

Hybride Solarkraftwerke

Dr. Volker Quaschnig

DLR
volker.quaschnig@psa.es

Dr. Jürgen Dersch

DLR
juergen.dersch@dlr.de

Dr. Franz Trieb

DLR
franz.trieb@dlr.de

Winfried Ortmanns

DLR
Winfried.ortmanns@dlr.de

Unter hybriden Solarkraftwerken versteht man solarthermische Kraftwerke, die neben der Solarstrahlung einen zweiten Energieträger zur Wärmeerzeugung nutzen können. Neben fossilen Brennstoffen wie Erdgas oder Erdöl können dies Wasserstoff, Methanol, Biogas oder flüssige biogene Brennstoffe wie Rapsöl oder RME¹ sein. Diese Brennstoffe werden dann eingesetzt, wenn die Sonne keine ausreichende Leistung zur Verfügung stellt und dennoch eine Elektrizitätserzeugung gewünscht wird. Feste Brennstoffe wie Kohle, Müll oder Holzhackschnitzel sind dagegen weniger geeignet, da mit ihnen eine schnelle Regelbarkeit nur schlecht zu erreichen ist, um die relativ schnellen Schwankungen der Solarstrahlung auszugleichen. Als Alternative bieten sich zusätzlich thermische Energiespeicher zur zeitlichen Pufferung der Wärmeströme an.

Der Dampf treibt eine Turbine und einen Generator an, der elektrische Energie erzeugt. Die Luft lässt sich zusätzlich durch einen Kanalbrenner erhitzen. Damit lassen sich Temperatur und Volumenstrom auch bei fluktuierender Solarstrahlung konstant halten und die Anlage bei unzureichender Solarstrahlung betreiben.

Beim volumetrischen Druckreceiver wird verdichtete Luft erhitzt, diese treibt eine Gasturbine an, die über einen Generator elektrische Energie erzeugt. Die Abwärme der Gasturbine wird in einem Dampfturbinenprozess genutzt, um den Gesamtwirkungsgrad deutlich zu erhöhen. Auch bei diesem Konzept lässt sich die Luft über einen Kanalbrenner mit anderen Brennstoffen erhitzen.

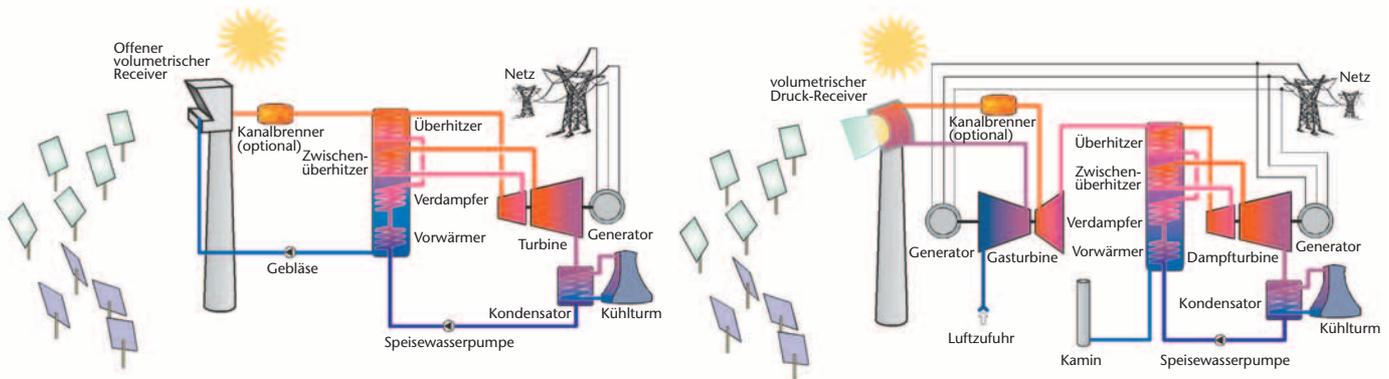


Abbildung 1
Schemata hybrider Solar-Turmkraftwerke
links: Offener volumetrischer Receiver für Dampfturbinenbetrieb,
rechts: volumetrischer Druckreceiver für Gasturbinen- bzw. kombinierten Gas- und Dampfturbinenbetrieb (GuD)

Solarthermische Kraftwerke mit hybrider Wärmebereitstellung

Zur Hybridisierung kommen Dish/Stirling-Anlagen, Solarturm- und Parabolrinnen-Kraftwerke in Frage. In Abb. 1 sind zwei verschiedene hybride Solarturmkraftwerke schematisch dargestellt. Beim offenen volumetrischen Receiver wird Umgebungsluft durch konzentrierte Solarstrahlung auf hohe Temperaturen erhitzt. Über Wärmetauscher wird Wasser verdampft und über-

Bei der bisher gebauten Variante der Parabolrinnen-Kraftwerke vom Typ SEGS (Solar Electricity Generation System) wird über einachsige nachgeführte Parabolrinnen-Kollektoren ein Thermoöl auf Temperaturen von knapp 400 °C erhitzt. Über Wärmetauscher wird die Wärme in einen Dampfturbinenprozess eingekoppelt und elektrische Energie erzeugt. Über einen parallelen Dampferzeuger kann auch diese Anlage hybridisiert werden. In Abb. 2 ist ein hybrides Parabolrinnen-Kraftwerk schematisch dargestellt. Bei den existierenden Anlagen in Kalifornien wird Erdgas als Energieträger für den

¹ Raps Methyllester

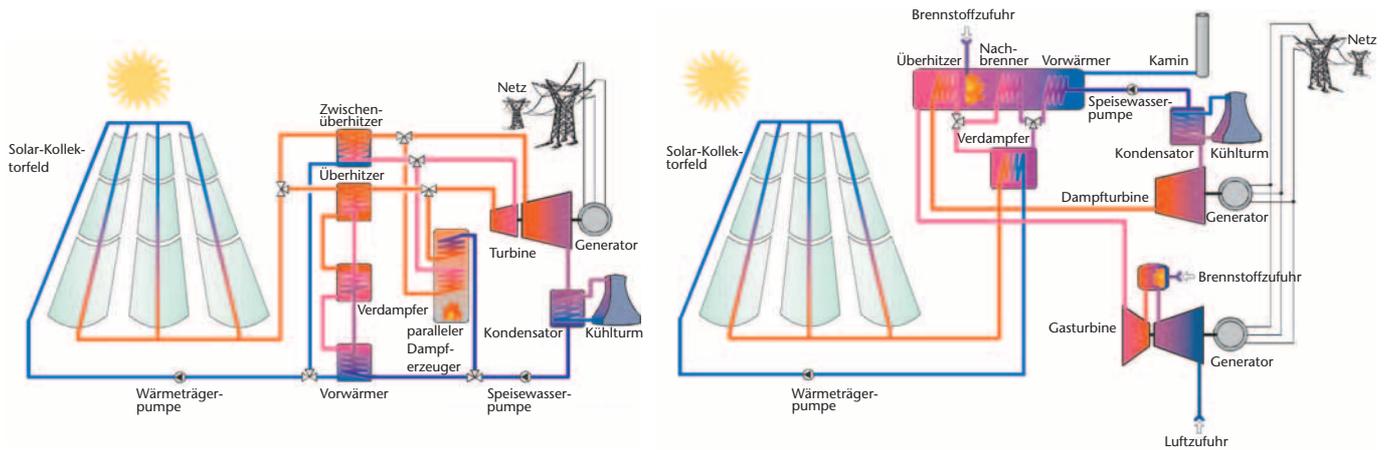


Abbildung 2
Schemata hybrider Parabolrinnen-Solarkraftwerke
links:
SEGS-Kraftwerk
rechts:
ISCCS-Kraftwerk

Hybridbetrieb eingesetzt, wobei dieser aufgrund gesetzlicher Regelungen maximal 25 % der thermischen Energie liefern darf.

Beim ISCCS (Integrated Solar Combined Cycle System) wird ein solares Parabolrinnen-Kollektorfeld in ein kombiniertes Gas- und Dampfturbinenkraftwerk (GuD) integriert. Hierzu wird der Abhitzekessel so modifiziert, dass eine zusätzliche Dampferzeugung über einen solaren Dampferzeuger oder einen Nachbrenner erfolgen kann. Da die Solarwärme lediglich für einen Teil der Dampferzeugung – und das auch nur zeitweise – eingesetzt wird, ist der jährliche solare Anteil dieser Kraftwerksvariante ohne den Einsatz von Speichertechnologien auf Werte unter 20% beschränkt.

In allen Kraftwerksvarianten lassen sich thermische Energiespeicher integrieren, die entweder alternativ oder in Kombination mit der hybriden Wärmeerzeugung eingesetzt werden. Abb. 3 zeigt ein SEGS-Kraftwerk, bei dem der parallele Dampferzeuger durch einen Speicher ersetzt wurde.

Vor- und Nachteile des Hybridbetriebs

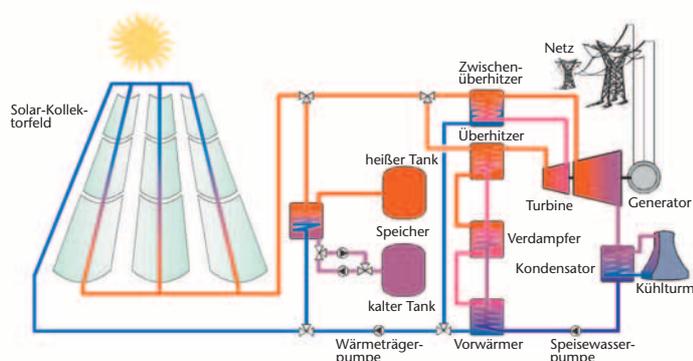
Ein Hauptvorteil des Hybridbetriebs ist die höhere Verfügbarkeit der elektrischen Leistung. Im Gegensatz zum reinen Solarbetrieb, dem Betrieb von Photovoltaikanlagen oder Windkraftanlagen lässt sich durch den Hybridbetrieb eine Leistung zeitlich unabhängig garantieren. Durch Speicher kann der Einsatz von Brennstoffen für den Hybridbetrieb reduziert werden. Bei Verwen-

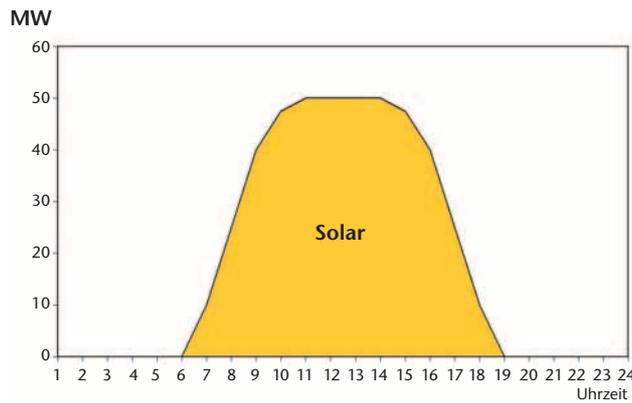
dung sehr großer Speicher lässt sich eine garantierte Leistung auch ohne den Einsatz zusätzlicher Brennstoffe erreichen.

Durch den Hybridbetrieb und den Einsatz von Speichern werden die Kraftwerkskomponenten zeitlich besser ausgelastet. Somit lassen sich höhere Vollaststunden erzielen, und es fallen weniger Teillast- und Anfahrverluste an. Hierdurch reduzieren sich auch die spezifischen Stromgestehungskosten gegenüber rein solaren Anlagen. Durch die niedrigeren Kosten kann möglicherweise eine schnellere Markteinführung erreicht werden.

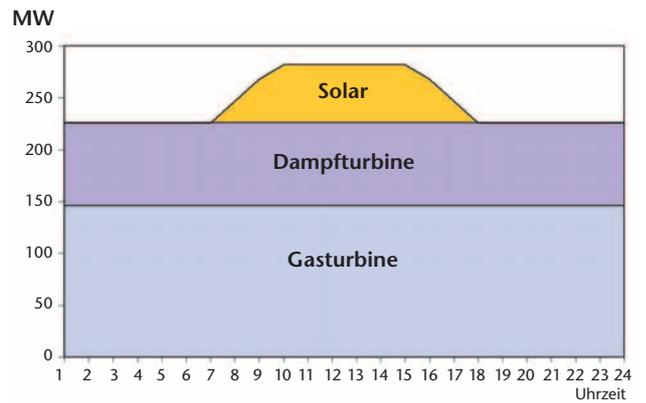
Gegenüber rein fossilen Anlagen ist der anlagentechnische Aufwand für den Hybridbetrieb aber deutlich höher, und die Stromgestehungskosten nehmen ebenfalls zu. Besonders aus der Sicht der Stromgestehungskosten sind bei der üblichen Vernachlässigung der externen Kosten derzeit fossile Kraftwerke immer im Vorteil. Werden

Abbildung 3
SEGS-Kraftwerk mit thermischem Speicher

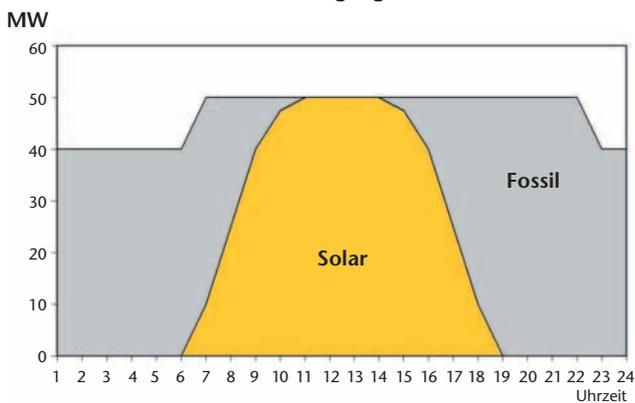




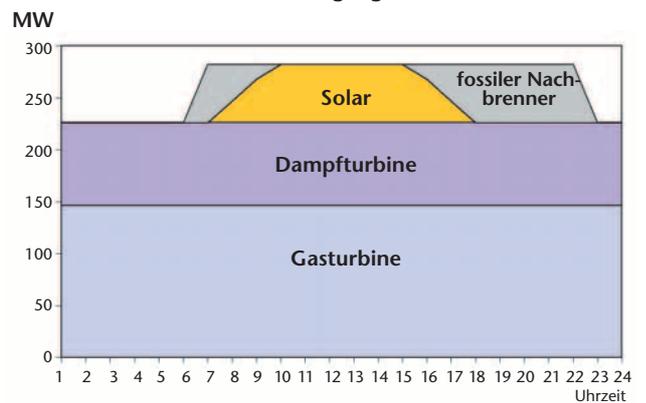
freier Lastgang SEGS



freier Lastgang ISCCS



Grundlast SEGS



Grundlast ISCCS

Abbildung 4 Betriebsweisen für den Systemvergleich

fossile Brennstoffe im Hybridbetrieb eingesetzt, wird auch der Vorteil eines kohlendioxidfreien Betriebs geopfert. Je nach Anlagenkonzept im Vergleich zu fossilen Referenzkraftwerken lässt sich jedoch eine deutliche Emissionsreduktion erzielen.

Hält man sich die CO₂-Reduktionsempfehlungen für Industrienationen von 80% bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Jahr 1990 vor Augen, kann die Problematik an einem Beispiel verdeutlicht werden. Angenommen, es wird ein ISCCS-Kraftwerk mit durchschnittlichen CO₂-Einsparungen von 10% gegenüber einem konventionellen GuD-Kraftwerk im Jahr 2010 errichtet. Dieses Kraftwerk wird eine Betriebszeit von mindestens 25 Jahren haben. 30 bis 40 Jahre sind möglich, sodass das Kraftwerk bis zum Jahr 2050 in Betrieb sein kann. Helfen anfangs die CO₂-Reduktionen wesentlich, kurzfristige Einsparziele zu erreichen, wird das Kraftwerk für die langfristigen Klimaschutzziele zu einer Belastung. Denn schon 10 Jahre nach der Inbetriebnahme liegen die Einsparungen bereits nicht mehr auf dem Reduktionspfad. Mittel- und langfristig könnten fossile Brennstoffe allerdings durch kohlendioxidfreie

Alternativen wie solaren Wasserstoff oder Bio-brennstoffe ersetzt werden. Doch ist dies für bereits errichtete Kraftwerke nur bedingt möglich. Aus ökologischer Sicht sind Hybridkraftwerke – insbesondere solche mit hohem fossilen Beitrag – also nur dann sinnvoll, wenn sie die Möglichkeit einer sukzessiven Erweiterung des Solaranteils bis hin zu hohen solaren Beiträgen offen lassen.

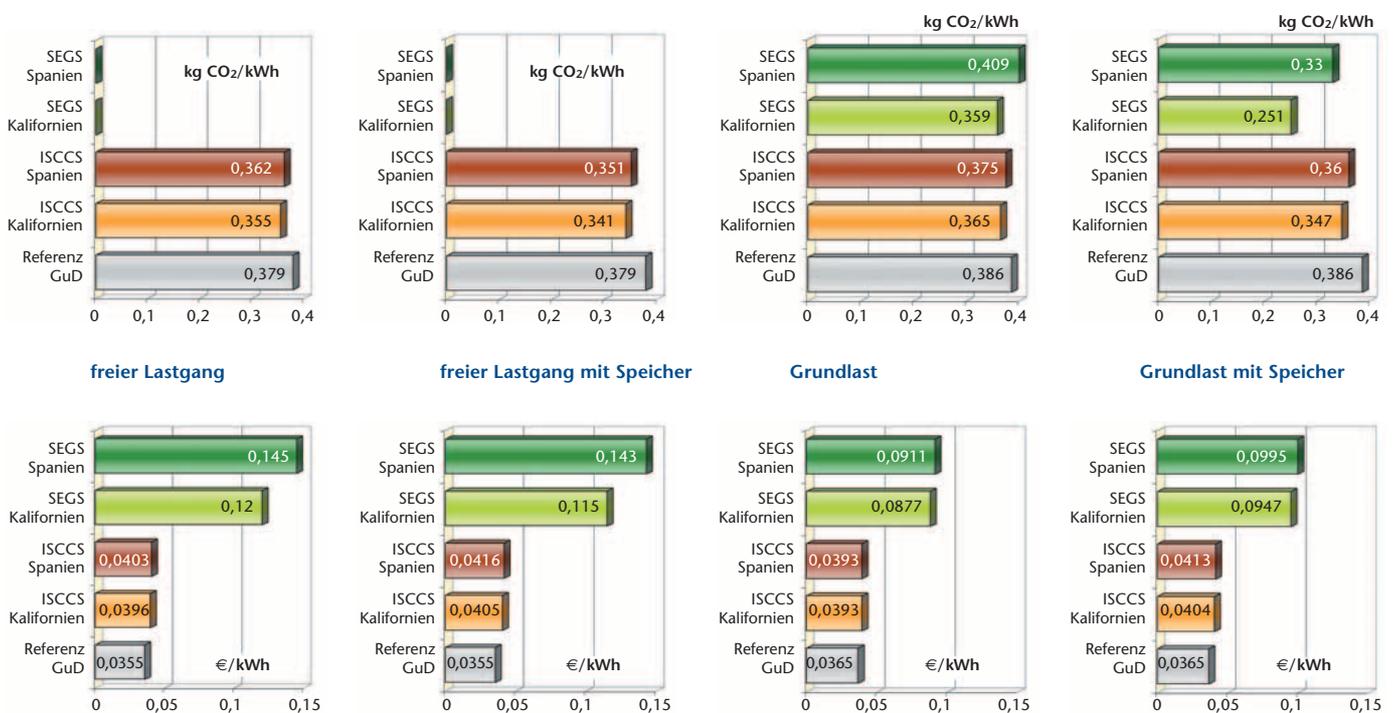
Detailvergleich

Um die Vor- und Nachteile verschiedener Anlagenvarianten und Betriebsweisen herausarbeiten zu können, sollen Berechnungen des IEA-SolarPACES Tipp-Projekts [1; 2] aufgegriffen werden. Hierbei wurden SEGS- und ISCCS-Hybrid-Kraftwerke bei zwei verschiedenen Lastgängen und Schaltungsvarianten untereinander sowie mit einem konventionellen GuD-Kraftwerk der gleichen Größenordnung verglichen. Als Lastgänge wurden ein freier Lastgang, der eine an das Solarangebot angepasste Betriebsweise ermöglicht, sowie ein vorgegebener Lastgang zur möglichen Grundlast-Deckung definiert (Abb. 4).

Der Ertrag von SEGS- und ISCCS-Hybrid-Anlagen wurde für beide Lastgänge bestimmt, wobei alle Berechnungen jeweils mit und ohne Integration eines thermischen Speichers durchgeführt wurden. Ohne Speicher liegt bei den hier dargestellten Ergebnissen eine Kollektorfeldgröße von 375.000 m² und mit Speicher von 497.000 m² zugrunde. Der Speicher hat dabei eine thermische Kapazität von 839 MWh. Bei einer Nettoleistung des SEGS-Hybrid-Kraftwerks von 50 MW und dem Nennwirkungsgrad von 34,7% erlaubt der Speicher einen Betrieb von etwas weniger als 6 Volllaststunden pro Tag.

7,3 bzw. 10,1% steigern. Bei angenommenen Brennstoffpreisen von 0,0126 €/kWh und einer Diskontrate von 6,5% liegen die Stromgestehungskosten der SEGS-Hybrid-Kraftwerke etwa um den Faktor drei über den Kosten der ISCCS-Hybrid-Kraftwerke (Abb. 6). Das ISCCS wiederum ist aufgrund des geringen Solaranteils nur gut 15% teurer als das Referenzkraftwerk. Der kostengünstigere fossile Betrieb und die erheblich bessere Auslastung der Turbine drücken die durchschnittlichen Stromgestehungskosten. Während der Speicher bei der SEGS-Hybrid-Anlage leichte Kostenvorteile

Abbildung 5
CO₂-Emissionen bei von SEGS- und ISCCS-Hybrid-Kraftwerken bei unterschiedlichen Betriebsweisen



Für die Analysen wurden zwei verschiedene Standorte gewählt. Der Standort Barstow in Kalifornien hat mit 2.717 kWh/(m²a) eine rund 34% höhere Jahressumme der solaren Direkt-Normalstrahlung als der Standort Tabernas in Südspanien mit 2.023 kWh/(m²a).

Abb. 5 zeigt die Berechnungsergebnisse für die Kohlendioxidemissionen. Während die SEGS-Hybrid-Anlagen beim freien Lastgang nur mit Solarenergie betrieben werden und damit fast kein Kohlendioxid freisetzen, liegt der Solaranteil der ISCCS-Hybrid-Kraftwerke ohne Speicher an den beiden Standorten bei 4,5 bzw. 6,5%. Durch den Speichereinsatz lässt sich dieser auf

aufgrund der besseren Auslastung der Turbine bringt, verteuert er die Stromgestehungskosten beim ISCCS, da er hier mit dem kostengünstigen fossilen Betrieb konkurriert.

Beim Grundlastbetrieb zeigen sich deutlich andere Ergebnisse. Beim SEGS-Hybrid-Kraftwerk sinkt der Solaranteil ohne Speicher auf 24,5 bzw. 33,7%. Aufgrund des schlechteren Kreislaufwirkungsgrades resultieren daraus am spanischen Standort sogar höhere Kohlendioxidemissionen als beim konventionellen GuD-Kraftwerk. Die Stromgestehungskosten sinken zwar im Vergleich zum reinen Solarbetrieb, liegen aber immer noch bei mehr als dem Doppelten des

Abbildung 6
Stromgestehungskosten von SEGS- und ISCCS-Hybrid-Kraftwerken bei unterschiedlichen Betriebsweisen

konventionellen Kraftwerks. Sowohl aus ökonomischen als auch ökologischen Gesichtspunkten ist diese Betriebsvariante im Vergleich zu einem erdgasbetriebenen GuD-Kraftwerk wenig sinnvoll.

Beim ISCCS-Hybrid-Kraftwerk sinkt beim Grundlastbetrieb ohne Speicher der ohnehin schon magere Solaranteil um weitere 2 Prozentpunkte ab. Hierdurch ergeben sich jedoch auch die geringsten Stromgestehungskosten der untersuchten Betriebsvarianten. Durch Integration von Speichern lässt sich beim SEGS-Hybrid-Kraftwerk der Solaranteil auf 39,1 % bzw. 53,7 % steigern. Bei der Kohlendioxidbilanz wird damit der schlechtere Kreislaufwirkungsgrad kompensiert.

Fazit

Neben dem Betrieb nur mit Solarstrahlung erlauben solarthermische Kraftwerke auch den Hybridbetrieb mit anderen Brennstoffen. Konkrete Beispiele zeigen, dass der Hybridbetrieb bei Einsatz billiger fossiler Brennstoffe die Kosten deutlich reduzieren kann. Die Stromgestehungskosten sinken mit niedrigeren Solaranteilen, während die Kohlendioxidemissionen zunehmen.

ISCCS-Hybrid-Kraftwerke mit sehr niedrigen Solaranteilen auf Basis fossiler Brennstoffe sind unter Klimaschutzgesichtspunkten nur sinnvoll, wenn Sie Anlagen mit sehr hohen Kohlendioxidemissionen substituieren. Der reine Solarbetrieb zusammen mit dem Einsatz thermischer Speicher ist dem Hybridbetrieb vorzuziehen oder zumindest der Brennstoffeinsatz – wie in Kalifornien – auf sinnvolle Maximalwerte zu begrenzen. Sollten langfristig klimaneutrale Brennstoffe kostengünstiger werden, können sie in Hybridkraftwerken einen wichtigen Beitrag zu einer sicheren und nachhaltigen Elektrizitätsversorgung liefern.

Literatur

- [1] Dersch, J.; Geyer, M.; Hermann, U.; Jones, S.A.; Kelly, B.; Kistner, R.; Ortmanns, W.; Pitz-Paal, R.; Price, H.: Solar Trough Integration into Combined Cycle Systems. In: Tagungsband Solar 2002, 15.-20. Juni 2002, Reno, USA
- [2] Dersch, J.; Geyer, M.; Hermann, U.; Jones, S.A.; Kelly, B.; Kistner, R.; Ortmanns, W.; Pitz-Paal, R.; Price, H.: Solar Trough Integration into Power Plants – A Study on the Performance and Economy of Integrated Solar Combined Cycle Systems. In: Tagungsband 11th SolarPACES International Symposium on Concentrated Solar Power and Chemical Energy Technologies, 4.-6. September 2002, Zürich, Schweiz, S. 661-671