



Solare Kraftwerkprozesse für Wüstengebiete

R. Buck, S. Giuliano

13. Kölner Sonnenkolloquium, Köln-Porz



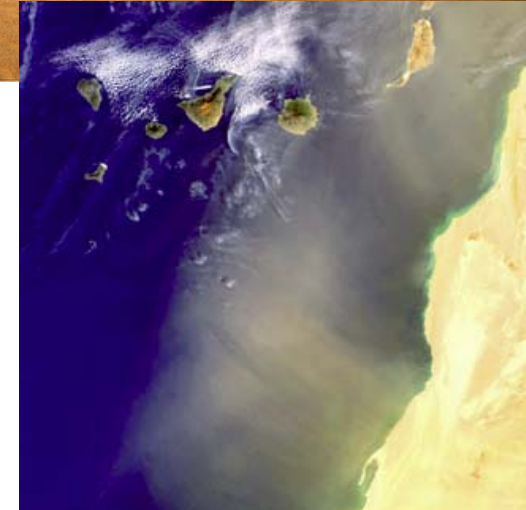
Deutsches Zentrum
für Luft- und Raumfahrt e.V.
in der Helmholtz-Gemeinschaft

Gliederung

- Solare Betriebsrandbedingungen
- Kraftwerkskonzepte
- Parameterstudie
- Zusammenfassung

Solare Betriebsrandbedingungen in Wüstengebieten

- hohe solare Direktstrahlung
- hohe Umgebungstemperaturen
- meist kein (Kühl-) Wasser verfügbar
- z. T. hohe Luftfeuchtigkeit nahe Küste
- z. T. hohe Staubbelastung in Atmosphäre



Randbedingungen DESERTEC

- langfristig angelegt
 - technologische Weiterentwicklung wird einfließen
- Integration Wind + PV + CSP
 - nur CSP ermöglicht einfache Einbindung von Speichern und Hybridisierung (Zuführung)
- CSP bietet Versorgungssicherheit
 - keine Schattenkapazität notwendig
- Lastvergleichmäßigung in HVDC-Übertragungsnetzen
 - bessere Ausnutzung durch Speicher und/oder Hybridisierung

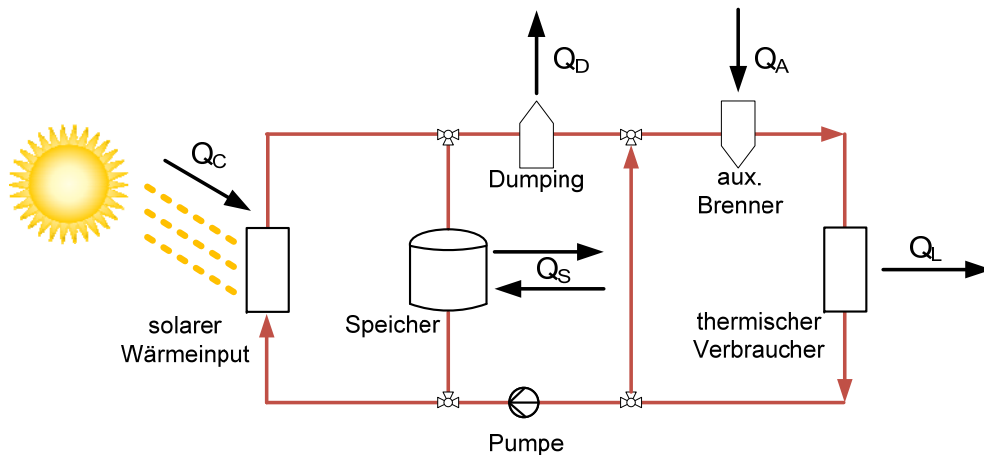
⇒ Vergleich existierender / möglicher CSP-Systeme



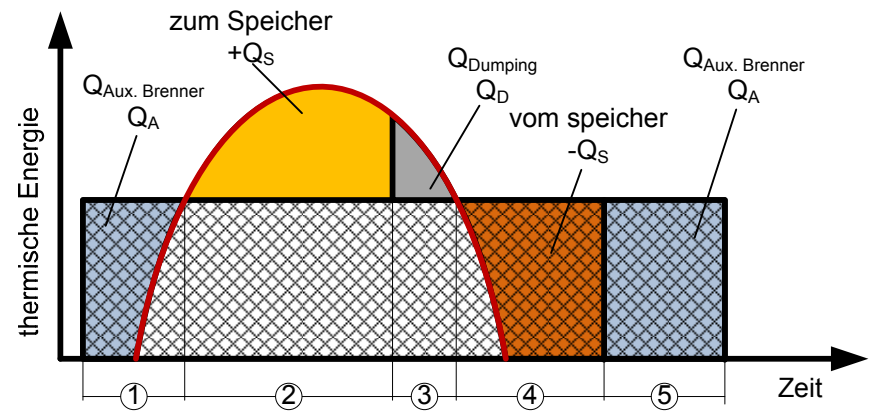
Solare Kraftwerksprozesse für Wüstengebiete

- Trockenkühlung (kein Kühlwasser vorhanden)
- Versorgungssicherheit → Hybridisierung mit möglichst geringem Brennstoffeinsatz
- Ressourcenschonung, geringe CO₂-Emissionen → Speichereinbindung

HTF-Kreislauf:



Betriebsmodus:



Betrachtete Kraftwerkskonzepte

- Parabolrinne
 - Öl, 390°C
 - Salz, bis 550°C
- Fresnel
- Solarturm
 - Direktdampf, bis 550°C
 - volumetrischer Receiver
 - Salz, bis 560°C (bzw. 650°C)

Dampfprozesse

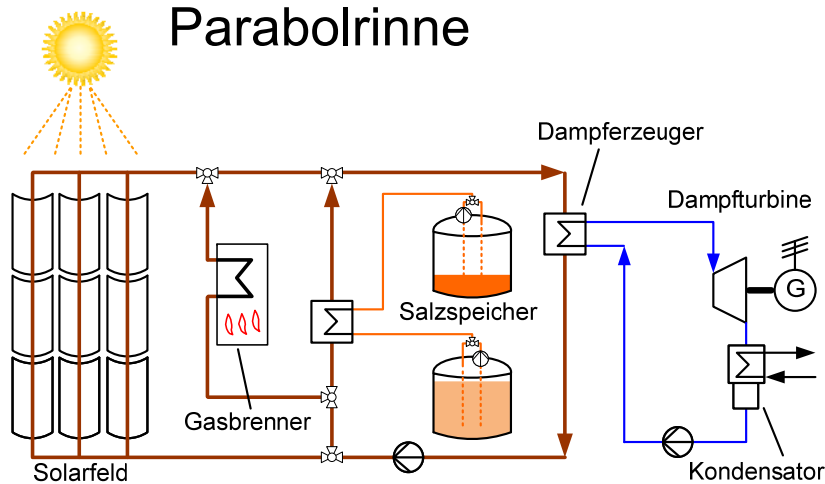
- GuD-Prozesse
 - ISCC mit Parabolrinne
 - Solarturm mit Einkopplung in Gasturbine
 - Solarturm-Kraftwerk mit Partikel-Receiver

Gas- und Dampfprozesse

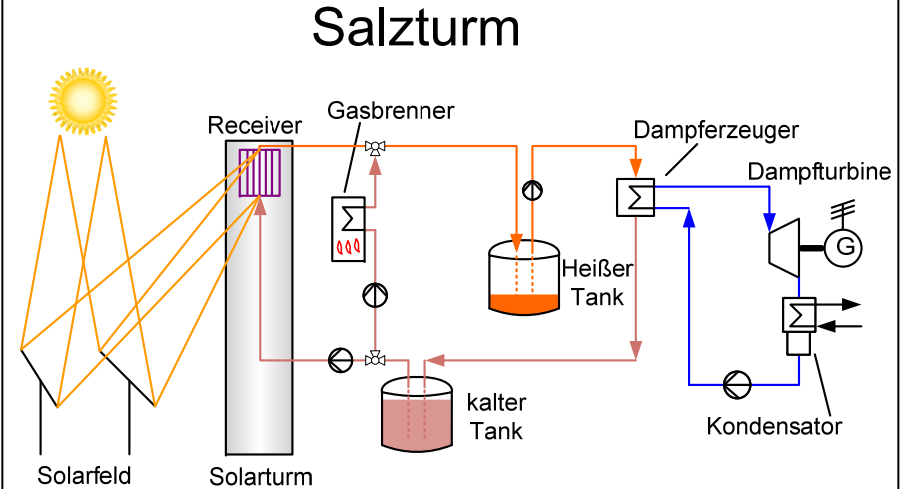
- Solare Gasturbine
 - Solarturm mit rekuperativem Gasturbinen-Prozess mit Zwischenkühlung

Gasturbinen-Prozesse

Solar-Hybride Solarkraftwerke mit Dampfprozess



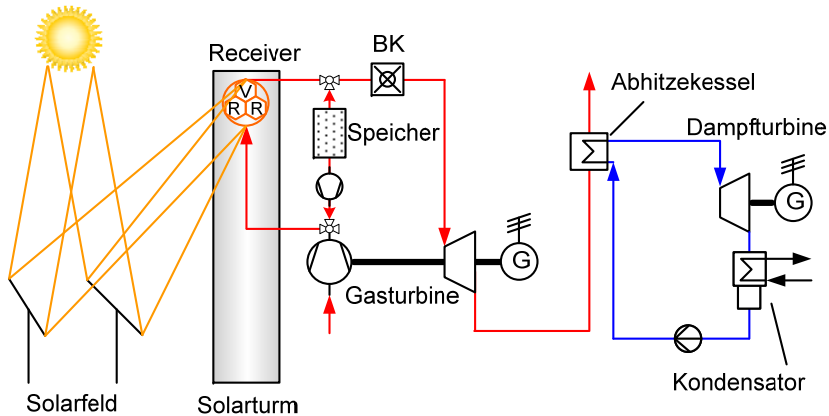
	Parabolrinne 30 MWe
HTF	Thermoöl
Solarfeld- Temperaturen	293°C - 393°C
Solarfeldleistung @SM1	80,7 MW _{th}
Brennerleistung	85 MW _{th}
Frischdampfzustand	371°C @ 100 bar
Abdampfparameter	45°C @ 0,1 bar
$\eta_{El. Brutto} @DP$	37,2%
Solar share @DP	100%



	Salzturm 30 MWe	Salzturm+ 150 MWe
HTF	Nitratsalz	Nitratsalz
Receiver-Temperaturen	290°C – 565°C	290°C – 635°C
Receiverleistung @SM1	70,5 MW _{th}	313 MW _{th}
Brennerleistung	74 MW _{th}	330 MW _{th}
Frischdampfzustand	552°C @126bar	620°C @285bar
Abdampfparameter	45°C @ 0,1 bar	45°C @ 0,1 bar
$\eta_{El. Brutto} @DP$	42,6%	47,9%
Solar share @DP	100%	100%

Solar-Hybride Solarkraftwerke mit GuD-Prozess

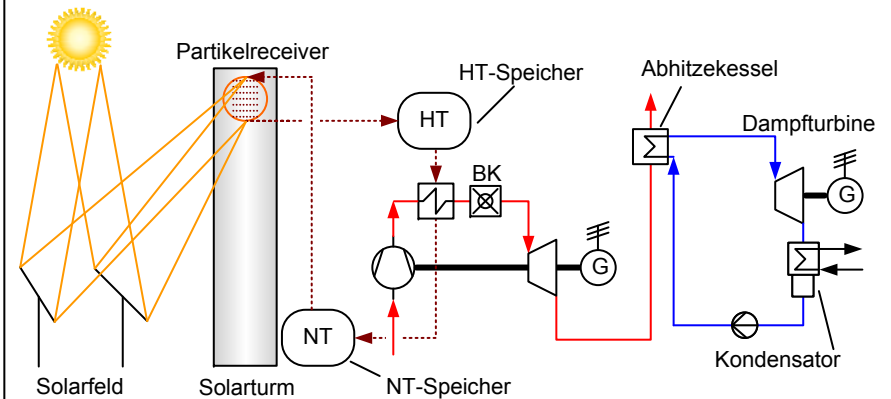
Solar-Hybride GuD (SHCC*)



	Solar-hybride GuD 30 MWe
HTF	Luft
Receiver-Temperaturen	354°C - 850°C
Solarfeldleistung @SM1	39,6 MW _{th}
Verbrennungstemperatur	1130°C @ 10 bar
Frischdampfzustand DT	490°C @ 44 bar
Abdampfparameter DT	45°C @ 0,1 bar
$\eta_{El. Brutto}$ @DP	46,4%
Solar share @DP	60,2%

* MAN Turbo, TU Dresden, VGB, DLR; gefördert durch BMU

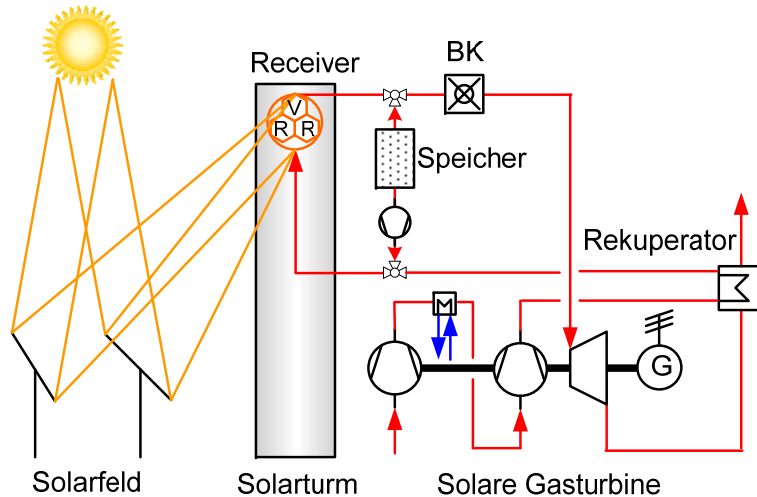
Partikel-Turm



	Partikel Turm 30 MWe
HTF	Keramik Partikel
Receiver-Temperaturen	360°C - 1000°C
Solarfeldleistung @SM1	52 MW _{th}
Verbrennungstemperatur	1130°C @ 10 bar
Frischdampfzustand DT	490°C @ 44 bar
Abdampfparameter DT	45°C @ 0,1 bar
$\eta_{El. Brutto}$ @DP	46,4%
Solar share @DP	83,4%

Solar-Hybride Solarkraftwerke mit Gasturbinen-Prozess

Solare Gasturbine



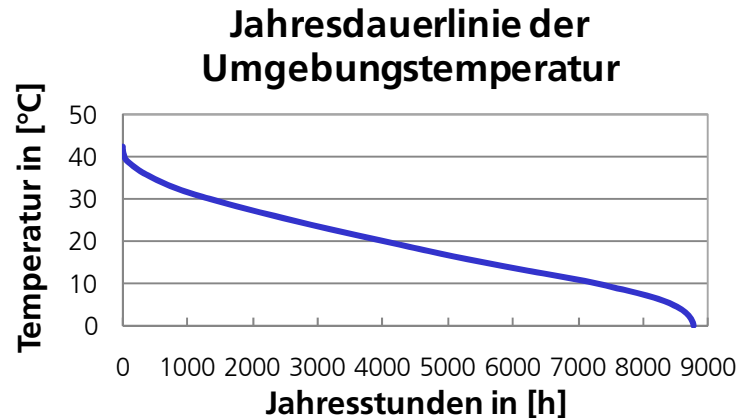
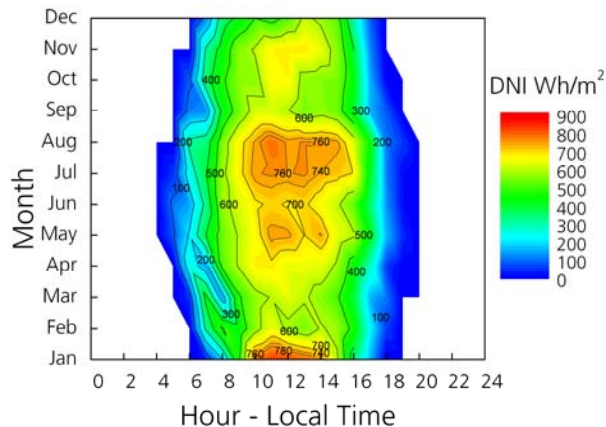
- angepasster Gasturbinen-Prozess
 - Rekuperator
 - Verdichter-Zwischenkühlung
 - Turbinen-Eintrittstemperatur 950°C
- keine Standard-Gasturbinen
 - starke Modifikation bestehender Typen
 - Neu-Entwicklung

	Solare Gasturbine 30 MWe
HTF	Luft
Receiver-Temperaturen	448°C - 950°C
Solarfeldleistung @SM1	61,7 MW _{th}
Verbrennungstemperatur	950°C @ 10 bar
$\eta_{El. Brutto}$ @DP	48,6%
Solar share @DP	100%

Parameterstudie

➤ Standort:

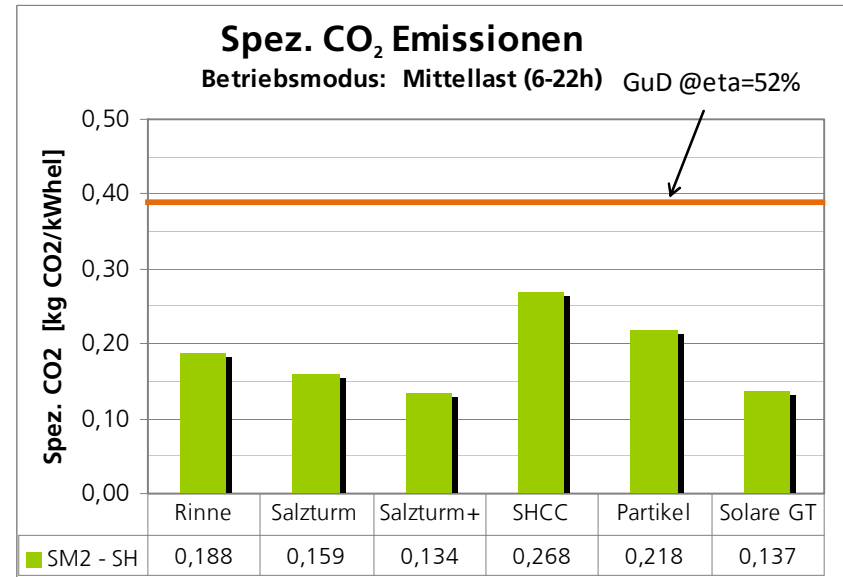
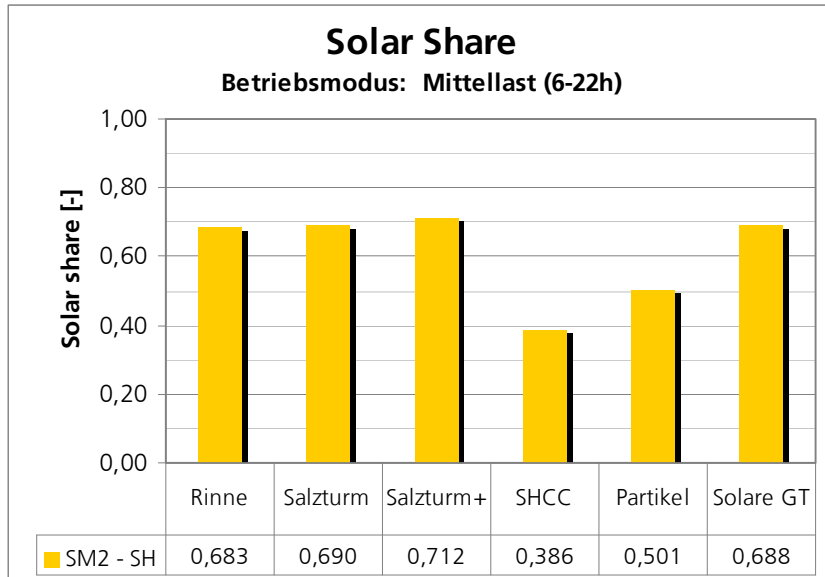
- Hassi R'Mel – Algerien (32,9° nördl. Breite, Höhe 746 m)
- DNI im Jahr: 2260 kWh/m²a (für 2005)
- Durchschnittliche Umgebungstemperatur: 19,2°C



➤ Gemeinsame Randbedingungen:

- Designpunkt: 21. März 12:00, $t_{\text{Luft}} = 25^{\circ}\text{C}$, $\varphi=60\%$
- $P_{\text{el, brutto}} \approx 30 \text{ MW}_{\text{el}}$, Trockenkühlung
- Betriebsstrategie: Mittellast: täglich 6 – 22h \Rightarrow 6205 h/a

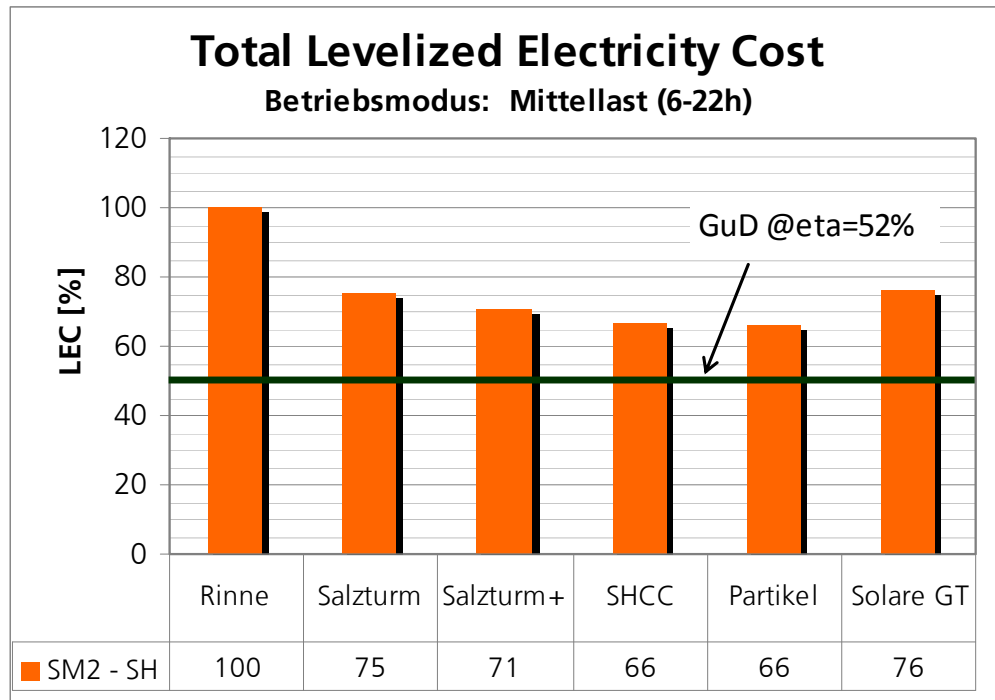
Ergebnisse der Jahressimulation für Mittellast



- Bedarfsgerechte und jederzeit gesicherte Stromerzeugung bedeutet immer einen gewissen Anteil an Hybridisierung
- Alle solar-hybriden Kraftwerke haben geringere CO₂-Emissionen als konventionelle GuD-Kraftwerke

Stromgestehungskosten

Brennstoffkosten 30 €/MWh_{th}



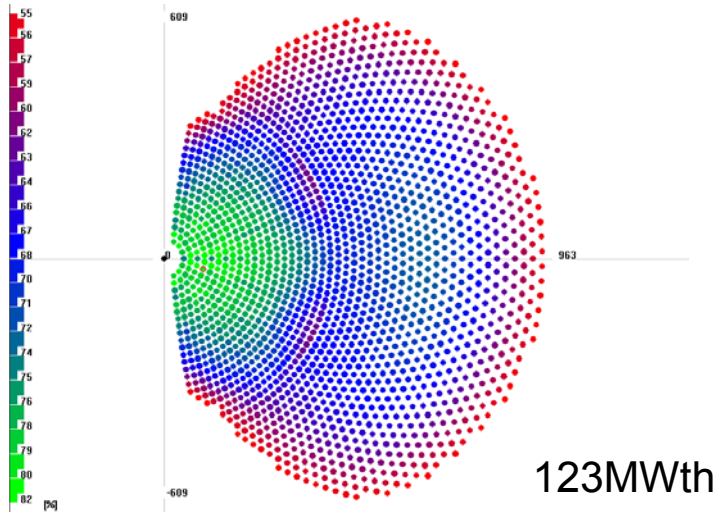
➤ neue Kraftwerksprozesse zeigen hohes Potenzial für Kostenreduktion

Einfluß der atmosphärischen Bedingungen

- bei linear-fokussierenden Systemen und Dishes:
⇒ Auswirkungen durch reduzierte DNI
- bei Solarturm-Systemen
⇒ Auswirkungen durch reduzierte DNI und atmosphärische Auslöschung (zwischen Heliostat und Receiver)



Beispiel Solarturm: Einfluß atmosphärische Bedingungen



Gute atmosphärische Bedingungen

$$\eta_{\text{atm}} = 0.936$$

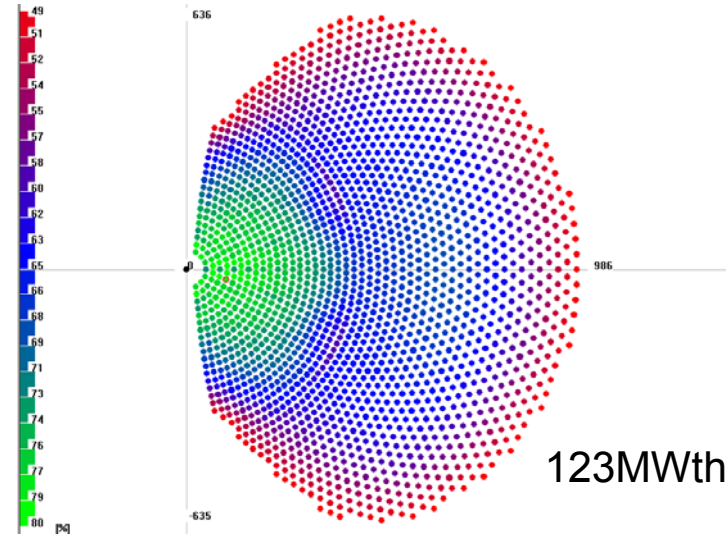
$$\eta_{\text{feld}} = 0.593$$

$$\eta_{\text{sol}} = 0.485$$

(inkl. Receiver)

→ 1903 Heliostate

Wärmegestehungskosten: 23,0 €/MWh_{th}



Schlechtere atmosphärische Bedingungen

$$\eta_{\text{atm}} = 0.894$$

$$\eta_{\text{feld}} = 0.561$$

$$\eta_{\text{sol}} = 0.458$$

(inkl. Receiver)

→ 2011 Heliostate

Wärmegestehungskosten: 23,8 €/MWh_{th} **+3,5%**

- 4,5%

-5,6%

+ 5,6%

Zusammenfassung

- etliche Kraftwerksprozesse existieren, die ein signifikantes Kostenreduktionspotenzial aufweisen
- unterschiedlicher Entwicklungsstand dieser Prozesse
- Standort-Bedingungen können für Technologie-Auswahl entscheidend sein

Danke für Ihre Aufmerksamkeit!

