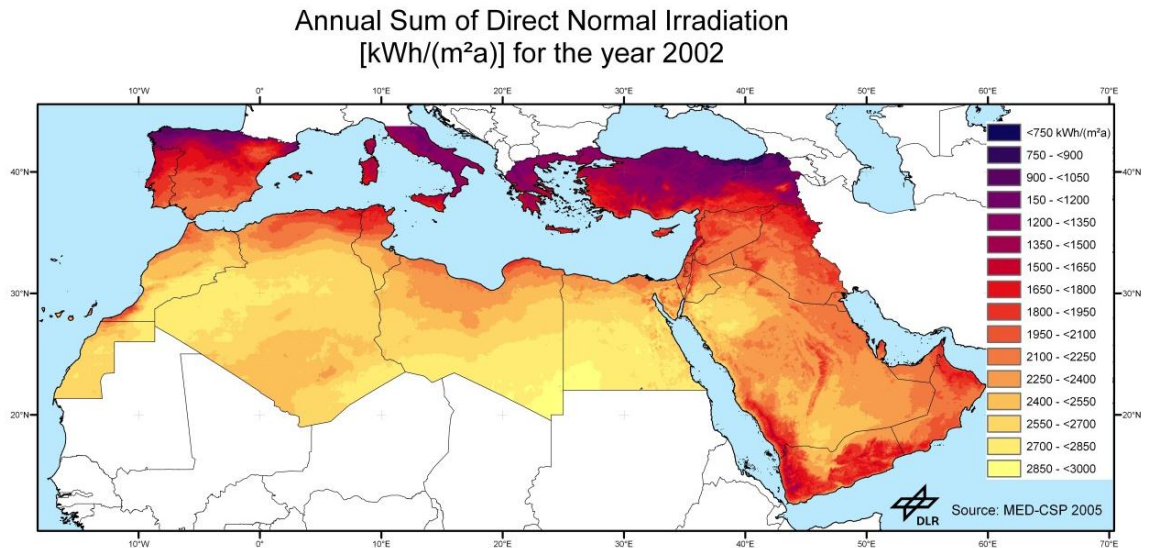
1	Hintergrund.....	4
2	Die Technologie der Parabolrinnen-Solarkraftwerke .....	6
3	Qualifizierung von Parabolrinnen-Kollektoren – Mobile Test Unit.....	11
4	Weiterentwicklung – Technologische Trends.....	13
4.1	Flüssigsalz als HTF.....	14
4.2	Solare Direktverdampfung.....	15

# 1 Hintergrund

Bereits Mitte der 80ziger Jahre des vergangenen Jahrhunderts wurden in der kalifornischen Mojave-Wüste Parabolrinnen-Solkraftwerke mit einer elektrischen Gesamtleistung von mehr als 350 MW errichtet. Diese Anlagen sind bis zum heutigen Tag zuverlässig im Einsatz.

Seit Mitte 2007 wird in Spanien die Stromerzeugung mittels solarthermischer Kraftwerke durch eine Einspeisevergütung von 0,12 €/kWh oberhalb des jeweiligen Marktpreises subventioniert. Und dies ist für einen Zeitraum von 20 Jahren gesetzlich sichergestellt. Danach werden noch 80 % der letzten Subvention zeitlich unbegrenzt für die Restlaufzeit der Kraftwerke garantiert. Hierdurch wurde ein wahrer „Solarboom“ in Spanien ausgelöst: Mit Stand März 2011 sind in Spanien bereits mehr als 14 Kraftwerke mit insgesamt 700 MW elektrischer Spitzenleistung in Betrieb, weitere 28 Kraftwerke (1.400 MW) im Bau sowie noch weitere 19 Kraftwerke (950 MW) in der konkreten Planung. Die in den nächsten Jahren in Spanien installierte elektrische Gesamtleistung solarthermischer Kraftwerke wird dadurch auf mehr als 3.000 MW anwachsen, das entspricht in etwa der Leistung von vier konventionellen Kohlekraftwerken oder drei Atomkraftwerken. Bei einem ungefähren Kraftwerkspreis von 250 Mio. € summieren sich die Gesamtinvestitionen auf rund 15 Mrd. €. Damit hat die solarthermische Stromerzeugung auch in Europa nunmehr groß-industriellen Charakter angenommen. Die verwendete Technologie der solarthermischen Stromerzeugung basiert dabei weitgehend auf den Kraftwerken in Kalifornien, größtenteils jedoch ergänzt um thermische Energiespeicher (siehe unten).

Erste Anlagen sind bereits auch in Nordafrikanischen Ländern (Ägypten, Algerien, Marokko) in Betrieb gegangen. Dort liegen die solaren Einstrahlwerte (DNI = Direct Nominal Irradiation in kWh/Jahr) noch deutlich über den entsprechenden Werte von Südspanien, was die Effizienz von solarthermischen Kraftwerken direkt proportional erhöht. (vgl. Abb. 1).



**Abb. 1: Jährliche solare Direkteinstrahlung in Südeuropa und den MENA-Ländern in kWh/Jahr. (Quelle: DLR)**

Die Desertec Industrial Initiative (Dii) erarbeitet in einer Studie die technologischen und geopolitischen Voraussetzungen für eine nennenswerte Versorgung Süd- und Mitteleuropas mit regenerativ erzeugter Elektrizität aus Nordafrika. In den Küstenregionen soll dies durch Windfarmen geschehen, in der Sahara durch solarthermische Kraftwerke. Die Stromübertragung nach Europa kann dabei mittels der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) erfolgen. Diese Technologie zum relativ verlustarmen Transport von Elektrizität über große Strecken ist bereits verfügbar und wird schon heute in Nord- und Mitteleuropa eingesetzt. So werden beispielsweise Wasserkraftwerken aus Norwegen und off-shore Windfarmen, die in zunehmendem Maße in der Nordsee errichtet werden, an das deutsche Stromnetz angeschlossen.

## 2 Die Technologie der Parabolrinnen-Solarkraftwerke

In Parabolrinnen-Solarkraftwerken wird das Sonnenlicht durch parabolisch geformte Spiegel auf ein in der Brennlinie verlaufendes, vakuum-isoliertes Absorberrohr konzentriert, in dem ein spezielles Wärmeträgerfluid (HTF – heat transfer fluid) strömt und auf max. 400 °C – der thermischen Stabilitätsgrenze des HTF - erwärmt wird. Kollektoren der augenblicklichen Bauart haben eine Öffnung (Apertur) von knapp 6 m und konzentrieren die Solarstrahlung um ca. den Faktor 80 (vgl. Abb. 2).

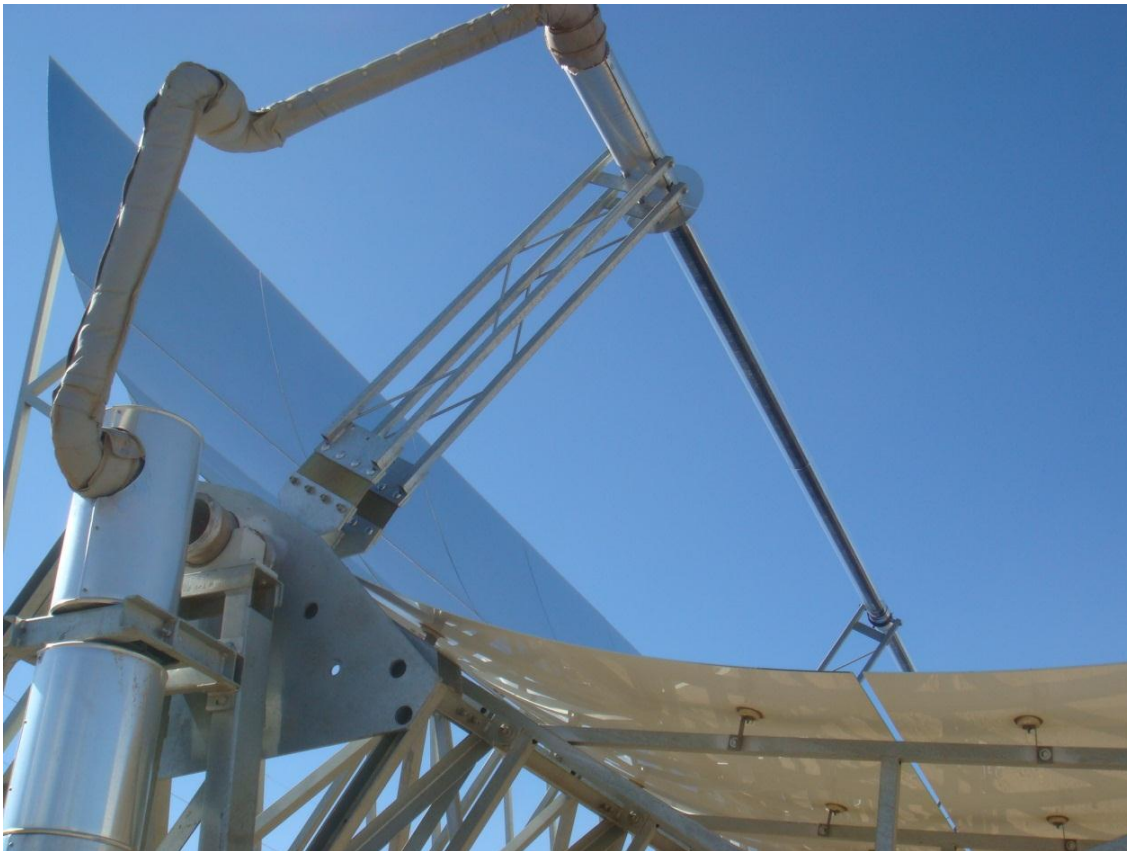
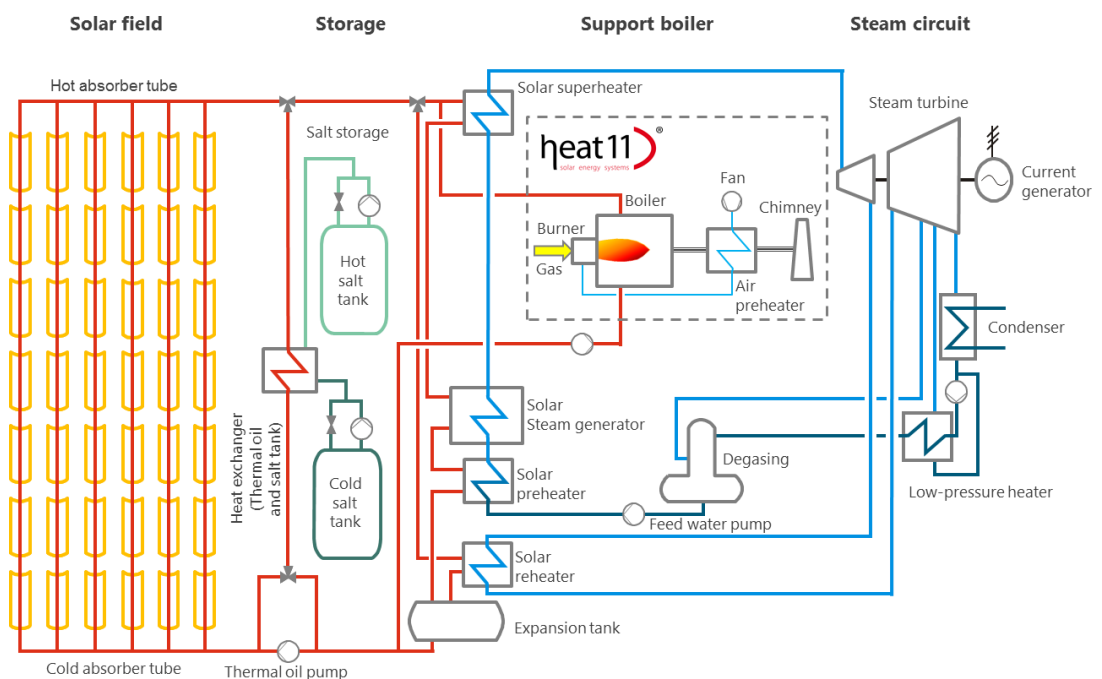


Abb. 2: Parabolrinnen-Kollektor (Quelle: LUZ)

Das HTF gibt die thermische Energie über Wärmeübertrager (Vorwärmer, Verdampfer, Überhitzer, Zwischenüberhitzer) an einen konventionellen Wasser-/Dampf-Kreislauf mit einfacher Zwischenüberhitzung ab (Dampfparameter 371 °C / 100 bar / 30 bar), der eine Turbine mit Generator treibt. Der Gesamtprozess ist in Abb. 3 schematisch dargestellt.



**Abb. 3: Schematische Darstellung eines Parabolrinnen- Solarkraftwerks (Quelle: heat 11 GmbH)**

Einige technische Randbedingungen:

Aufgrund des Anlagen-Gesamtwirkungsgrades muss zum Erreichen einer elektrischen Leistung von 50 MW rund 160 MW thermische Leistung vom Solarfeld zur Verfügung gestellt werden. An einem Standort wie in Südspanien werden dafür rund 330.000 m<sup>2</sup> Spiegelfläche benötigt. Damit ergibt sich ein Flächenbedarf von ca. 1 km<sup>2</sup>. Abb. 4 zeigt die drei Parabolrinnen-Solarkraftwerke Solnova 1, 3 und 4 in der Nähe von Sevilla mit jeweils 50 MW elektrischer Leistung. Dort werden auch zwei Solarturmkraftwerke mit 10 bzw. 20 MW elektrischer Leistung betrieben.





**Abb. 4: Parabolrinnen-Solkraftwerke Solnova 1, 3 und 4 (3 x 50 MW<sub>el</sub>) in San Lucar in der Nähe von Sevilla. Im oberen Teil des Bildes sind die beiden Solarturm-Kraftwerke PS 10 und PS 20 mit einer Leistung von 10 bzw. 20 MW<sub>el</sub> zu erkennen. (Quelle: Wikipedia)**

Thermische Solarkraftwerke bieten im Vergleich von Photovoltaik-Systemen (PV), bei denen die Solarstrahlung direkt in elektrischen Strom umgewandelt wird, eine Reihe von Vorteilen:

1. Die spezifischen Investitionskosten bzw. Stromgestehungskosten liegen deutlich unter denen von PV-Systemen.
2. Aufgrund der relativ großen thermischen Trägheit der Gesamtanlage, die sich aus dem weiträumigen Einsatz einer großen HTF-Menge (> 1.000 Tonnen) ergibt, bricht die Leistung eines Solarkraftwerks bei kurzfristigen Schwankungen der Einstrahlungsintensität, wie sie beispielsweise bei Wolkendurchgängen auftritt, nicht unmittelbar zusammen.



*Zur Veranschaulichung hierzu ein kleines Zahlenbeispiel: Fällt die Temperatur der gesamten Thermalölfüllung (Annahme: 1.000 Tonnen) des Kraftwerks aufgrund fehlender Sonneneinstrahlung um eine Temperaturdifferenz von 50 K innerhalb von ½Stunde ab, so wird in diesem Zeitraum eine Leistung von knapp 70 MW freigesetzt, die immer noch annähernd der halben thermischen Leistung des Solarfeldes entspricht.*

1. Durch die Integration eines Thermischen Energiespeichers (TES) bietet sich insbesondere die Möglichkeit, die Bereitstellung der solaren Prozesswärme von der Umwandlung in elektrischen Strom zeitlich zu entkoppeln („load-management“). D.h. die Stromerzeugung lässt sich in Spitzenlastzeiten verschieben, in denen höhere Einspeisevergütungen gezahlt werden. Ebenso wird durch einen TES die Stromerzeugung auch in Zeiten mit geringer oder gänzlich fehlender Solarstrahlung möglich (Sicherstellung von Grund- und Spitzenlastabdeckung). Daher sind bereits zahlreiche Solarkraftwerke mit Energiespeichern auf der Basis von Flüssigsalz-Heiß/Kaltspeichern ausgerüstet. Für eine Speicherkapazität von ca. 8 Stunden Vollastbetrieb eines 50 MW<sub>el</sub> Kraftwerks werden rund 30.000 Tonnen Salz benötigt. Die Solarfeldgröße wächst in diesem Fall von rund 330.000 m<sup>2</sup> auf rund 520.000 bis 530.000 m<sup>2</sup> an (bezogen auf Einstrahlungsverhältnisse, wie sie im Süden von Spanien anzutreffen sind).

Durch die Verwendung von TES lassen sich thermische Solarkraftwerke – anders als PV-Systeme - auch sehr gut in bestehende Netzinfrastrukturen integrieren. Gerade der wachsende Anteil der regenerativen Technologien an der Elektrizitätserzeugung stellt die Energieversorger zunehmend vor die Herausforderung, mit einem stark schwankenden Angebot von regenerativ erzeugter Elektrizität gleichwohl eine stabile Netzversorgung flächendeckend sicherzustellen.

2. Solarthermische Solarkraftwerke können zu dem sehr einfach mit einer fossilen Zusatzfeuerung in Form von gas- oder ölbefeuerten Thermalölkesseln ausgerüstet werden, die eine weitere Flexibilisierung des Kraftwerksbetriebs (damit also der Stromerzeugung) und eine längere Nutzung des kapitalintensiven Kraftwerksblocks ermöglichen, die mit einer Erhöhung der Rentabilität verbunden ist. Ferner kann durch die Thermalölkessel der morgendliche Anfahrvorgang des Dampfkraftprozesses beschleunigt werden, womit eine verbesserte Nutzung des Solarfeldes erzielt wird. Mittels der befeuerten Thermalölkessel erfolgt das

Anwärmen der Apparate (Dampferzeuger, Überhitzer etc.) bereits vor Sonnenaufgang und unmittelbar nach Sonnenaufgang kann dann die thermische Energie des Solarfeldes direkt zur Stromerzeugung genutzt werden.

Die Gesamtleistung der Thermalölkessel beträgt mit 45 bis 50 MW rund 1/3 der thermischen Leistung des Solarfeldes. Aufgrund von Fertigungsaspekten, Limitierungen, die sich durch den Straßentransport ergeben, und zur Sicherstellung einer ausreichenden Redundanz wird die Gesamtleistung der fossilen Zusatzfeuerung auf zwei oder drei Kessel aufgeteilt. Durch die Verwendung von Luftvorwärmern und Brennern mit O<sub>2</sub>-Regelung erreichen diese Thermalölkessel trotz einer Vorlauftemperatur von 395 °C einen thermischen Wirkungsgrad größer 90 %.

### 3 Qualifizierung von Parabolrinnen-Kollektoren – Mobile Test Unit

Zur wärme- und strömungstechnischen Qualifizierung von Parabolrinnen-Kollektoren kann eine sog. Mobile Test Unit (MTU) eingesetzt werden. Dabei werden verschiedene Betriebsparameter (Massen- bzw. Volumenstrom durch den Kollektor, Temperaturniveau des HTF) unter Berücksichtigung der aktuellen meteorologischen Daten (DNI, Luftfeuchte und –Temperatur, Windgeschwindigkeit) variiert, um die Energieeffizienz von Kollektoren zu bestimmen.

Die Hauptkomponenten einer solchen Anlage sind:

1. Drehzahlgeregelte Umwälzpumpe, mit der der Volumenstrom durch das Absorberrohr im Bereich von 6 bis 45 m<sup>3</sup>/h variabel eingestellt werden kann.
2. Kombiniertes Ausdehnungs- und Sammelbehälter zur Aufnahme des HTF.
3. Luftgekühlter Rückkühler mit max. 2.500 kW Leistung, der die im zu testenden Kollektor aufgenommene Wärme wieder an die Umgebung abführt. Hier erfolgt die Leistungsregelung ebenfalls über eine variable Drehzahl der Kühlgebläse.
4. Steuer- und Messwerterfassungs-Einheit, in der insbesondere die wärmetechnische Bilanzierung des Kollektors erfolgt.

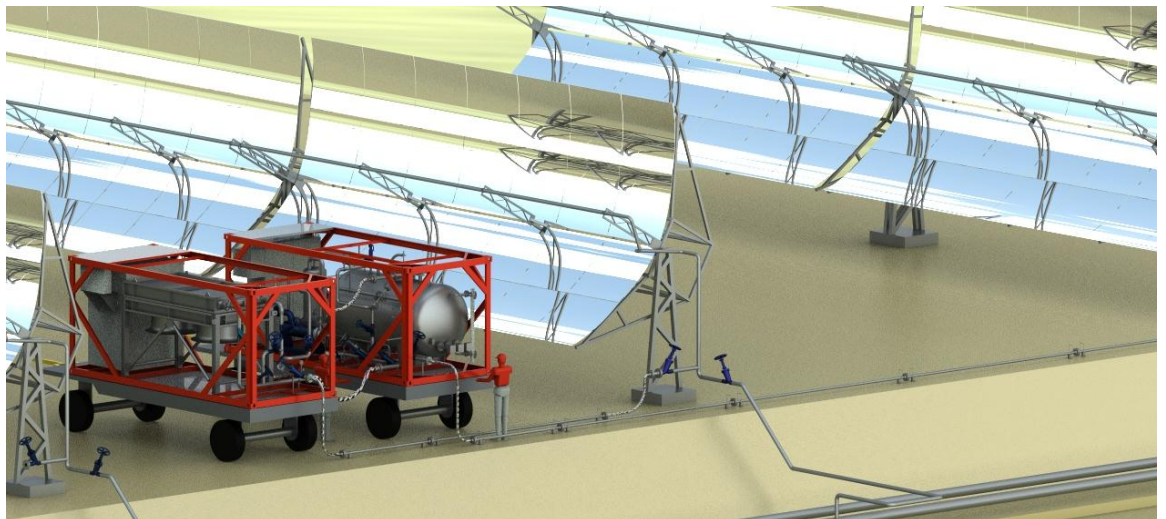
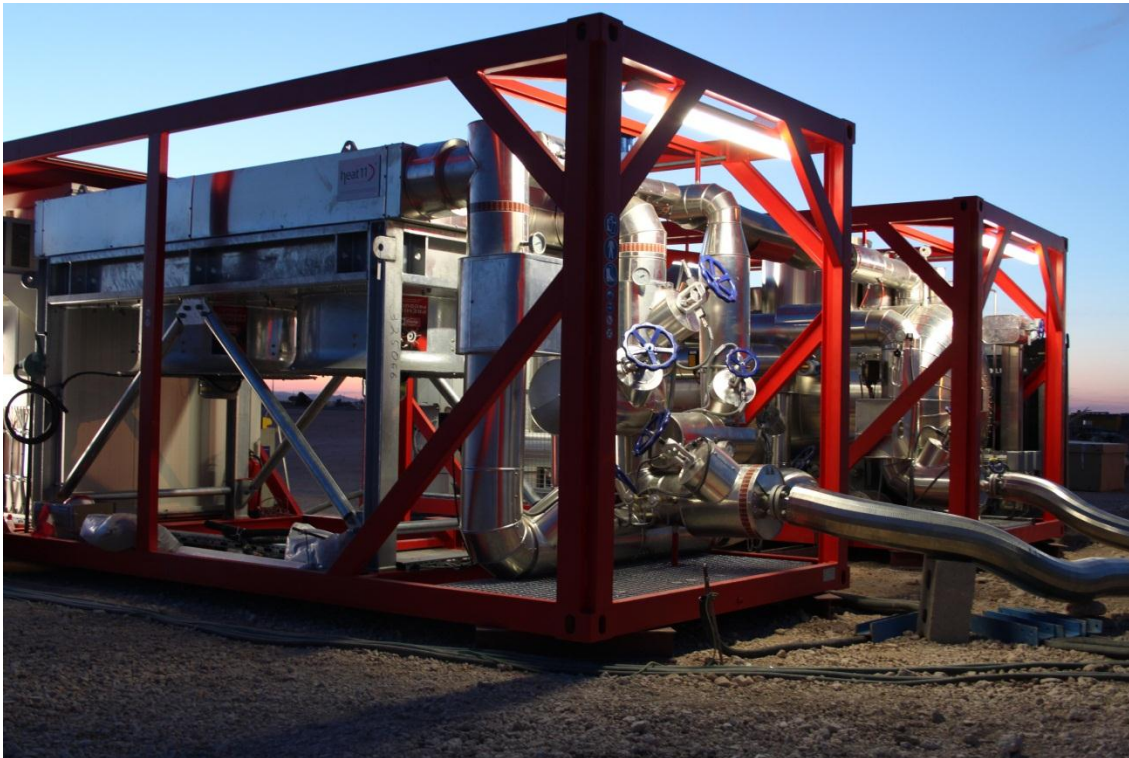


Abb. 5: Eine Mobile Test Unit (MTU) im Solarfeld (Quelle: 3D-Animation heat 11)



**Abb. 6: MTU im Betrieb (Quelle: heat 11)**

Die MTU besteht aus zwei jeweils 20' großen Modulen, die für den Transport im Solarfeld auf Trailern montiert sind. Der Austausch der Messdaten zwischen den Modulen erfolgt mittels W-LAN.

## 4 Weiterentwicklung – Technologische Trends

Die Effizienz und Wirtschaftlichkeit von Parabolrinnen-Solarkraftwerken muss zweifelsfrei noch weiter erhöht werden, um möglichst schnell marktfähige Stromgestehungskosten zu realisieren, die von fossilen, CO<sub>2</sub>-emittierenden Kraftwerken bestimmt sind („grid-parity“).

Dabei treten folgende Punkte in den Fokus:

- Reduzierung der Investitionskosten durch eine Optimierung des Gesamtkonzepts
- Ausnutzung der Kostenvorteile durch Serienfertigung von Komponenten („effects of scale“)
- Längere Nutzung der „powerblocks“ (Nachtbetrieb mit fossiler Zufeuerung)
- Reduzierung des apparativen Aufwandes und des Eigenstromverbrauches („parasitics“) durch solare Direktverdampfung
- Wirkungsgradverbesserung

Vom thermodynamischen Blickwinkel aus betrachtet, steht vor allen Dingen die Erhöhung des Wirkungsgrades des Energiewandlungsprozess im Vordergrund, also eine verbesserte Nutzung der durch die solare Einstrahlung bereitgestellten thermischen Energie.

Ogleich der „Brennstoff“ eines Solarkraftwerks kostenlos von der Sonne zur Verfügung gestellt wird, ist doch die energetische Effizienz des gesamten Energieprozesses – vom Parabolspiegel über das Absorberrohr bis hin zum Dampfkraftprozess - für die Wirtschaftlichkeit eines Solarkraftwerkes bestimmend.

Die Effizienz des Dampfkraftprozesses wird thermodynamisch durch den Carnot-Wirkungsgrad beschrieben. Das bedeutet, dass der Wirkungsgrad umso höher ist, je weiter die obere und die untere Prozess-Temperatur auseinanderliegen. Die untere Prozess-Temperatur ist allein durch die Kondensationstemperatur im Kühlturm eines Kraftwerks bestimmt - unabhängig davon, ob es sich um ein konventionelles oder um ein solar betriebenes Kraftwerk handelt. Lediglich die Art der Kühlung (Nass- oder Trockenkühlturm) sowie die Umgebungstemperatur spielen hierbei eine Rolle. Beide Faktoren sind vom jeweiligen Standort abhängig und somit nur bedingt beeinflussbar.

So verbleibt als wesentlicher Parameter zur Erhöhung des Wirkungsgrades eines Dampfkraftprozesses die obere Prozess-Temperatur. Bei fossilen Kraftwerken wird diese Temperatur lediglich durch die Standfestigkeit der Materialien des Dampferzeugers und der Überhitzer bestimmt. Heutzutage werden in fossilen Kraftwerken bereits Dampftemperaturen  $> 700\text{ °C}$  realisiert und damit ein Wirkungsgrad  $> 50\%$  erreicht

In solarthermischen Kraftwerken limitiert jedoch die thermische Stabilitätsgrenze des HTF die obere Prozess-Temperatur und damit den Wirkungsgrad. Mit einer Austrittstemperatur aus dem Solarfeld von  $395\text{ °C}$  arbeiten Parabolrinnen-Solkraftwerke heute an der maximal möglichen Vorlauf-Temperatur des eingesetzten HTF (eine eutektische Mischung aus Diphenyl/Diphenylether, auch als Diphyl, VP-1 oder Dowtherm A bekannt).

#### 4.1 Flüssigsalz als HTF

Eine Möglichkeit, die Prozesstemperatur – und damit den Wirkungsgrad – weiter zu erhöhen, ist die Verwendung von Flüssigsalz als HTF. Hierbei handelt es sich um eine eutektische Mischung aus den drei Komponenten  $\text{NaNO}_3/\text{KNO}_3/\text{NaNO}_2$  mit einem Schmelzpunkt von ca.  $145\text{ °C}$  und einer oberen Anwendungstemperatur von rund  $500\text{ °C}$ . Die Verwendung von Flüssigsalz erlaubt gleichzeitig die direkte Speicherung der thermischen Energie ohne weitere Zwischenkreisläufe bzw. Wärmeübertragung in großen, drucklosen Tanks. Um erste Erfahrungen mit dieser Technologie zu erlangen, wurde in Prioli Gargallo (Sizilien) ein kleines Solarfeld mit  $5\text{ MW}$  thermischer Leistung in ein konventionelles Kraftwerk integriert.

Die Strahlungsverluste des Solarfeldes steigen jedoch mit der 4. Potenz der Temperatur des HTF im Absorberrohr des Solarfeldes an und stehen damit konträr zur Erhöhung des Wirkungsgrades im Dampfkraftprozess, der sich aufgrund der höheren Prozesstemperatur einstellt.

Ferner ist zu berücksichtigen, dass die Erstarrungstemperatur („freeze-point“) von Flüssigsalz bei ca.  $145\text{ °C}$  liegt (zum Vergleich: Diphyl erstarrt bei  $+12\text{ °C}$ ). Dies bedeutet wesentlich höhere Wärmeverluste des Solarfeldes während der Nacht oder allgemein in Stillstandzeiten, da das Flüssigsalz im gesamten HTF-Kreislauf ständig oberhalb der Erstarrungstemperatur gehalten werden muss.



## 4.2 Solare Direktverdampfung

Die direkte Dampferzeugung im Solarfeld bietet eine Reihe von Vorteilen im Vergleich zu den bislang realisierten Kraftwerkskonzepten, beispielsweise die Reduzierung des Gesamtprozesses auf einen einzigen Wärmeträger-Kreislauf. Damit ist ein geringerer apparativer Aufwand (Wärmeübertrager, Pumpen etc.) und eine Erhöhung des Wirkungsgrades infolge einer generell höheren Prozesstemperatur und eines geringeren Eigenstromverbrauchs verbunden.

Technologische Herausforderungen stellen dabei allerdings der hohe Druck (> 120 bar) im weitverzweigten Solarfeld dar (z.B. Drehdurchführungen an den Kollektorreihen) dar. Ebenso muss die in den zahlreichen parallelgeschalteten Kollektorreihen auftretende Zweiphasenströmung regelungstechnisch beherrscht werden. Nicht zuletzt muss bei Direktverdampfung die Frage der Energiespeicherung völlig neu betrachtet werden, da sich eine direkte Dampfspeicherung größerer Energiemengen in einem Druckgefälle-Speicher (sog. Ruthsspeicher) nicht wirtschaftlich darstellen lässt, d.h. die Energie muss in jedem Fall auf ein sekundäres, druckloses Speichermaterial übertragen werden. Aufgrund der bei der Direktverdampfung zu berücksichtigenden Kondensationsvorgänge (Beladen des Speichers) und des Verdampfungsprozesses (Entladen des Speichers), bei der jeweils große Energiemengen durch den Phasenwechsel umgesetzt werden, kann ein TES nicht nur als rein sensibler Speicher ausgeführt werden, sondern es werden Latentwärmespeicher mit Phasenwechsel-Materialien zum Einsatz kommen. Unterschiedliche Phasenwechsel-Materialien – für den Mitteltemperaturbereich sind dies beispielsweise  $\text{NaNO}_3$ ,  $\text{KNO}_3/\text{KCl}$ ,  $\text{KOH}$ ,  $\text{MgCl}$  und Mischungen daraus – können zu einem sog. „kaskadierten Speicher“ kombiniert werden, der dann einen weiten Temperaturbereich abdeckt.

Trotz intensiver Forschung innerhalb der letzten 20 Jahre auf dem Gebieten der solaren Direktverdampfung und der zugehörigen Energiespeicherung sind bis heute noch zahlreiche Fragestellungen für den groß-industriellen Einsatz offen, so dass mit dem Einsatz dieser Technologie in Parabolrinnen-Solarkraftwerken in den nächsten Jahren noch nicht zu rechnen sein wird, insbesondere auch vor dem Hintergrund der „Bankability“.



## ***Kontakt***

---

heat 11 solar GmbH & Co. KG | Otto-Brenner-Straße 203 | 33604 Bielefeld | Germany  
fon +49 521 989 110-0 | fax +49 521 989 110-60 | [contact@heat11.com](mailto:contact@heat11.com) | [www.heat11.com](http://www.heat11.com)