

PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA

Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

FRANCISCO PRESTES MAIA FERNANDES

**Análise Conceitual sobre Sistemas de Conversão Hélioelétrica:
Torres de Potência com Receptor Central**

São Paulo

2013

FRANCISCO PRESTES MAIA FERNANDES

**Análise Conceitual sobre Sistemas de Conversão Héliotermoelétrica:
Torres de Potência com Receptor Central**

Monografia apresentada como forma de avaliação final do Curso de Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.

orientador:

Prof. Dr. Cláudio Roberto de Freitas Pacheco

São Paulo

2013

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

FICHA CATALOGRÁFICA

Fernandes, Francisco Prestes M.

Análise Conceitual sobre Sistemas de Conversão Hélio-termoelétrica:
Torres de Potência com Receptor Central.

Orientador: Prof. Dr. Cláudio Roberto de Freitas Pacheco.

São Paulo, 2013

70 f.:il.

Monografia (Curso de Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética) Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2013.

1. Energia solar térmica. 2. Heliostato 3. Central de Potência I. Título

FRANCISCO PRESTES MAIA FERNANDES

**Análise Conceitual sobre Sistemas de Conversão Hélio-termoelétrica:
Torres de Potência com Receptor Central**

Monografia apresentada como forma de avaliação final do Curso de Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.

Aprovado em:

Banca examinadora

Prof. Dr _____ Instituição: _____

Julgamento: _____ Assinatura: _____

Prof. Dr _____ Instituição: _____

Julgamento: _____ Assinatura: _____

Prof. Dr _____ Instituição: _____

Julgamento: _____ Assinatura: _____

Agradeço ao meu orientador Prof. Cláudio Pacheco e
ao arquiteto Miguel Pereira, pela amizade e apoio.

“O que sabemos é uma gota e o que ignoramos é um oceano.”

Isaac Newton

Resumo

O Brasil é um país privilegiado em vários aspectos e no que se refere a fontes renováveis de energia, apresenta um enorme potencial ainda a ser explorado. A matriz elétrica brasileira é predominantemente renovável, o que se comprova pelo grande aproveitamento do potencial hídrico aqui existente. Além desse recurso natural o Brasil apresenta excelentes índices de radiação solar direta comparáveis às melhores regiões do mundo, ótimos perfis de ventos e um biocombustível consolidado que é o álcool, portanto seria óbvio que não fosse ainda tão dependente e suscetível às causas e consequências do uso do Petróleo para gerar eletricidade.

Atualmente essa dependência se fortalece, visto que a cada período de seca, termelétricas movidas a combustíveis fósseis são acionadas a um alto custo para garantir a segurança energética do País, sujando a matriz e ampliando a dependência dessas fontes, que além de poluidoras, estarão escassas no futuro.

Nesse contexto, o trabalho desenvolvido nesta monografia visa analisar o potencial brasileiro para gerar energia elétrica a partir do sol, através da tecnologia de transferência de calor nos sistemas de concentração solar presentes nas Centrais de Torre, como opção ao uso de combustíveis fósseis para produzir vapor.

Essa tecnologia está consolidada em outros países, principalmente nos EUA e na Espanha, com plantas de potência que variam de 10 a mais de 350MWe, mas ainda é inédita no Brasil, o que torna o campo de estudo promissor e necessário, pois é um sistema complexo que exige domínio da técnica de rastreamento solar, da eficiência na transferência de calor e no armazenamento térmico. Um desafio para a engenharia e que poderia tornar-se viável com a implantação de uma Central piloto, contribuindo para o desenvolvimento da tecnologia e aperfeiçoamento da operação. O Brasil apresenta uma situação favorável para implantar sistemas solares, mas ainda está dependente de uma política governamental de incentivo a fonte e da implantação de um parque industrial para atender a demanda. As diversas Centrais de Torre atualmente operando com sucesso em outros locais do mundo, comprovam sua viabilidade e potencial para geração de eletricidade.

Palavras chave: Energia solar térmica, heliostatos, receptores solares, torres de potência, transferência de calor e armazenamento térmico.

Abstract

Brazil is a country privileged with various aspects and in relation to renewable sources of energy, still has a great potential to be explored.

The main Brazilian energy source is predominantly renewable, which is proved by use of large hydro potential exists here. Beyond this natural resource Brazil has excellent direct solar radiation rates comparable to the best regions in the world, great profiles winds and a biofuel that the technology is consolidated, the alcohol, so it would be obvious that there was still so dependent and susceptible by the causes and consequences of the use of oil to generate electricity.

Currently this dependency increases because for every dry spell, power plants to fossil fuels are operated at a high cost to ensure the national energy security, which results in dependence on these sources, which in addition to polluting will be scarce in the future.

In this context, This study aims to analyze the Brazilian potential to generate electricity from the sun, through the technology of heat transfer in solar concentrating systems present in the Central Tower, as an alternative to fossil fuel use in producing steam.

This technology is consolidated in other countries, mainly in the USA and Spain, with power plants ranging from 10 to over 350MWe, but still is unprecedented in Brazil, which makes the research promising and necessary, as it is a complex system that requires mastery of solar tracking, heat transfer efficiency and thermal storage, an engineering challenge that could become feasible with the implementation of a pilot Central, contributing to the development of technology and improvement of the operation. Brazil has a favorable situation to deploy solar systems, but is still dependent on a government policy to encourage the source and and the deployment of an industrial park to meet this technology demand. The several Central Tower currently operating successfully elsewhere in the world, prove its viability and potential for electricity generation.

Keywords: Solar thermal technology, heliostats, solar receivers, power towers, heat transfer and thermal storage.

Lista de Figuras

Figura 1.0 -	Central de Torre Gemasolar	17
Figura 2.1 -	Central de Torre <i>Solar One</i> em 1993.	18
Figura 2.2 -	Esquema de funcionamento de uma Central de torre	19
Figura 2.3 -	Campo de heliostatos	20
Figura 2.4 -	Face posterior de um heliostato utilizado na <i>Solar Two</i>	21
Figura 2.5 -	Receptor de cavidade e externo (central)	22
Figura 2.6 -	Torre e receptor da usina <i>Gemasolar</i>	23
Figura 2.7 -	Esquema de funcionamento da usina <i>Solar Two</i>	24
Figura 2.8 -	Usina PS20 da <i>Abengosolar</i>	26
Figura 2.9 -	Efeito cosseno(hemisfério norte)	27
Figura 2.10 -	Eficiência anual (hemisfério norte)	28
Figura 2.11 -	Esquema de um concentrador genérico	29
Figura 2.12 -	Gráfico $\eta_{th} \times T_F$	33
Figura 2.13 -	Gráfico de distribuição da temperatura radiante	35
Figura 2.14 -	Gráfico $\eta_{th} \times T_A$	36
Figura 2.15 -	Representação do ciclo de Carnot (T/s)	38
Figura 2.16 -	Gráfico $\eta_{tot} \times T_A$	40
Figura 2.17 -	Esquema do ciclo Rankine	41
Figura 2.18 -	Representação do ciclo Rankine	41
Figura 2.19 -	Esquema do ciclo Brayton	43
Figura 2.20 -	Representação do ciclo Brayton	44

Figura 3.1 - Média anual de radiação solar global diária (MJ/m ² .dia)	49
Figura 3.2 - Média anual de Insolação diária (horas)	50
Figura 3.3 - Mapa da rede de distribuição de Gás no Brasil	51
Figura 3.4 - Mapa do sistema de transmissão de energia no Brasil	52
Figura 3.5 - Mapa das usinas termelétricas e rede de gasodutos no Brasil	53
Figura 3.6 - Usina Jesus Soares Pereira / Termoçu	54
Figura 3.7 - Planta da Solar Two	55
Figura 3.8 - Esquema de funcionamento da <i>Solar Two</i>	56
Figura 3.9 - Desenho esquemático do sistema da Solar Two	57
Figura 3.10 - Detalhe da tubulação do receptor	59
Figura 3.11 - Detalhe do Heliostato <i>Lugo</i> - Solar Two	60

Lista de Tabelas

Tabela 2.0	-	Fluxo térmico máximo para diversos receptores	25
Tabela 3.0	-	Dados de radiação solar diária	48
Tabela 3.1	-	Resumo das principais características da Solar Two	58
Tabela 3.2	-	Cronograma resumido de projeto	61
Tabela 3.3	-	Resumo dos equipamentos principais da Solar Two_1996	61
Tabela 3.4	-	Dados de Bom Jesus da Lapa, Bahia	63
Tabela 3.5	-	Dados de Recife, Pernambuco.	63
Tabela 3.6	-	Simulação do campo de heliostatos para Bom Jesus da Lapa.	64
Tabela 3.7	-	Simulação do campo de heliostatos para Recife.	64
Tabela 3.8	-	Simulação da Torre e Receptor.	65

Lista de símbolos

A	m^2	Área da abertura de entrada
A'	m^2	Área da abertura de saída
A_{Ab}	m^2	Área de absorção (<i>absorber area</i>)
A_{Ap}	m^2	Área de abertura (<i>aperture area</i>)
C	-	Fator de concentração
C_{max}	-	Fator de concentração máximo (46 200)
c	m s^{-1}	Velocidade da luz no vácuo ($2.99792458 \cdot 10^8$)
D	m	Diâmetro da lente
E	W m^{-2}	Densidade de potência
E^S	W m^{-2}	Densidade de radiação solar direta
$E^{S/}$	W m^{-2}	Densidade de radiação solar incidente (após concentração)
E'	W m^{-2}	Densidade de energia (saindo)
E_λ	$\text{W m}^{-2} \mu\text{m}^{-1}$	Densidade de energia espectral da radiação
F	-	Fator de remoção de calor
f	m	Distância focal
f	-	Fator de diluição
h	Ws^2	Constante de Planck ($6.6260755 \cdot 10^{-34}$)
h_1	kJ kg^{-1}	Entalpia específica (condição 1)
h_2	kJ kg^{-1}	Entalpia específica (condição 2)
k	W s K^{-1}	Constante de Boltzmann ($1.380658 \cdot 10^{-23}$)
Q	W	Calor útil
Q_{in}	W	Entrada de calor
s	$\text{kJ kg}^{-1} \text{K}^{-1}$	Entropia específica
s_1	$\text{kJ kg}^{-1} \text{K}^{-1}$	Entropia específica (condição 1)
s_2	$\text{kJ kg}^{-1} \text{K}^{-1}$	Entropia específica (condição 2)

T	K	Temperatura
T_A	K	Temperatura do absorvedor
T_a	K	Temperatura do ambiente
T_F	K	Temperatura média do fluido de transferência de calor
T_H	K	Temperatura superior do ciclo de Carnot
T_m	K	Temperatura média
T_o	K	Temperatura Baixa
U_I	$W\ m^{-2}$	Coefficiente de transferência de calor interior (do absorvedor para o fluido)
U_L	$W\ m^{-2}$	Coefficiente de perda de calor interior (por convecção e condução)
W	W	Trabalho
α	-	Absortividade
ε	-	Emissividade
η_C	-	Eficiência de Carnot
η_{th}	-	Eficiência do Receptor
η_{tot}	-	Eficiência total do sistema (receptor solar e do conversor de calor)
λ	μm	Comprimento de onda
λ_C	μm	Corte do comprimento de onda
Φ	W	Energia de radiação
σ	$Wm^{-2}\ K^{-4}$	Constante de Stefan-Boltzmann ($5.67051 \cdot 10^{-8}$)
θ	mrاد	Metade do ângulo de um cone de radiação (entrada)
θ'	mrاد	Metade do ângulo de um cone de radiação (saída)

Sumário

1	Introdução	15
2	Revisão bibliográfica	18
2.1	Introdução	18
2.2	Heliostatos	20
2.3	Receptores	22
2.4	Fluídos e Armazenamento térmico	24
2.5	Campos de Heliostatos	26
2.6	Embasamento teórico	29
2.6.1	Concentração de radiação	29
2.6.2	Conversão de radiação em calor	31
2.6.3	Conversão de calor em eletricidade	37
2.6.4	Ciclos de turbina a vapor	41
2.6.5	Ciclos de turbina a gás	43
3	Simulação de uma Central no Brasil	46
3.1	Apresentação	46
3.2	Avaliação do recurso solar brasileiro	47
3.3	Descritivo do modelo	51
3.3.1	Introdução	51
3.3.2	Descrição	55
3.3.3	Simulação	62
4	Conclusões	66
5	Referências e Bibliografia	68

1 INTRODUÇÃO

A escolha do tema desta monografia foi decorrente da atual necessidade de ampliar o uso da geração de energia solar na matriz energética brasileira, principalmente como complementaridade ao sistema hídrico, que responde a 74% da oferta interna de energia, conforme o Balanço Energético Nacional (EPE, 2012)

Em virtude de sua latitude tropical, o Brasil apresenta elevado índice de radiação solar diária, comparáveis às melhores regiões do mundo, como consta no Atlas Solarimétrico do Brasil (UFPE, 2000) sendo mais do que óbvio utilizar esse potencial solar para gerar energia.

Apesar da matriz brasileira ser limpa, fundamentada no sistema hídrico, a situação atual é crítica, pois é sensível ao volume pluviométrico e faz-se necessário em tempos de seca, devido ao baixo nível dos reservatórios, acionar térmicas movidas a combustíveis fósseis (gás natural, óleo diesel e carvão mineral) que além de poluir a matriz, aumenta consideravelmente as emissões de CO₂ e apresenta um alto custo.

O Operador Nacional do Sistema (ONS) não está totalmente preparado para a oferta energética dessas térmicas e opera no limite, o que é uma das grandes causas da instabilidade da rede e a constante presença do fantasma do apagão nacional ocorrido em 2001.

Em outubro de 2012 o semi-árido brasileiro teve o mês mais seco em 83 anos e o aporte das térmicas entre o final de 2012 e o início de 2013 chegou a 13.700 MW, considerando que a capacidade instalada no Brasil é de 16.228 MW, conforme dados do ONS, a situação é bastante preocupante, tanto do ponto de vista ambiental como econômico.

Neste contexto a utilização da energia solar como fonte limpa é uma alternativa concreta ao uso das térmicas movidas a combustíveis fósseis - que representam atualmente 80% de toda energia consumida no mundo - e junto com outras fontes, como a eólica, podem complementar de forma inteligente o sistema hídrico. Mesmo com uma demanda crescente por energia e apresentando condições muito favoráveis, por diversos motivos a energia solar ainda não é uma fonte competitiva e de apoio a nossa matriz energética.

Principalmente por questões tecnológicas e políticas, tanto no sistema de tarifas e no desenvolvimento do parque industrial para atender o mercado, quanto no conhecimento e aperfeiçoamento tecnológico dos sistemas existentes no mundo.

O objetivo desta monografia é desenvolver uma análise conceitual sobre o sistema de torres de potência com receptor central ou Centrais de Torre, que é uma tecnologia específica para geração de energia solar solar térmica em operação nos EUA e Espanha e atualmente inexistente no Brasil e estudar as possibilidades da sua inserção na matriz energética brasileira.

Para tanto o trabalho será desenvolvido e dividido em três partes, na primeira a descrição dos fundamentos e o atual estado do arte, na segunda parte o embasamento teórico que define o sistema e por último a análise de um modelo de Central e simulação para implantar no Brasil. Como é uma tecnologia ainda não aplicada no país, o modelo de Central será teórico, mas referenciado por dados de usinas já construídas em outros locais do mundo, principalmente nos EUA e Espanha.

O uso da energia solar remonta a antiguidade. Desde o Egito antigo há registros do uso da radiação solar para gerar ar aquecido e deram origem a inúmeras discussões durante a idade média. As antigas civilizações americanas, incas, maias e astecas, faziam uso sistemático da energia solar nos seus projetos de habitações, estando portanto intimamente ligadas às origens culturais das sociedades humanas. (Fraidenraich e Lyra, 1995)

O primeiro dispositivo similar a um coletor solar moderno, foi testado pelo naturalista suíço Horácio de Saussure em 1767 e no pós-revolução industrial surgiu um notável avanço no projeto de equipamentos solares e na conversão de energia solar em mecânica. (Fraidenraich e Lyra, 1995)

Observa-se portanto que o uso da energia solar foi aperfeiçoando e amadurecendo durante a evolução da nossa sociedade e intensificando os trabalhos de pesquisa para seu aproveitamento no pós-guerra. Após um longo processo de maturação, constitui atualmente um campo de conhecimento, cujos fundamentos estão solidamente estabelecidos. (Fraidenraich e Lyra, 1995)

As plantas de potência heliotermoelétricas são divididas em dois sistemas: o centralizado, conhecido como Centrais de Torre, que será o foco de estudo desta monografia e o distribuído, que é composto por concentradores parabólicos.

As centrais de torres são um sistema complexo, composto por um campo de helióstatos, que são um conjunto de painéis espelhados capazes de rastrear o sol em dois eixos, a torre que abriga o receptor central com um fluído de trabalho, o sistema de armazenamento e o conjunto turbina-gerador. Cada heliostato é composto por um conjunto de espelhos com área refletora variável entre 50 a 150m² e tem a finalidade de conduzir a radiação solar incidente até o receptor central, aquecendo a altas temperaturas o fluido de trabalho, que pode ser armazenado e utilizado para gerar vapor e tocar uma termelétrica convencional.

O sistema de armazenamento de calor pode ser elaborado de diversas formas, mas a tecnologia de sal fundido, armazenado em tanques é atualmente a mais utilizada.

O sistema de conversão da energia térmica provinda do receptor, consiste no gerador de vapor e trocador de calor, sistema turbina-gerador e equipamento de apoio, que convertem a energia térmica em energia elétrica para conectar à rede.



Figura 1.0 - Central de Torre Gemasolar da Torresol Energy em Sevilha na Espanha, 2011

Fonte: Markel Redondo / Greenpeace

2 Revisão bibliográfica

2.1 Introdução

Central Receiver System (CRS), sistemas de receptor central ou Centrais de Torre, são sistemas que utilizam a energia térmica provinda dos raios solares para produzir energia elétrica. São compostos por um campo de heliostatos, que tem a finalidade de refletir a radiação solar direta para um receptor localizado no alto de uma torre e transferir essa energia para um fluido de trabalho, convertendo energia térmica em elétrica através de um ciclo termodinâmico Rankine convencional.



Figura 2.1 - Central de Torre *Solar One* em 1993. Barstow, CA, USA

Fonte: IEA (*International Energy Agency*)

As centrais de torre apresentam plantas de grandes dimensões, geralmente com potência de 10MW mais podem produzir mais de 350MW e operam em altas temperaturas, chegando a 1000°C e necessitam de armazenamento térmico, ou de um sistema de apoio (*backup*) nos períodos sem incidência de radiação solar.

Os heliostatos, componente principal do sistema, são painéis espelhados que possuem rastreamento individual do sol, com a finalidade de refletir a radiação em direção ao receptor, concentrando a luz solar entre 300 e 1500 vezes para entradas de altas temperaturas. A energia é absorvida por um fluido de trabalho, que é utilizado para produzir vapor e alimentar uma turbina convencional a vapor, conforme a figura 2.2.

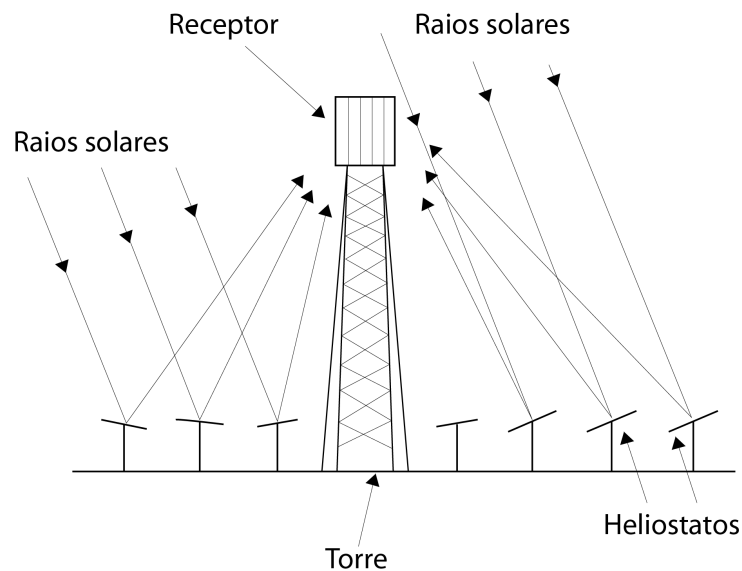


Figura 2.2 - Esquema de funcionamento de uma Central de torre

Fonte: Kolagirou, 2009 (adaptado)

A primeira central de torre em operação no mundo foi a *Solar One* no deserto de Mojave, em Barstow nos EUA, foi construída em 1982 e funcionou até 1988. Seu campo solar era constituído de 1818 heliostatos de 39,90 m² cada, produzindo 10MW de potência elétrica. Em 1996 a usina *Solar One* foi atualizada para a *Solar Two* com a introdução de um novo sistema de armazenamento de calor com sais fundidos e sistema de controle mais eficiente. Operou até 1999, provando que é possível produzir energia elétrica em grande escala com as centrais de torre.

As plantas dessas centrais são de grandes dimensões, geralmente com potências de 10MW ou mais, sendo que o tamanho ideal está entre 50 e 400MW. Estima-se que as centrais poderão chegar a gerar energia elétrica em 2020 elétrica a um custo em torno de US\$0,04/kWh nos EUA. (Taggart, 2008)

2.2 Heliostatos

A palavra heliostato compreende *hélio* para o sol e *estato* pelo fato de que a imagem solar refletida é mantida numa posição fixa ao longo do dia.

São dispositivos que seguem o movimento do sol, compostos pelo elemento refletor que são um conjunto de módulos planos, constituídos por um vidro espelhado de pequena espessura e baixo teor de ferro, que garante maior resistência à oxidação e maior refletividade, sendo capazes de durar entre 20 a 25 anos, tempo de vida necessário para serem viáveis comercialmente. Representam entre 40 e 50% do custo total de uma Central e por consequência o grande desafio é produzir heliostatos a um custo relativamente baixo, de modo que o valor da energia elétrica produzida nesse sistema possa competir com as termelétricas movidas a combustível fóssil.



Figura 2.3 - Campo de helióstatos

Fonte: *SolarReserve*

Os módulos espelhados apresentam dimensões que podem variar em áreas de 30 a 150m² e são fixados em estrutura metálica, com mecanismo de acompanhamento do sol em dois eixos, elevação e azimute, movimentando-se através de um motor de passo acoplado a uma caixa de redução, conforme descrito na figura 2.4. O motor recebe sinais de um computador central de controle, que orienta o plano do heliostato de forma que sua normal seja a bissetriz do ângulo formado pelos raios luminosos na trajetória sol-espelho-torre.

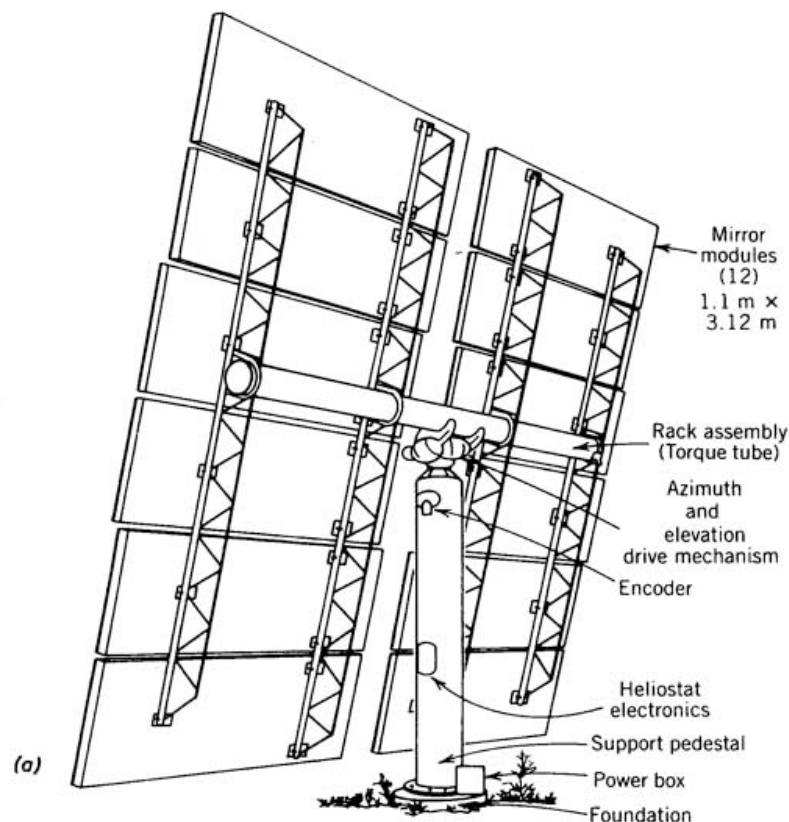


Figura 2.4 - Face posterior de um heliostato utilizado na *Solar Two*

Fonte: <http://powerfromthesun.net>

Um dos fatores para o dimensionamento dos heliostatos de grande porte é a sua resistência ao vento, devendo operar em condições adequadas (deformação máxima pré-estabelecida) com ventos em velocidades de 15 até 20m/s e de até 40m/s na posição horizontal, de descanso. Outro fator importante é a sua resistência às chuvas de granizo, devendo suportar o impacto de pedras de 19mm de diâmetro a uma velocidade de 20m/s e possuir métodos mecanizados de limpeza, tanto para os heliostatos quanto para o receptor. (Fraidenraich e Lyra, 1995)

2.3 Receptores

O receptor é locado no topo da torre de forma que a energia refletida pelos heliostatos seja transferida com eficiência ao receptor que absorve a radiação solar e a transfere para o fluido de trabalho. Existem dois tipos básicos de receptores: o de cavidade e o externo. (figura 2.5)

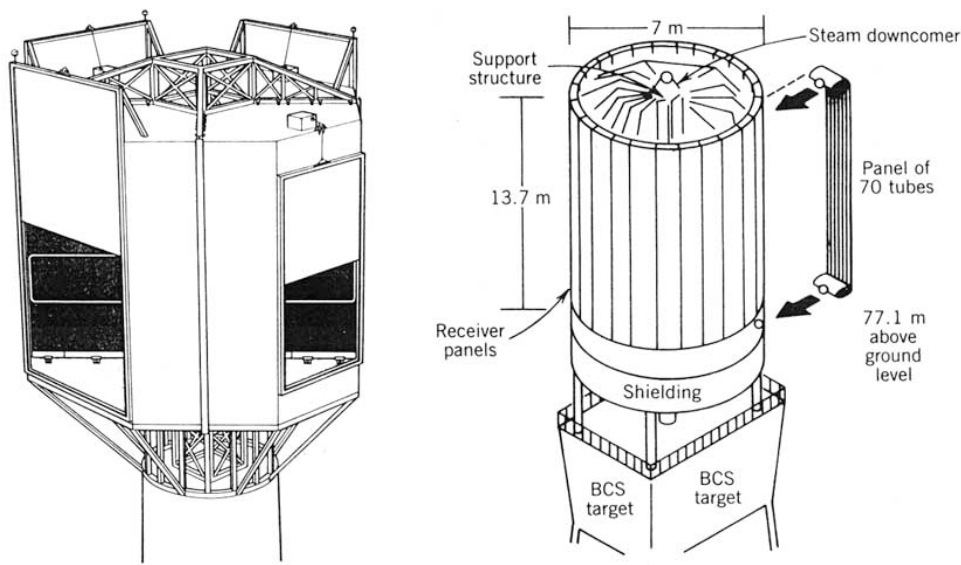


Figura 2.5 - Receptor de cavidade e externo (central)

Fonte: <http://powerfromthesun.net>

Nos receptores de cavidade, os elementos de absorção de calor situam-se no interior de uma cavidade isolada e o ponto focal do campo heliostato coincide com a abertura. Oferecem a vantagem de menores perdas de calor, mas geralmente restringem a direção da radiação e, conseqüentemente, afetam no arranjo do campo de heliostatos.

Nos receptores externos as superfícies de transferências de calor estão expostas ao ambiente e permitem chegar a níveis mais elevados de temperatura, pois estão localizadas diretamente no ponto focal, mas é limitado pelos materiais dos elementos de absorção do calor.

Em particular, os cilíndricos oferecem um projeto flexível para a distribuição dos heliostatos no campo e permitem facilidade na expansão da Central.



Figura 2.6 - Torre e receptor da usina *Gemasolar* de 20MW, em Sevilha na Espanha, 2011

Fonte: *Torresol Energy*

A principal limitação de projeto do receptor é o fluxo de calor que poder ser absorvido pela tubulação e transferido ao fluido de trabalho sem sobreaquecimentos das paredes ou dos fluidos. A altura da torre, que varia entre 70 a 170m é determinante no custo total e sua construção pode ser feita em aço ou concreto.

2.4 Fluidos e Armazenamento Térmico

Atualmente os fluidos utilizados para a transferência de calor no receptor são: água, vapor, sais fundidos, sódio líquido e ar. No armazenamento térmico direto utiliza-se vapor e os sais fundidos. (figura 2.7)

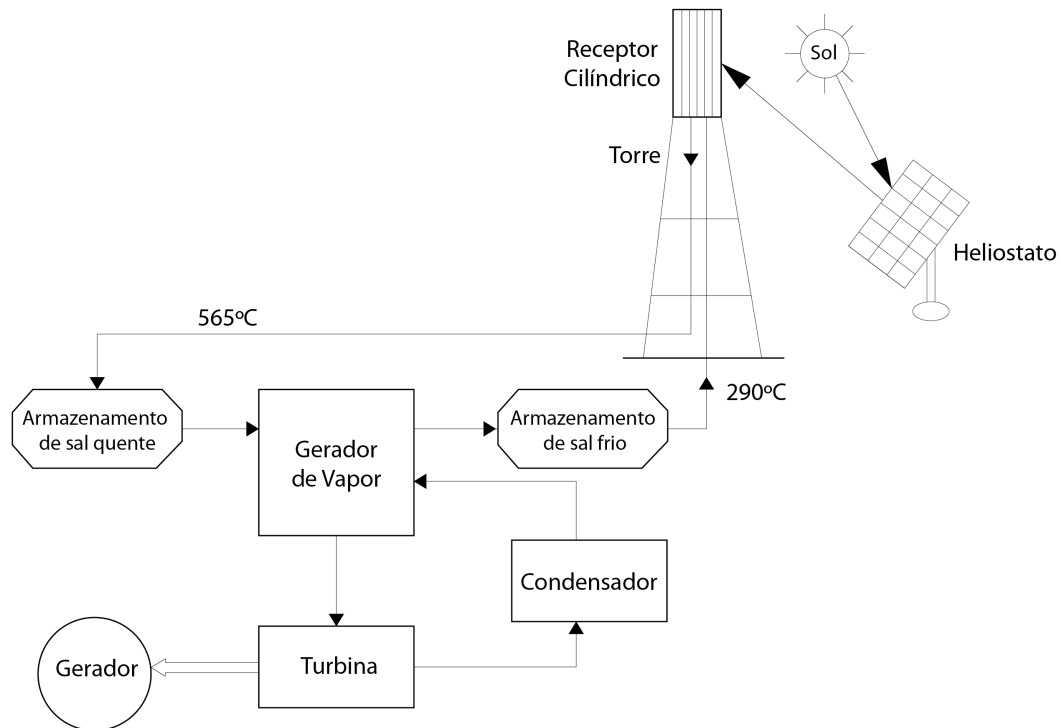


Figura 2.7 - Esquema de funcionamento da usina *Solar Two*

Fonte: Kolagirou, 2009 (adaptado)

A escolha do fluido térmico (Tabela 2.0) está determinada principalmente pela temperatura de operação da central e pela relação custo-benefício e por questões de segurança operacional.

O vapor é utilizado em diversas Centrais e tem como principal vantagem o fato de trabalhar diretamente no ciclo da turbina, sem precisar de trocadores de calor, mas é difícil de armazenar em grandes quantidades sobre alta pressão e temperatura. A água utilizada no receptor deve estar bem dionizada para evitar incrustações no interior das tubulações.

Os sistemas atuais, como a central PS20 da *AbengoaSolar* (figura 2.8) trabalham com vapor saturado a temperaturas próximas de 250°C, muito distante da capacidade máxima do receptor. A centrais que operam com vapor sobreaquecido chegam a temperaturas de até 540°C, o que pode aumentar a eficiência do sistema em cerca de 30%.

Os sais fundidos são também utilizados como fluido térmico de trabalho, com excelentes propriedades térmicas e custo relativamente baixo. Podem ser usado para temperaturas de até 600°C sem graves problemas de corrosão nos tubos metálicos, mas podem solidificar à temperaturas entre 140 e 220°C e portanto devem ser aquecidas quando o sistema não está operando, nesse caso um sistema de apoio a Gás Natural pode aumentar a eficiência do sistema.

O sódio líquido apresenta temperaturas excelentes de transferência de calor, podendo chegar nos 600°C, mas solidifica a 98°C, sendo necessário aquecimento quando o sistema não opera e o seu custo é mais elevado que os sais fundidos.

Em altas temperaturas, tais como no ciclo Brayton, pode ser utilizado o ar, com a vantagem de não ser tóxico, não apresentar restrições quanto a temperatura de funcionamento e estar disponível de forma gratuita, mas apresenta baixa densidade e baixa condutividade térmica. Atualmente estão sendo desenvolvidos receptores volumétricos de ar, que permitem atingir temperaturas superiores as obtidas com o uso do vapor ou dos sais fundidos, e por terem baixa inércia térmica, permite o acionamento e resposta rápida do sistema.

Fluido Térmico	Configuração	Fluxo Máximo (MW/m ²)
Sódio Líquido	Em tubos	1,5
Sódio Líquido	Em tubos de calor	1,2
Sal Fundido	Em tubos	0,7
Água	Em tubos	0,7
Vapor	Em tubos	0,5
Ar	Em tubos metálicos	0,22

Tabela 2.0 - Fluxo térmico máximo para diversos receptores.

Fonte: Fraidenraich e Lyra, 1995

2.5 Campos de Heliostatos

O campo consiste no conjunto de heliostatos configurados de forma a conduzir a radiação solar direta em direção do receptor situado na torre. Esta configuração auxilia a transmitir energia térmica a longas distâncias, economizando na rede de distribuição.



Figura 2.8 - Usina PS20 da *AbengoaSolar*, situada no Complexo Solúcar na Espanha, 2009

Fonte: Markel Redondo / *Greenpeace*

A geometria de um campo de heliostatos reproduz, em forma segmentada, a geometria de um paraboloide de revolução (ou elíptica) cujo eixo tem a direção dos raios solares. A disposição dos campos em relação a torre podem ocorrer em duas configurações distintas: a primeira circular, com os heliostatos dispostos ao redor da torre e do receptor externo (central) e a segunda com os heliostatos voltados ao sul (no hemisfério sul), refletindo a radiação na direção norte para um dos lados da torre e seu ponto focal coincide com a abertura do receptor de cavidade.

O desafio de projeto se encontra no estudo da melhor localização do campo em relação ao receptor, bem como a altura da torre, considerando as muitas variáveis e os mecanismos de perdas, que dependem da distribuição dos heliostatos no terreno, buscando a maior eficiência do campo.

O fator mais importante para determinar a eficiência da configuração do campo é o efeito coseno, isto é, o coseno do ângulo de incidência, que depende da posição do Sol e do heliostato em relação ao receptor. O mecanismo de movimentação e rastreamento posiciona os heliostatos de maneira que a normal à sua superfície fique situada na bissetriz do ângulo entre os raios do Sol e a linha de radiação para a torre e portanto sua área efetiva de reflexão é reduzida pelo coseno da metade deste ângulo.

Através da figura 2.9 é possível observar as perdas pelo efeito coseno. O heliostato A tem maior área de reflexão e sua perda é pequena, pois a normal da sua superfície aponta para o receptor. No heliostato B a perda por efeito coseno é maior devido a posição necessária à reflexão da radiação solar para o receptor.

Nota-se o que os heliostatos mais eficientes estão localizados no lado oposto ao sol e voltados ao sul, conforme o modelo em estudo, implantado no hemisfério sul.

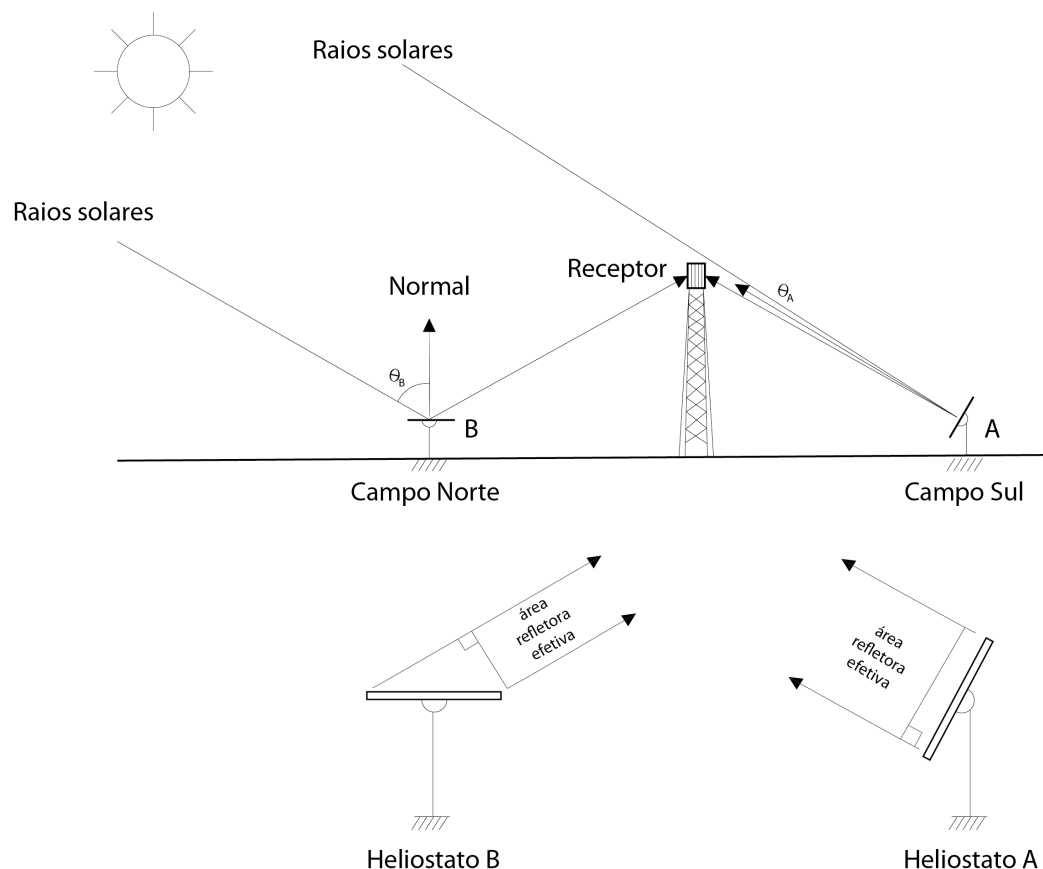


Figura 2.9- Efeito coseno (hemisfério sul) para dois heliostatos em direção oposta à torre

Fonte: <http://powerfromthesun.net> (adaptado)

A figura 2.10 mostra a eficiência média anual de um campo solar(Solar One) em relação ao efeito coseno. Os heliostatos voltados ao Sul são mais eficientes, razão pela qual a maioria dos heliostatos de um campo está a Sul.

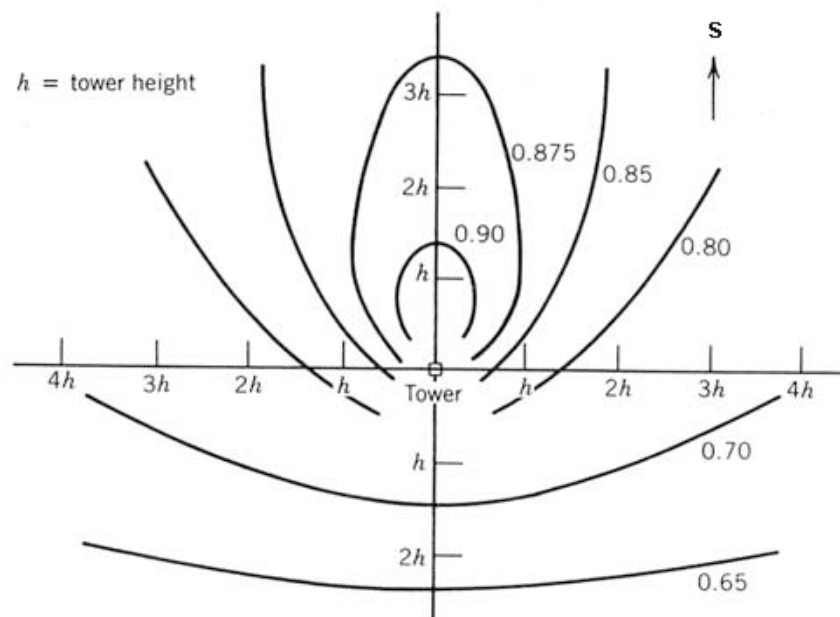


Figura 2.10 - Eficiência anual (hemisfério sul) de um campo de heliostatos em relação ao efeito coseno.

Fonte: <http://powerfromthesun.net>

2.6 Embasamento teórico

2.6.1 Concentração de radiação

Calor é definido como uma forma de energia em trânsito causada pela diferença de temperatura entre dois sistemas ou partes de um mesmo sistema, e pode ser transferido a partir de três maneiras distintas, condução, convecção e radiação. Todos os corpos emitem radiação eletromagnética como consequência de sua energia interna que, em condições de equilíbrio, é proporcional à sua temperatura. Essa energia ocorre em uma ampla faixa de comprimentos de onda que varia, entre 10^{-10} e 10^4 μm . Os menores comprimentos de onda estão associados aos raios gama, raios X e a radiação ultravioleta, enquanto que as micro-ondas possuem grandes comprimentos de onda (DUFFIE e BECKMAN, 2006). Valores intermediários de comprimento de onda na faixa de 0,1 a 100 μm referem-se à radiação térmica a qual pode ser detectada como calor ou luz, sendo esta radiação o ponto de interesse desta monografia.

Energia de radiação Φ é emitida a partir de uma fonte e diluída com o aumento da distância, isto significa que a densidade de energia E , medida em Wm^{-2} , é reduzida com o acréscimo da distância, pois a energia emitida é distribuída sobre uma grande área de superfície. A concentração de radiação visa aumentar a densidade de energia da radiação, com o objetivo de otimizar sua utilização. A Figura 2.11 apresenta um concentrador genérico, constituído por uma área de abertura A (m^2) para entrada da energia de radiação e uma outra área de abertura A' para a energia sair do sistema de concentração. (PITZ-PAAL, 2007)

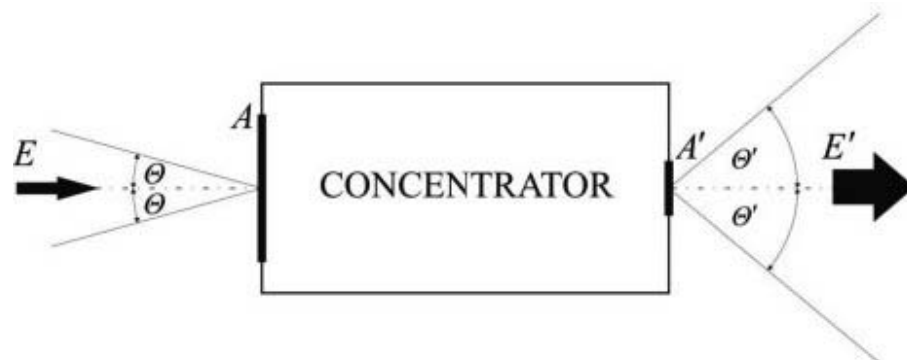


Figura 2.11 - Esquema de um concentrador genérico.

Fonte: R. Pitz-Paal / EOLSS

Não havendo perdas no concentrador, o princípio termodinâmico da conservação de energia leva a conclusão de que o fator de concentração C , definido como a relação entre a densidade de energia de entrada pela de saída, também pode ser descrito pela razão inversa das respectivas áreas de abertura:

$$C = \frac{E'}{E} = \frac{A}{A'} \quad (2.1)$$

Os concentradores ideais conservam uma determinada quantidade de energia, que é o produto da área de abertura pelo quadrado do seno do semi-ângulo do cone de radiação de entrada θ e de saída θ' :

$$A \cdot \sin^2 \theta = A' \cdot \sin^2 \theta' \quad (2.2)$$

A razão de concentração de um concentrador ideal pode ser especificada pela expressão:

$$C = \frac{A}{A'} = \frac{\sin^2 \theta'}{\sin^2 \theta} \quad (2.3)$$

Utilizando como exemplo, uma lente convexa grande para concentrar a luz solar em uma área pequena, o cone de radiação θ é igual a metade do ângulo do sol, enquanto que θ' é descrito pelo raios de borda da lente para o ponto focal.

Para uma determina abertura de ângulo θ a concentração máxima é alcançada se o $\sin^2 \theta' = 1$ ou $\theta' = 90^\circ$, portanto para a metade do ângulo do sol de 4.653 mrad a razão de concentração máxima teórica é 46.200.

A conclusão desse princípio é que a razão de concentração de uma lente convexa é maior quanto menor for a relação entre a distância focal f e o diâmetro da lente D , porque angulo de abertura de saída θ' aumentou para 90° .

No entanto, mesmo com uma lente convexa perfeita, o limite teórico não pode ser alcançado, devido ao fato de que os raios paralelos não são exatamente paralelos ao eixo óptico (aberração óptica) e portanto não coincidem com um único ponto, limitando a capacidade para se atingir a concentração limite teórica.

A análise dos concentradores é importante para fazer a distinção entre sistemas de imagem e sem formação de imagem. Em sistemas de imagem, como em lentes convexas grandes, telescópios, microscópios ou espelhos parabólicos, os raios que saem de um ponto de um objeto e entram na abertura, são trabalhados por um único ponto, independentemente do seu caminho através dos sistema óptico, é assim que uma imagem pode ser gerada.

Em sistemas sem formação de imagem todos os raios que entram na abertura de entrada, saem em algum lugar, o que resulta em maior flexibilidade no projeto do concentrador, podendo alcançar razões de concentração mais elevadas.

Um bom exemplo é um cone truncado com as superfícies internas refletoras, onde a radiação entra através da abertura maior e sai pela menor. Um design muito eficiente de um concentrador sem formação de imagem é um cone com formato específico de segmento de parábola, denominados, concentradores parabólicos (CPC).

A quantidade de energia conservada no CPC, implica que, para uma dada razão de saída e aberturas de entrada no coletor, apenas os raios em um cone com semi-ângulo serão aceitos pelo concentrador. (PITZ-PAAL, 2007)

$$\Theta = \arcsin \sqrt{\frac{A'}{A}} \quad (2.4)$$

2.6.2 Conversão de radiação em calor

O dispositivo utilizado em concentradores solares de alta temperatura para conversão da radiação solar concentrada em calor são chamados receptores.

São projetados para absorver a radiação concentrada e transferir o máximo de energia possível para o fluído de transferência de calor.

Ocorrem perdas devido ao fato que a superfície de absorção pode não ser totalmente negra e nas elevadas temperaturas emitem radiação térmica para o ambiente por convecção e condução. Considerando que o receptor não é protegido por uma cobertura transparente, o calor útil Q coletado pelo receptor pode ser calculado como:

$$Q = A_{Ap} \cdot [\alpha \cdot C \cdot E^S - \varepsilon \cdot \sigma \cdot T_A^4 - U_L \cdot (T_A - T_a)] \quad (2.5)$$

Onde A_{Ap} é área de abertura, α a capacidade de absorção média do absorvedor em relação ao espectro solar, C o fator de concentração, E^S a densidade de radiação solar direta e ε a emissividade média do absorvedor em relação ao a radiação de corpo negro a uma temperatura de absorção T_a . σ é a constante de Stefan-Boltzmann ($5.67051 \cdot 10^{-8}$), U_L o coeficiente de perda de calor por convecção e condução. Entrada de radiação térmica a partir da temperatura ambiente T_a para o receptor é negligenciada.

Levando-se em conta que, para a transferência de calor do absorvedor para o fluido é necessária uma diferença de temperatura a expressão abaixo também é válida para a energia útil:

$$Q = A_{Ab} \cdot U_I \cdot (T_A - T_F) \quad (2.6)$$

U_I é o coeficiente de transferência de calor do absorvedor para o fluido, T_F temperatura média do fluido de transferência e A_{Ab} área do absorvedor.

Utilizando as duas equações, a fórmula do balanço de energia pode ser reescrita substituindo o temperatura do absorvedor pela temperatura do fluido:

$$Q = A_{Ap} \cdot [F \cdot \alpha \cdot C \cdot E^S - F \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot T_F^4 - F \cdot U_L \cdot (T_F - T_a)] \quad (2.7)$$

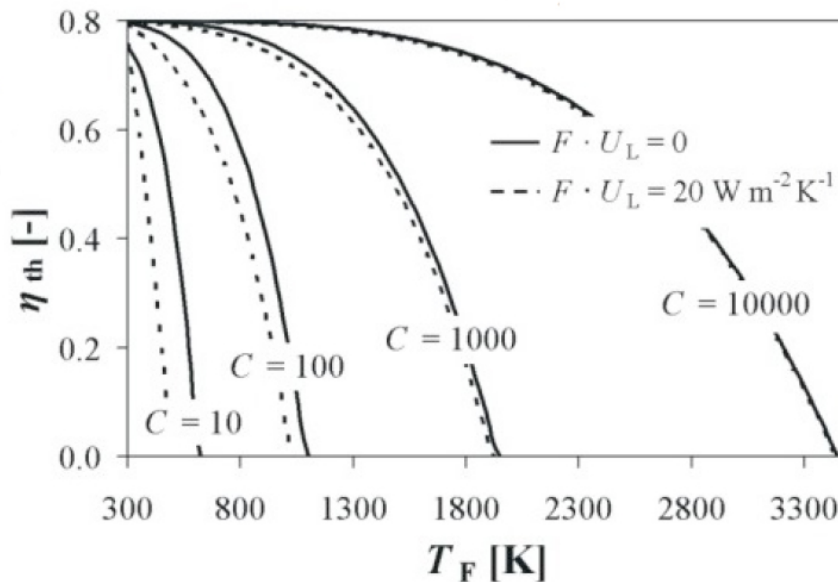
O fator de remoção de calor F , é determinado a partir do balanço energético dos coletores planos, e descrito como:

$$F = \frac{A_{Ab} \cdot U_I}{A_{Ab} \cdot U_I + A_{Ap} \cdot U_L + A_{Ap} \cdot 4 \cdot \sigma \cdot T_F^3} \quad (2.8)$$

A eficiência térmica do receptor η_{th} , é definida pela relação entre o calor útil com a radiação solar incidente na abertura:

$$\eta_{th} = \frac{Q}{A_{Ap} \cdot C \cdot E^S} = F \cdot \alpha - \frac{F \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot T_F^4}{C \cdot E^S} - \frac{F \cdot U_L \cdot (T_F - T_a)}{C \cdot E^S} \quad (2.9)$$

Abaixo o gráfico com a variação da eficiência térmica da receptor η_{th} pela temperatura média do fluido de transferência de calor T_F :



$$C \text{ (} F \cdot \alpha = 0.8, F \cdot \varepsilon = 0.8, E^S = 800 \text{ W m}^{-2}, T_a = 300 \text{ K)}$$

Figura 2.12 - Gráfico $\eta_{th} \times T_F$

Fonte: R. Pitz-Paal / EOLSS

A partir da figura 2.12 é possível concluir que altas temperatura do fluido produzem eficiências mais baixas, fatores de maior concentração conduzem a uma maior eficiência e perdas por convecção e condução são de menor importância em altos fatores de concentração.

Baseado na relação entre o calor útil com a radiação solar incidente na abertura, maiores eficiências podem ser alcançadas quando $\alpha = 1$, $\varepsilon = 0$ e $U_L = 0$.

Enquanto que U_L é de menor importância para concentradores de alta temperatura, as escolhas de α e ε são cruciais. Entretanto, uma seleção arbitrária e independente de ambas as quantidades são limitadas pela lei de Kirchhoff, o que exige para um comprimento de onda específico λ , a capacidade de absorção ser igual à emissividade.

$$\alpha(\lambda) = \varepsilon(\lambda) \quad (2.10)$$

Se o espectro solar e o espectro da radiação térmica emitida são suficientemente diferentes, existe a possibilidade de fazer uso do comprimento de onda λ para atingir valores elevados da absortividade média global α e valores baixos para a média de emissividade ε .

Para se chegar a uma ótima característica espectral a uma dada temperatura elevada no concentrador é importante calcular a temperatura radiante T como uma função do comprimento de onda λ em ambos os espectros, onde $T(\lambda)$ é definido como:

$$T(\lambda) = \frac{h \cdot c}{k \cdot \lambda \cdot \ln \left(1 + \frac{2 \cdot \pi \cdot h \cdot c^2}{E_\lambda \cdot \lambda^5} \right)} \quad (2.11)$$

Sendo que h é a constante de Planck, k a constante de Boltzmann, c a velocidade da luz no vácuo e E_λ a densidade de energia espectral da radiação. Para a radiação de corpo negro a temperatura radiante é a constante sobre todos os comprimentos de onda e igual à temperatura do corpo negro.

Confirme a Figura 2.13 a distribuição de temperatura radiante para um espectro solar real em incidência perpendicular (AM1) é representada graficamente como uma função do comprimento de onda em comparação com a temperatura radiante de um absorvedor negro a $T_A = 600$ K. Na região espectral em que a temperatura radiante do espectro solar que está acima do absorvedor, o espectro de emissão deve ser igual a 1, uma vez que o ganho de absorção solar é maior do que a perda de emissão térmica. Em todas as outras regiões, a situação é vice-versa, de modo que $\alpha(\lambda) = 0$ é desejável.

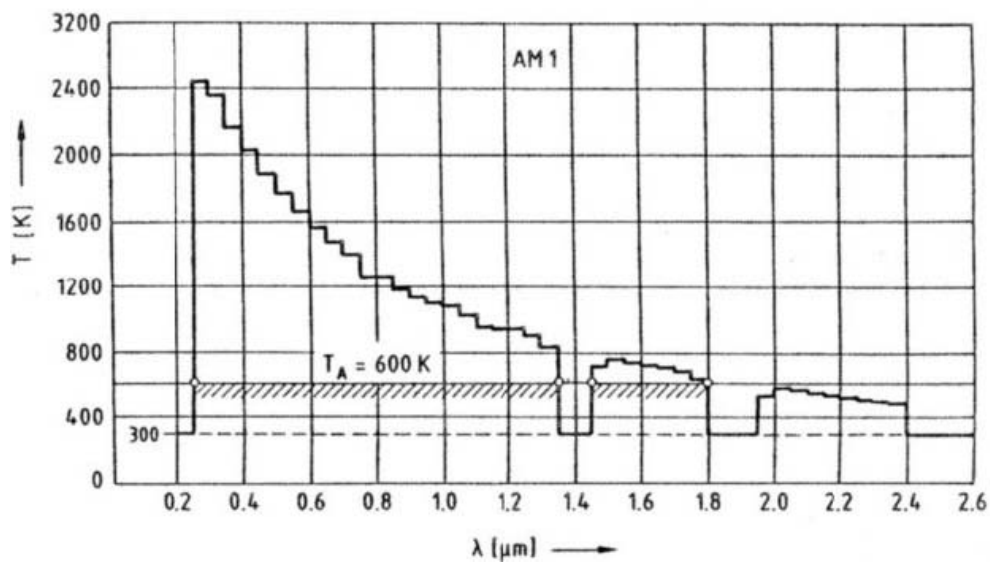


Figura 2.13 - Gráfico de distribuição da temperatura radiante

Fonte: Sizmann, 1991

O espectro gerado por um concentrador solar pode ser aproximado pelo poder emissivo espectral de um corpo negro a uma temperatura de 5700 K, multiplicado pelo factor de diluição f tendo em conta que a densidade de energia é reduzida devido à grande distância da fonte de radiação, conforme a equação (2.12):

$$f = \frac{C}{C_{\max}} = \frac{C}{46\,200} = C \cdot 2.165 \cdot 10^{-5}$$

(2.12)

Aplicando o conceito de temperatura radiante para esta distribuição e comparando com a temperatura radiante do corpo negro do absorvedor, chega-se a definição de um ponto de corte para o comprimento de onda λ onde a absorptividade do absorvedor deve cair a partir de $\alpha(\lambda < \lambda_c) = 1$ para $\alpha(\lambda > \lambda_c) = 0$ a fim de conseguir o melhor desempenho.

Conforme a Figura 2.14, a eficiência de um absorvedor seletivo pode ser comparado com o a eficiência de um absorvedor negro ideal para diferentes fatores de concentração e como uma função da temperatura. Aqui, as perdas de calor por convecção são negligenciados. Com base na figura 2.14 pode-se concluir que as propriedades de absorção seletiva aumentam significativamente o desempenho do receptor, especificamente no caso de sistemas de baixa concentração e de altas temperaturas.

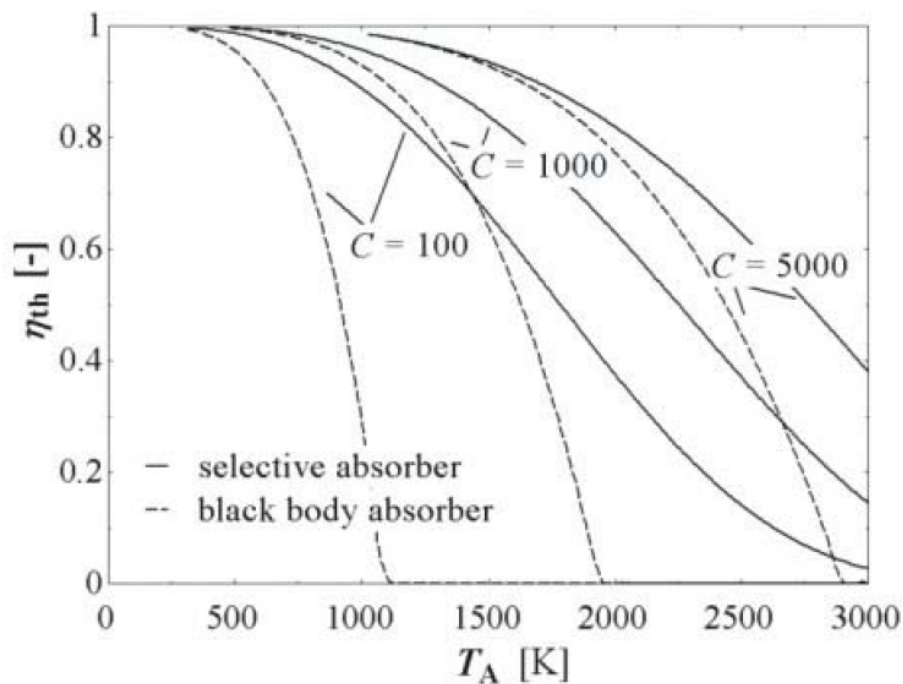


Figura 2.14 - Gráfico $\eta_{th} \times T_A$

Fonte: R. Pitz-Paal / EOLSS

A eficiência térmica de um receptor η_{th} é uma função da temperatura do absorvedor pelo factor de concentração C , considerando a utilização de um absorvedor seletivo e um absorvedor de corpo negro, respectivamente.

Na prática revestimentos seletivos estão disponíveis apenas a uma temperatura de até 800 K. A estabilidade de altas temperatura em ambientes com oxigênio ainda é limitada, de modo que atualmente revestimentos seletivos são irrelevantes para concentradores solares em altas temperaturas.

Finalmente, o impacto do fator de remoção de calor F tem que ser discutido e deve, idealmente, ser próximo de 1. Isto só pode ser conseguido, se o produto do coeficiente de transferência de calor interno U_i e da área do absorvedor é uma ordem de magnitude maior do que o produto da área de abertura com a soma do coeficiente de perda de calor por convecção U_L e do coeficiente de perda de radiação. Este último aumenta drasticamente com a temperatura e isto pode representar uma severa restrição no fator F dos concentradores solares de alta temperatura e nos casos em que a área de abertura e a do absorvedor são iguais.

Uma solução possível é a utilização de um receptor de cavidade. A radiação concentrada entra através de uma pequena abertura numa cavidade isolada termicamente. Os absorvedores atuais são distribuídos nas paredes internas da cavidade de modo que a área de abertura e a área do absorvedor apresentam valores diferentes. Embora as cavidades podem reduzir o problema e atingir um alto fator de remoção F , elas destroem a opção de se beneficiar de uma característica de absorção seletiva, devido que às características inerentes de suas aberturas aproximam-se a um corpo negro, independente das suas propriedades superficiais internas específicas. (PITZ-PAAL, 2007)

2.6.3 Conversão de calor em eletricidade

Em sistemas concentradores solares de alta temperatura, a energia absorvida é frequentemente convertida em energia mecânica e subsequentemente para eletricidade em um ciclo de potência. Ciclos de turbinas a vapor ou gás, são exemplos comuns usados em usinas termelétricas para gerar eletricidade a partir da entrada de calor fornecido pela queima de combustíveis fósseis.

Pelos princípios termodinâmicos, toda a entrada de calor não é completamente transferida para a eletricidade, porque parte deve ser removida a um nível de temperatura mais baixa.

Num ciclo de potência genérico, um fluido de trabalho passa por uma série repetida de alterações de estado. A alteração de um estado para o outro de calor ou de trabalho, dentro do sistema, deve ser entregue ou extraída do fluido. Dependendo do tipo de fluido de trabalho e das mudanças de estados, diferentes ciclos de potência podem ser configurados. Um exemplo bem conhecido é o ciclo de Carnot, (Figura 2.15) um processo reversível idealizado que consiste em dois estados isotérmicos ($2 \rightarrow 3$ e $4 \rightarrow 1$) e dois estados isentrópicos ($1 \rightarrow 2$ e $3 \rightarrow 4$). A figura 2.16 correspondente gráfico T/s , sendo que s representa a entropia específica do fluido.

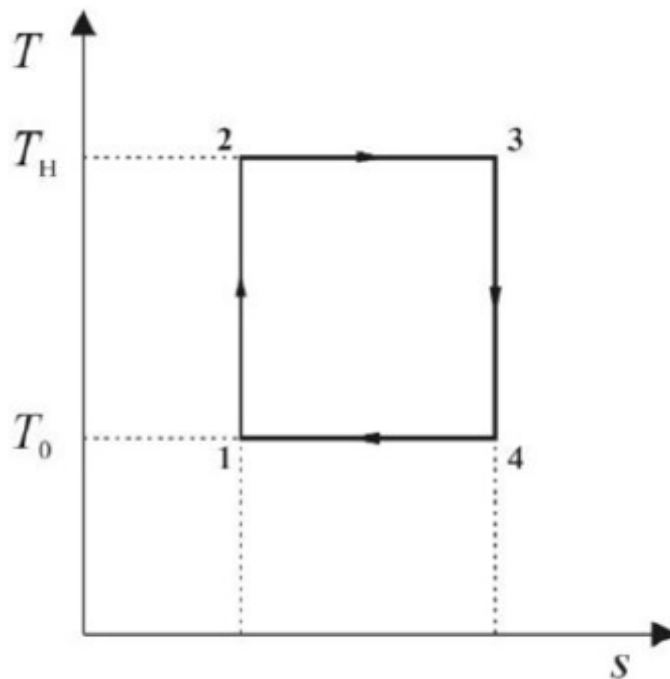


Figura 2.15 - Representação do ciclo de Carnot (T/s)

Fonte: R. Pitz-Paal / EOLSS

À temperatura superior T_H o fluido recebe calor e na temperatura mais baixa T_0 libera calor. A eficiência do ciclo η_C descrita pela fração de entrada de calor Q_{in} convertida em trabalho W é independente do fluido e pode ser calculada como:

$$\eta_C = \frac{W}{Q_{in}} = 1 - \frac{T_0}{T_H} \quad (2.13)$$

Pode ser demonstrado que a eficiência do ciclo de Carnot é igual à máxima teórica eficiência de qualquer calor processo de conversão de calor para energia mecânica. Como consequência desta equação, entradas de calor devem ser fornecidas a uma temperatura muito elevada, enquanto a remoção do calor deve ocorrer perto da temperatura ambiente para se atingir uma elevada eficiência de conversão.

Para a aplicação de motores de calor nos sistemas concentradores solares de alta temperatura, deve ser considerado que a eficiência de um receptor de energia solar diminui com o aumento de temperatura (Figura 2.14).

O produto de ambas as eficiências se dá na expressão:

$$\eta_{\text{tot}} = \eta_C \cdot \eta_{\text{th}} \quad (2.14)$$

Na Figura 2.16 a eficiência total do sistema η_{tot} é traçada como uma função da temperatura do absorvedor. Conforme a Figura 2.14, são mostrados vários gráficos baseados em diferentes factores de concentração C e diferentes características de absorção (tipo seletivo ou corpo negro). Para este cálculo, a temperatura superior do fluido é assumida como sendo igual à temperatura do absorvedor e obviamente há uma ótima temperatura para cada fator de concentração onde o máximo desempenho pode ser conseguido.

Quanto maior for o fator de concentração, maior é a temperatura e eficiência de conversão teórica. Embora atualmente, as superfícies seletivas não estão disponíveis para a temperatura superiores a 800 K, o gráfico da Figura 2.16 sugere que existe um potencial para aumentar a eficiência em novos desenvolvimentos e mostra a eficiência total teórica de um sistema de alta temperatura de concentração solar para a geração de trabalho mecânico, como uma função do receptor em diferentes fatores de concentração aplicado em um absorvedor ideal, seletivo e de corpo negro.

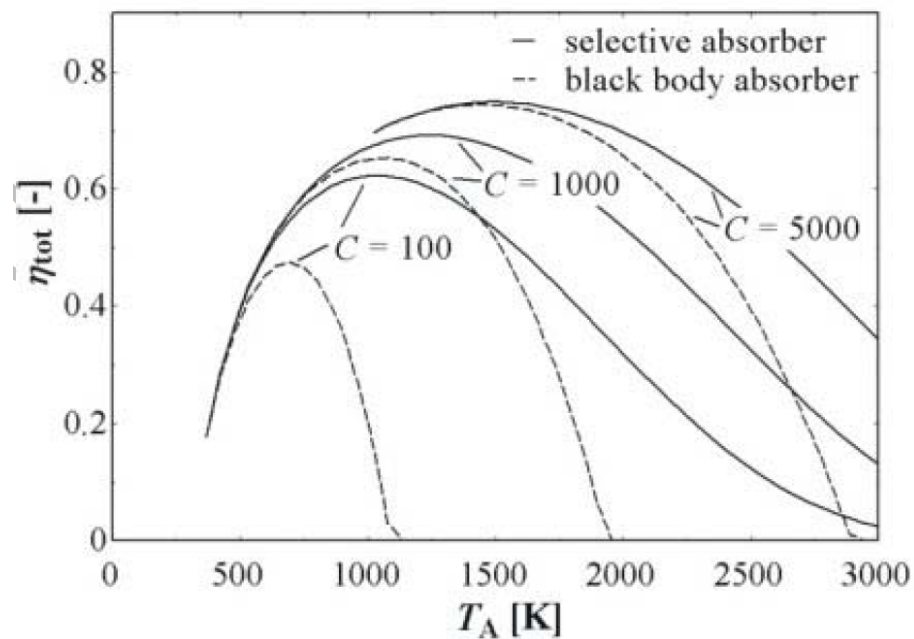


Figura 2.16 - Gráfico $\eta_{tot} \times T_A$

Fonte: R. Pitz-Paal / EOLSS

Na prática, as ótimas temperaturas de operação vão desviar destes valores teóricos, porque os ciclos de potência com desempenho Carnot não existem na realidade. Também deve de ser considerado que tais sistemas são frequentemente operados sob condições de carga parcial, o que também influencia na eficiência do sistema.

Atualmente os ciclos de potência não são especificamente desenvolvidos e otimizados para sistemas solares de alta temperatura, mas concentram-se nos sistemas convencionais movidos à combustíveis fósseis na geração de energia e portanto são adaptados para as aplicações solares. Os mais relevantes são os ciclos de turbinas a vapor, ciclos de turbinas a gás e ciclos de motor Stirling, sendo que o ciclo de vapor compõe o objeto desta monografia.

2.6.4 Ciclos de turbina a vapor

Plantas de potência a vapor são baseadas no processo de Clausius-Rankine usando água/vapor como fluido de trabalho. O esquema do ciclo é mostrado na Figura 2.17 e associado ao diagrama T/s da Figura 2.18.

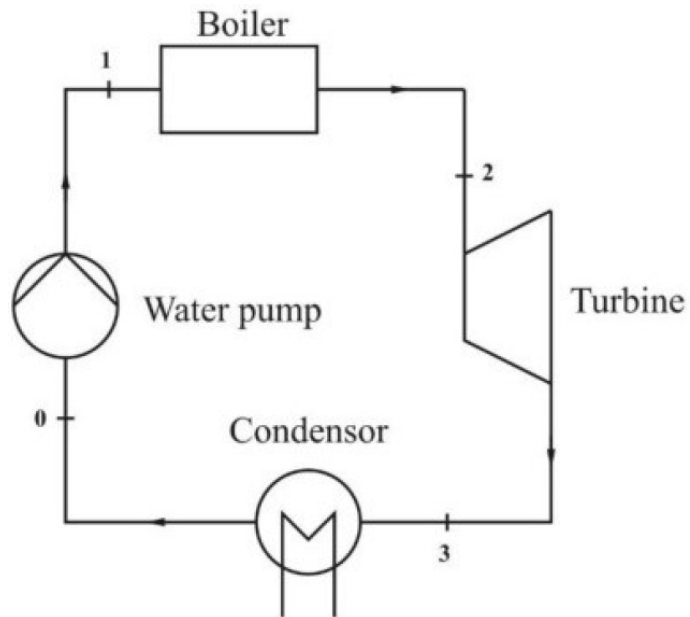


Figura 2.17 - Esquema do ciclo Rankine

Fonte: R. Pitz-Paal / EOLSS

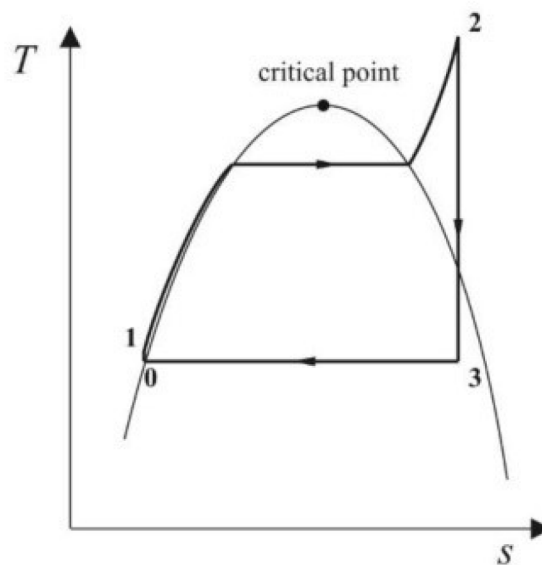


Figura 2.18 - Representação do ciclo Rankine

Fonte: R. Pitz-Paal / EOLSS

Conforme a Figura 2.18 o calor é fornecido à água ao longo de uma transformação isobárica em uma caldeira (1→2), trabalho é extraído durante a expansão isentrópica na turbina (2→3), o calor é removido na região do vapor saturado ao longo da sobreposição isobárica e isotérmica no condensador (3→0).

Finalmente a água condensada é isentropicamente comprimida em uma bomba de alimentação de água (0 → 1). O desempenho do ciclo teórico pode ser calculado pela equação de Carnot se a definição para a temperatura média T_m é utilizada como valor para a temperatura superior do processo, conforme a expressão:

$$T_m = \frac{h_2 - h_1}{s_2 - s_1} \quad (2.15)$$

As condições relevantes do fluido de trabalho são a condição 1 e condição 2, que correspondem às suas condições antes de entrar e depois de deixar a caldeira. A variável h representa a entalpia específica do fluido.

A entrada de calor num ciclo Rankine não é necessária a uma temperatura constante, mas o aquecimento do fluido de trabalho se encaixa perfeitamente à variação de temperatura do gás de combustão na caldeira, de modo que ele pode ser adaptado de maneira mais eficiente para combustível fóssil, em comparação com a operação do ciclo Carnot.

O mesmo benefício também é válido para aplicações em concentradores solares de alta temperatura, onde um fluido secundário de transferência de calor é utilizado para transferir o calor solar absorvido para o fluido primário de trabalho no ciclo. No entanto, caso o fluido primário fosse aquecido pela radiação solar direta, a entrada de calor isotérmica poderia ser realizada pelo sistema solar, desde que a entrada de calor ocorresse por radiação. Isso abre opções para futuras otimizações no ciclo em aplicações solares.

A operação em uma planta real de potência a vapor, se desvia do ciclo Rankine ideal numa série de pontos. Para reduzir a carga térmica e mecânica no material, a pressão e temperatura são limitadas a valores inferiores aos valores obtidos a partir de otimizações termodinâmicas.

Medidas para recuperação do calor interno são utilizadas para aumentar a temperatura média da entrada de calor e subir a temperatura do vapor. Hoje em dia, as temperaturas superiores do ciclo de turbina a vapor são limitadas a cerca de 650°C (o que corresponde a $T_m \sim 580^{\circ}\text{C}$) devido as restrições dos materiais.

A Figura 2.16 revela que os receptores seletivos em ciclos reais de vapor são os mais adequados para fatores de concentração abaixo de 100. Se os absorvedores seletivos não estão disponíveis, os fatores de concentração entre 100 e 1000 são apropriados. No entanto, acima de uma concentração de 1000, um ciclo de vapor não é uma boa escolha para ser combinado com concentradores solares de alta temperatura, porque na prática, não é possível explorar os níveis de temperatura elevadas. A produção de energia elétrica dos sistemas atuais com turbinas a vapor, varia de algumas a várias centenas de MW. (PITZ-PAAL, 2007)

2.6.5 Ciclos de turbina a gás

Sistemas de turbina a gás são baseados no ciclo de Brayton, usando um gás ideal como fluido de trabalho. O esquema do ciclo e a seu diagrama T/s são mostrados na Figura 2.19 e 2.20 respectivamente.

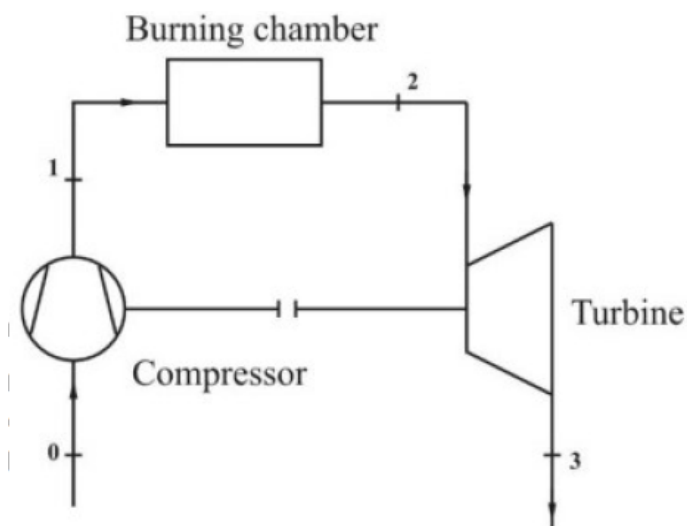


Figura 2.19 - Esquema do ciclo Brayton

Fonte: R. Pitz-Paal / EOLSS

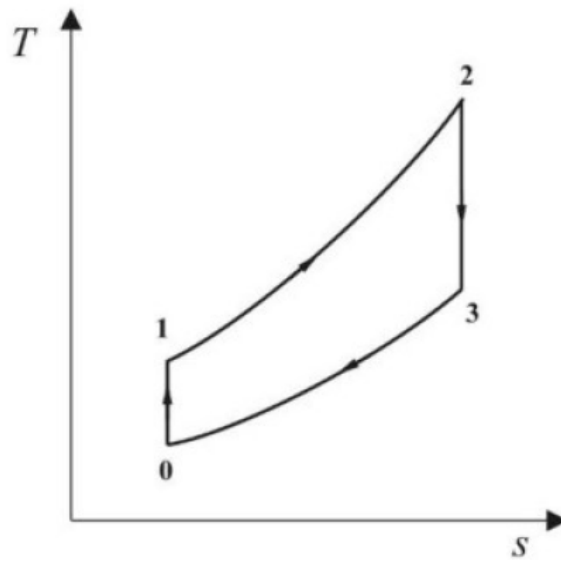


Figura 2.20 - Representação do ciclo Brayton

Fonte: R. Pitz-Paal / EOLSS

O fluido é isentropicamente comprimido em um compressor ($0 \rightarrow 1$). O calor é fornecido ao longo de uma câmara de combustão isobárica ($1 \rightarrow 2$), trabalho é extraído durante uma expansão isentrópica na turbina ($2 \rightarrow 3$), o calor é removido quando o fluido de trabalho é libertado para o ambiente (ou em ciclos fechados através de um trocador de calor externo).

A eficiência desse ciclo ideal não alcança a eficiência de Carnot, em particular, porque o fluido deixa a turbina a um nível de temperatura significativamente superior à temperatura ambiente. As melhorias podem ser alcançadas caso sejam utilizadas medidas de recuperação do calor. O desempenho também depende das propriedades do fluido de trabalho. Usando Hélio em vez de oxigênio, pode permitir um desempenho mais elevado, mas, por outro lado, requer a remoção de calor do sistema, através de um trocador de calor, enquanto que o ar pode ser utilizado num ciclo aberto. Temperaturas de entrada de turbinas a gás modernas, pode exceder 1.300°C e as temperaturas de saída da turbina podem variar entre 500°C e 600°C .

Embora o nível de temperatura em turbinas a gás é significativamente maior do que em turbinas a vapor a eficiência realizável é inferior à dos sistemas modernos de turbinas a vapor, devido a remoção do calor em alta temperatura.

As turbinas a gás tem a vantagem de serem construídas mais compactas e podem ser operadas de forma muito dinâmica e quando operado em ciclo aberto não precisam de trocadores de calor adicionais para remover o calor do processo. Além disso, eles são operadas a níveis de pressão significativamente inferiores (5 a 30bar) em comparação com as turbinas de vapor (100 a 200 bar), o que reduz em muito os custos do sistema. Sistemas de turbinas a gás estão disponíveis na faixa de potência de vão de 100 kW a 100 MW de potência elétrica.

Melhorias significativas no desempenho do sistema podem ser alcançadas, caso o calor rejeitado da turbina a gás é recuperado e utilizado num subsequente ciclo Rankine.

Isto é feito na prática, por um trocador de calor de ar para vapor, que transfere o calor dos gases de escape da turbina para o fluido de trabalho de água/vapor. Este conceito é muitas vezes referido como plantas de potência de ciclo combinado e alcançou o alto desempenho, aproximando a uma eficiência de 60% nos sistemas a gás natural.

Uma vez que a temperatura de processo superior na turbina de gás excede 1500 K, este conceito pode ser atraente para ser aplicado em concentradores solares de altas temperatura alcançando fatores de concentração superiores a 1000. (PITZ-PAAL, 2007)

3 Simulação de uma Central no Brasil

3.1 Apresentação:

Neste capítulo será apresentado um estudo básico de viabilidade para a implantação de um campo de heliostatos na região Nordeste do Brasil, com a finalidade de gerar energia elétrica a partir de um sistema de Central de Torre.

O modelo utilizado de Central para este estudo será o da usina *Solar Two*, pois além de ser uma evolução da primeira central construída no mundo (*Solar One*) foi uma usina amplamente estudada e analisada, tanto ponto de vista técnico como econômico, comprovando, no período em que esteve em operação, a eficiência do sistema e consolidou a tecnologia para ser aplicada em outras centrais no mundo, principalmente na Espanha, podendo citar como exemplos as PS10 e PS20 da *Abengoa Solar* e a Gemasolar da *Torresol Energy*.

Atualmente a Central de Torre é uma tecnologia de alto custo, devido principalmente ao campo de heliostatos, qualidade do receptor e sistema de armazenamento e dependente portanto da sua consolidação tecnológica e da formação de uma indústria nacional que possa atender a demanda para sua implantação e operação.

É fundamental para a inserção desta tecnologia no Brasil a construção de uma usina piloto, como fonte para testes e pesquisa operacional, tal qual ocorrido com a projeto da *Solar One* e *Two*. No Brasil a central poderia atuar de forma complementar à uma usina termelétrica, principalmente se for movida a gás natural (GN), pois é possível otimizar o processo usando GN para superaquecer o vapor no ciclo Rankine e para conservar a temperatura de armazenamento, tornando o sistema mais eficiente.

A Usina termelétrica Jesus Soares Pereira (Termoaçu) tem capacidade instalada de 367,9 MW e fica no Vale de Açú em Alto do Rodrigues no Rio Grande do Norte. Além de estar situada em uma das melhores regiões de incidência solar no Brasil e de acordo com o Atlas Solarimétrico do Brasil, apresenta índices de radiação direta média anual entre 18 e 20 MJ/m².dia e média anual de insolação diária entre 07 e 08 hs, está próxima à linha de transmissão que segue para oeste do Brasil, região onde todo *input* de energia é estrategicamente bem vindo.

A proposta da Central como usina piloto para ajudar a desenvolver a tecnologia e ainda complementar com 10MWe a potência nominal da Termoçu, pode ajudar a consolidar a tecnologia e será descrito em seus pormenores nos capítulos a seguir.

3.2 Avaliação do recurso solar brasileiro:

A base de dados sobre o recurso solar brasileiro foi atualizado e aprimorado no Atlas Solarimétrico do Brasil (UFPE 2000) sendo portanto a referência maior para o estudo de viabilidade das regiões com potencial de implantação das torres solares.

Somente esta base de dados por si só não garante as melhores localizações de implantação pois outros fatores devem ser levados em consideração, tais como, as proximidades da rede de transmissão e vias de acesso e rede de distribuição de combustíveis para o sistema de back-up, caso necessário.

Não há dúvidas quanto ao grande potencial solar no Brasil, mas no caso de implantação do sistema heliotérmico é fundamental a análise da região com maior índice de radiação incidente pelo maior período anual, para se chegar a maior eficiência e autonomia do sistema.

Os dados solarimétricos são de grande importância para a avaliação da produção de um dispositivo solar, o que é fator determinante para os cálculos de potência e custos. Para sistemas complexos como os utilizados na geração de eletricidade, é necessário uma boa precisão de medição, menor que 5% (conforme, o *Electric Power Research Institute*, EUA), utilizando instrumentos de boa qualidade.

Como na geração solar existe sistemas de armazenamento é necessário utilizar dados horários ou até mesmo numa escala menor, devido aos efeitos de inércia térmica da dependência ótica do ângulo de incidência em relação a radiação direta, entre outros. Além dos dados solarimétricos, parâmetros meteorológicos como temperatura ambiente, velocidade e direção do vento, índice pluviométrico e umidade relativa do ar, podem ser importantes no projeto ou na avaliação dos equipamentos e do sistema. (Fraidenraich e Lyra, 1995)

Regiões desérticas no mundo são as que apresentam melhores recursos solares, o Deserto Árábico no Sudão e Deserto de Mojave no Estados Unidos, são exemplos de localidades excepcionalmente bem servidas de incidência solar, com os valores de radiação solar diária, médias mensais e anuais, máximas e mínimas, para os dois desertos e outras localidades brasileiras, conforme a Tabela 3.0.

Nota-se que as áreas localizadas na região nordeste do Brasil apresentam valores de radiação solar comparáveis as melhores regiões do mundo.

Localidade	Latitude	$H_{h(\text{mínimo})}$ (MJ/m ²)	$H_{h(\text{máximo})}$ (MJ/m ²)	$H_{h(\text{anual})}$ (MJ/m ²)	$H_{h(\text{max.})}/H_{h(\text{min.})}$
<i>Dongola-Sudão</i>	19°10'	19,1(Dez)	27,7(Mai)	23,8	1,4
<i>Dagget - USA</i>	34°52'	7,8(Dez)	31,3(Jun)	20,9	4,0
<i>Belém-PA-Brasil</i>	1°27'	14,2(Fev)	19,9(Ago)	17,5	1,4
<i>Floriano -PI-Brasil</i>	6°46'	17,0(Fev)	22,5(Set)	19,7	1,3
<i>Petrolina-PE-Brasil</i>	9°23'	16,2(Jun)	22,7(Out)	19,7	1,4
<i>B. J, da Lapa -BA-</i>	13°15'	15,9(Jun)	21,1(Out)	19,7	1,3
<i>Cuiabá-MT-Brasil</i>	15°33'	14,7(Jun)	20,2(Out)	18,0	1,4
<i>B. Horizonte-MG-Brasil</i>	19°56'	13,8(Jun)	18,6(Out)	16,4	1,3
<i>Curitiba-PR-Brasil</i>	25°26'	9,7(Jun)	19,4(Jan)	14,2	2,0
<i>P. Alegre-RS-Brasil</i>	30°1'	8,3(Jun)	22,1(Dez)	15,0	2,7

Tabela 3.0 - Dados de radiação solar diária, médias mensais para diversas localidades no mundo

Fonte: Atlas Solarimétrico do Brasil, 2000

Além disso, as variações sazonais para a região nordeste são menores, o que pode resultar em importantes vantagens técnicas e econômicas para os sistemas instalados nesta região. (Chigueru Tiba, 2000)

De acordo com a metodologia de medições apresentada no Atlas Solarimétrico do Brasil, a incidência de radiação solar direta no Brasil varia de 8 a 22 MJ/m².dia e revela um período de mínimo no trimestre maio-junho-julho, registrando intensidade de radiação na faixa de 8 a 18 MJ/m².dia, conforme e os dados das estações solarimétricas da figura 3.1.

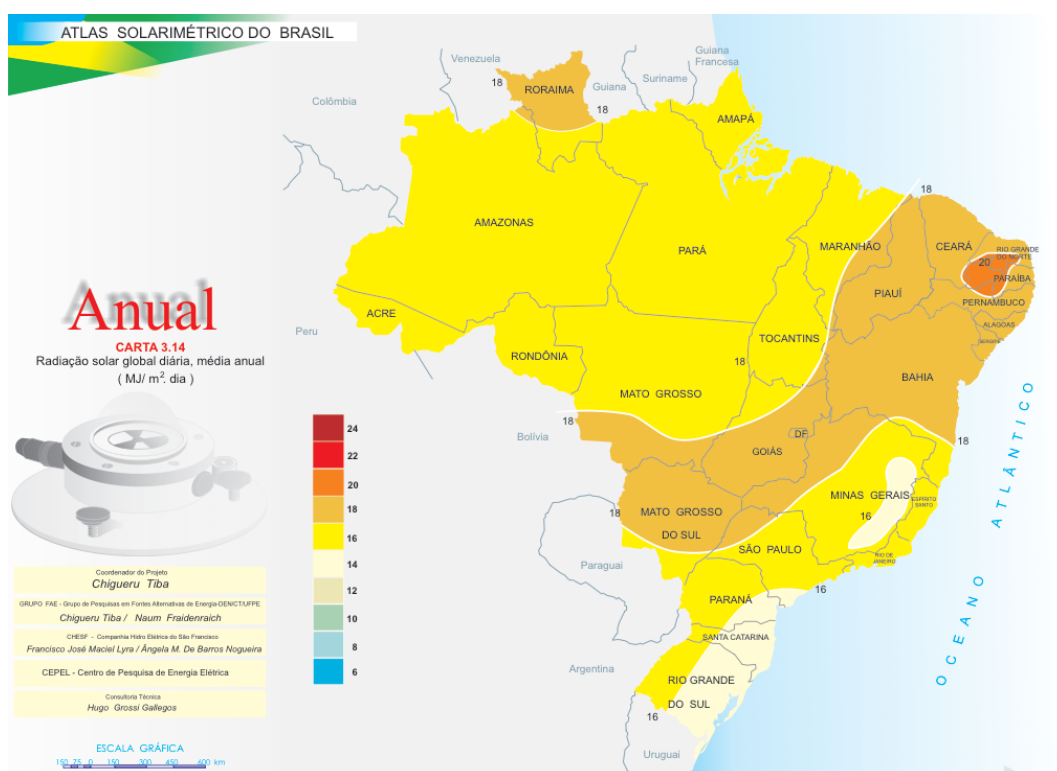


Figura 3.1 - Média anual de radiação solar global diária (MJ/m².dia)

Fonte: Atlas Solarimétrico do Brasil, 2000

Neste período a máxima de 18 MJ/m².dia ocorre sobre uma vasta região compreendida entre o leste do estado do Pará, oeste dos estados do Ceará e Bahia e na fronteira sul do estado da Bahia. A mínima de 8 MJ/m².dia ocorre ao sul do estado do Rio Grande do Sul.

No trimestre outubro-novembro-dezembro, as estações registram intensidade de radiação acima de $16 \text{ MJ/m}^2.\text{dia}$, podendo atingir o valor máximo de $24 \text{ MJ/m}^2.\text{dia}$, numa região pequena do centro-oeste do Rio Grande do Sul e valores de $22 \text{ MJ/m}^2.\text{dia}$ em uma região vasta do Nordeste brasileiro. Neste período a tendência de mínimo de $16 \text{ MJ/m}^2.\text{dia}$ ocorre na região amazônica.

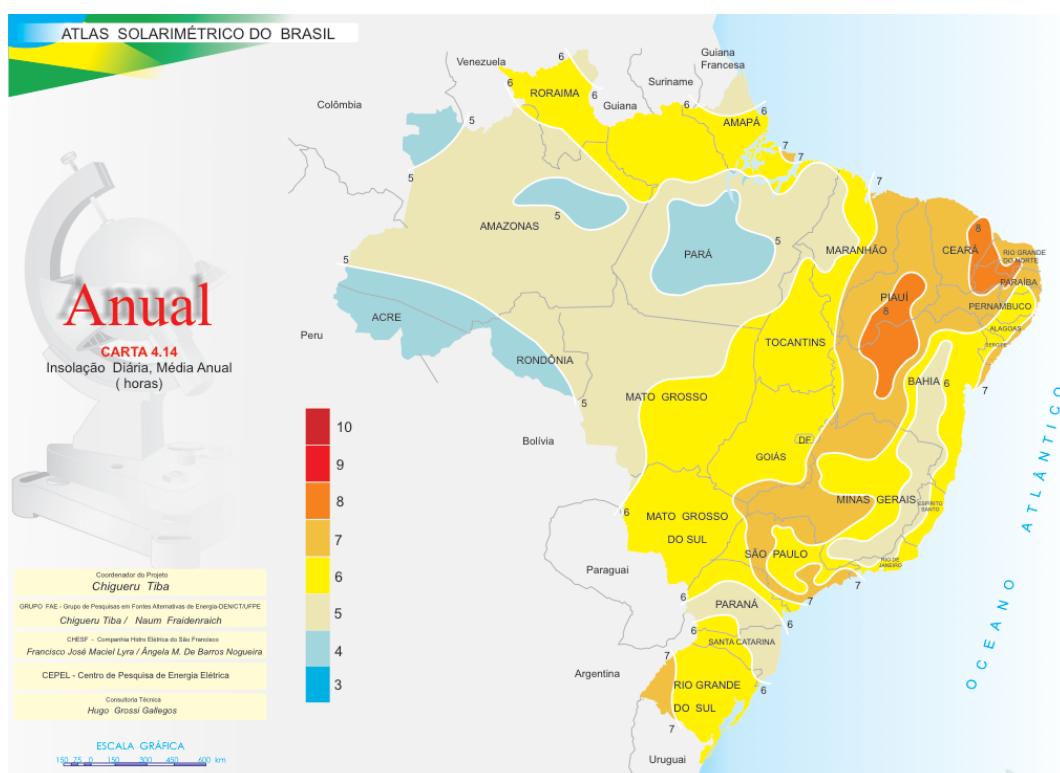


Figura 3.2 - Média anual de Insolação diária (horas)

Fonte: Atlas Solarimétrico do Brasil, 2000

De acordo com as informações disponíveis no Atlas, o menor índice de nebulosidade (maior índice de radiação solar direta) se concentra na parte central da região nordeste, onde as influencias da costa marítima, da Zona de Convergência inter-Tropical e dos sistemas Frontais do Sul são menores.

3.3 Descritivo do modelo de Central

3.3.1 Introdução

O modelo de Central de Torre a ser analisado é o da *Solar Two* e o objetivo é compreender as características do sistema, seus pormenores tecnológicos e as potencialidades para implantar uma Central como essa no Brasil, adequando o sistema ao potencial solar existente na região nordeste e à rede de transmissão.

A título de aperfeiçoamento em relação a *Solar Two*, é possível introduzir o Gás Natural no ciclo Rankine, tornando-o mais eficiente, considerando que o Brasil tem uma boa oferta de Gás, produzindo aproximadamente 64 milhões m³/dia e segundo a previsão da Petrobras, podendo elevar a produção para 98 milhões m³/dia até 2015, já com significativa participação do pré-sal, e para 178 milhões de metros cúbicos em 2020, conforme a Agência Nacional do Petróleo (ANP, 2013).



Figura 3.3 - Mapa da rede de distribuição de Gás no Brasil

Fonte: Atlas de Energia Elétrica da Brasil, 3ª edição. 2008

Comparando o mapa da rede de distribuição do gás Natural (figura 3.3) com a média anual de radiação solar global diária incidente no Brasil (figura 3.1) é possível perceber o grande potencial de implantação da Central de Torre na região Nordeste, principalmente nas proximidades da faixa litorânea, que além dos elevados índices de radiação está abastecida da rede de distribuição de gás natural e do sistema de transmissão de energia (figura 3.4), além de próximas a grandes centros consumidores.



Figura 3.4 - Mapa do sistema de transmissão de energia no Brasil

Fonte: Atlas de Energia Elétrica da Brasil, 3ª edição. 2008

Conforme a figura 3.5 é possível perceber que na região nordeste em áreas de alta incidência de radiação solar, foram implantadas diversas usinas termelétricas movidas a gás natural, sendo portanto um ótimo local para o estudo de viabilidade de uma Central de Torre piloto.

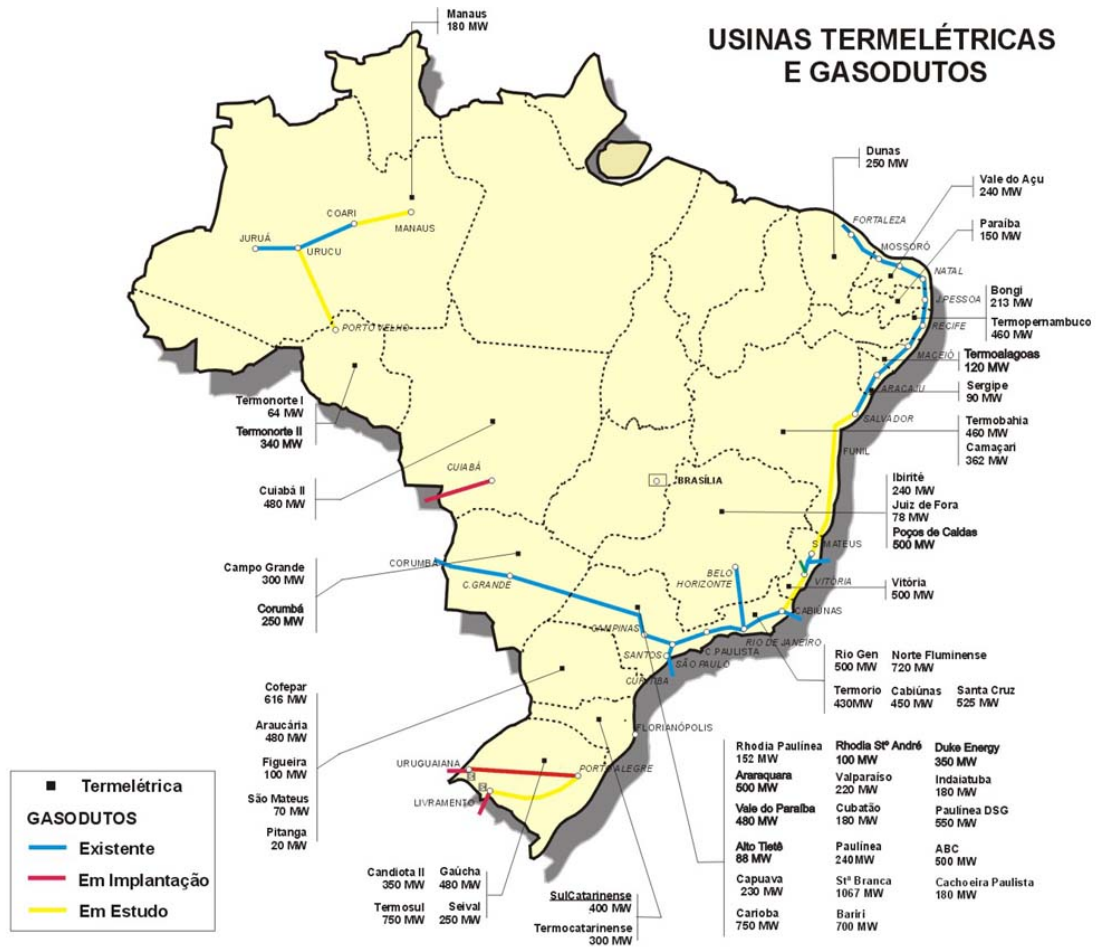


Figura 3.5 - Mapa das usinas termelétricas e rede de gasodutos no Brasil

Fonte: internet

No Vale do Açu em Alto do Rodrigues no Rio Grande do Norte está instalada a termelétrica Jesus Soares Pereira, também conhecida como Termoçu, com capacidade instalada de 367,9 MW.

Além da Termoçu estar estabelecida em uma região abastecida por uma ótima incidência de radiação média anual e grande quantidade de insolação média anual (figura 3.1 e 3.2) está conectada a linha de transmissão e numa localização com grande potencial para usinas de grande porte, devido a oferta de áreas livres.

O modelo proposto de Central de Torre pode atuar de forma a complementar em 10MWe a capacidade instalada da termelétrica e abastecer de dados e informações para consolidar a tecnologia e operação do sistema.



Figura 3.6 - Usina Jesus Soares Pereira / Termoaçu. Vale do Açu, Rio Grande do Norte

Fonte: Google Earth, 2013

A usina termelétrica Termoaçu, apresentada na figura 3.6 é movida a Gás Natural e opera desde setembro de 2008 no Vale do Açu, município de Alto do Rodrigues, estado do Rio Grande do Norte. Possui capacidade instalada de 367,9 MW para atender às distribuidoras COELBA e COSERN, além da energia elétrica, produz 610 t/h de vapor, que é transportado em vapordutos para ser utilizado pela Petrobrás para injeção contínua em seus poços de petróleo e gás, elevando a produtividade.

Atualmente a composição acionária da usina é de 23,1% da Neoergia e 76,9% da Petrobrás - Petróleo Brasileiro S.A.

Portanto uma tecnologia solar neste local é bem vinda e pode ter sua viabilidade técnica e comercial comprovada na medida que existe na região demanda por energia elétrica e térmica, que atualmente está sendo suprida com a utilização do GN como combustível.

3.3.2 Descrição do Modelo:



Figura 3.7 - Planta da Solar Two

Fonte: Sandia National Laboratories

Conforme descrito, modelo utilizado para esse estudo de implantação será o da *Solar Two* no deserto de Mojave na Califórnia, EUA, mostrado da figura 3.7, que funcionou num período de teste, entre 1996 e 1999, a um custo de investimento de 48.5 milhões de dólares, compartilhado entre o DOE (*U.S. Department of Energy*) e outros participantes do projeto, provando que é possível a produção de energia elétrica em larga escala a partir do sistema com receptor central.

Essa usina foi uma conversão da *Solar One*, que operou entre 1982 e 1988, com o diferencial que utilizava um novo sistema de armazenamento de calor com sais fundidos em relação ao sistema original que armazenava calor (obtido a partir do vapor produzido) num tanque com pedra e areia usando óleo como fluido de transferência, o que mostrou-se ineficaz e portanto originando a *Solar Two*.

O novo sistema de armazenamento com sal fundido possibilitou autonomia para o sistema e mais eficiência no receptor, que utiliza o sais como fluido de transferência de calor.

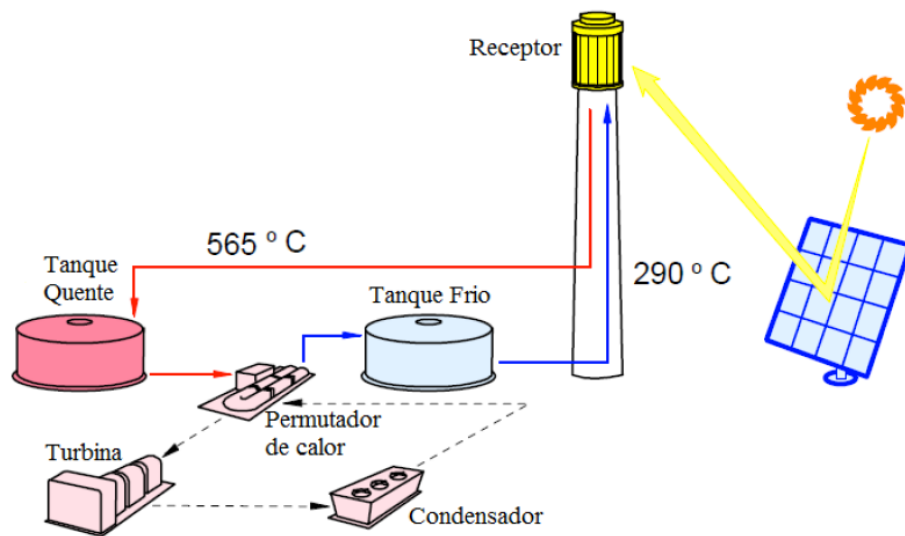


Figura 3.8 - Esquema de funcionamento da *Solar Two*

Fonte: Sandia National Laboratories (adaptado)

A conversão para a *Solar Two*, esquematizada na figura 3.8, incluía um novo gerador de vapor, sistema de controle e receptor e armazenava o calor em dois tanques de 900 m³ cada, e ainda acrescentava 108 heliostatos de 95 m² de área individual no campo solar original.

O campo de heliostatos da *Solar One* era distribuído em forma circular e constituído por 1818 heliostatos com 39,8 m² de área individual, produzindo 10MWe durante 8h/dia no solstício de verão e 4h/dia no solstício de inverno. O vapor era produzido diretamente no receptor externo e acionava uma turbina convencional no ciclo Rankine.

O sistema de sais fundidos atualizados na *Solar Two* eram uma mistura de nitrato de sódio (60%) e nitrato de potássio (40%) e fundiam-se a 220°C, mantidos a 290°C no tanque de armazenamento frio. Os sais eram bombeados do tanque frio para o receptor aquecendo até cerca de 565°C, e depois direcionados para o tanque de armazenamento quente. Em operação os sais quentes eram bombeados até o gerador de vapor (trocador de calor) que acionava a turbina-gerador. Após passar no trocador de calor os sais voltavam para o tanque frio. (conforme figura 3.9)

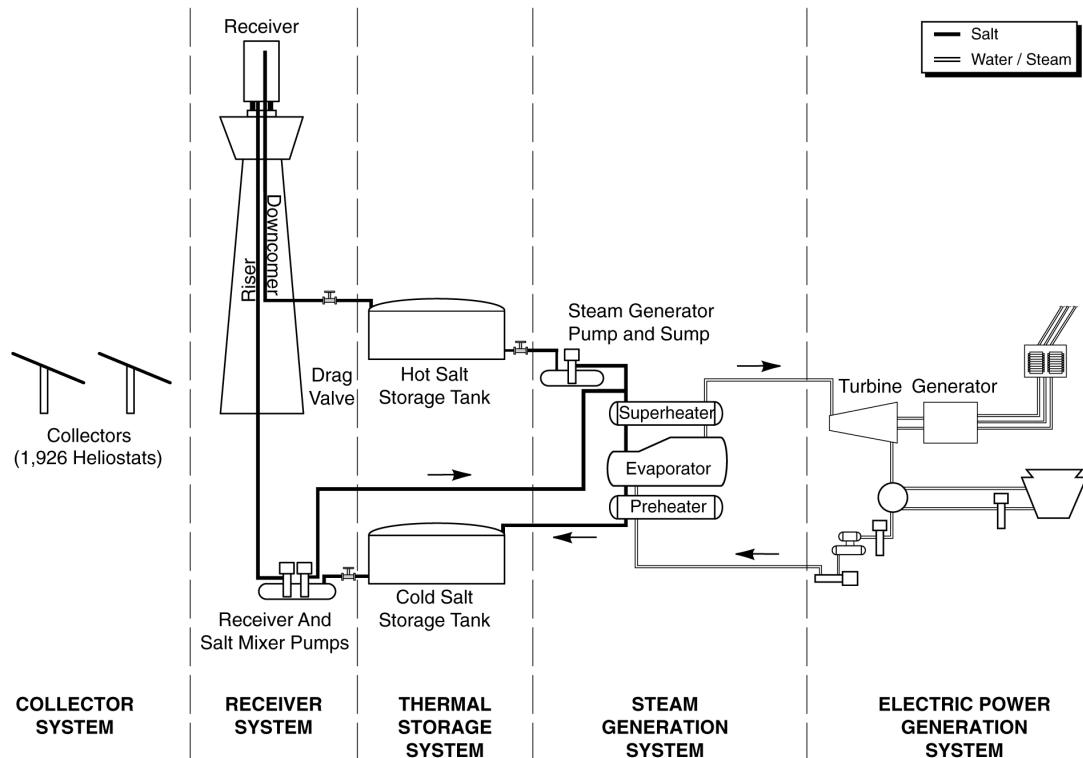


Figura 3.9 - Desenho esquemático do sistema de funcionamento do Solar Two

Fonte: Sandia National Laboratories

A *Solar Two*, cuja características principais estão apresentadas na tabela 3.1, produzia 10MWe e tinha capacidade de armazenamento térmico suficiente para operar a turbina/gerador nessa potência nominal até um máximo de três horas, atingindo eficiência global de conversão máxima de 13,5% demonstrando que os sais fundidos podiam ser utilizados no receptor como fluido de transferência de calor e também como meio de armazenamento térmico, fato este que promoveu o interesse comercial nesta tecnologia. (Tyner, Sutherland e William R. Gould)

Uma das metas, estabelecidas pelo Comitê Gestor da *Solar Two*, era de estimular a comercialização da tecnologia das centrais de torre de energia com sistema de armazenamento através do sal fundido. A conclusão bem-sucedida do projeto, o desenvolvimento contínuo da *Sandia National Laboratories* (gestora do projeto, contratada pelo DOE) e o crescente interesse internacional pela tecnologia, incluindo o consórcio da *Solar Tres* (Espanha), indicam que o *Solar Two* atingiu seu objetivo. (Reily e Koll, 2001)

RESUMO DAS PRINCIPAIS CARATERÍSTICAS DA SOLARTWO		
Sistema	Tipo	Área e Potência
• Coletores	1818 Heilostatos da Solar One	72.500 m ²
	108 novos Heliostatos LUGO (95m ²)	10.200 m ²
	Campo de Heliostatos	82.700 m ²
• Receptor	Cilindro externo com 24 painéis	43 MWt
• Gerador de Vapor	U-tube, U-shell pré-aquecedor	35 MWt
	Evaporador de caldeira Kettle	
	U-tube, U-shell superaquecedor	
• Armazenamento Térmico	02 tanques externos de 900m ³ cada	105 MWt (3 hs)
• Turbina	Ciclo Rankine sem re-aquecimento	10 MWe (na rede)

Tabela 3.1 - Resumo das principais características da Solar Two

Fonte: Sandia National Laboratories (adaptado)

O Receptor da *Solar Two* foi projetado e construído pela *Rocketdyne* (empresa da *Boeing Company*) com capacidade para absorver 43MWt de energia térmica a um fluxo solar médio de 430 kW/m² acomodando pico de fluxos superiores a 800 kW/m² . Constituído por 24 painéis, formando uma casca cilíndrica em torno de tubulação interna. Cada painel é composto por 32 tubos de aço inoxidável de paredes finas ligados em ambas as extremidades pelo fluxo de distribuição.

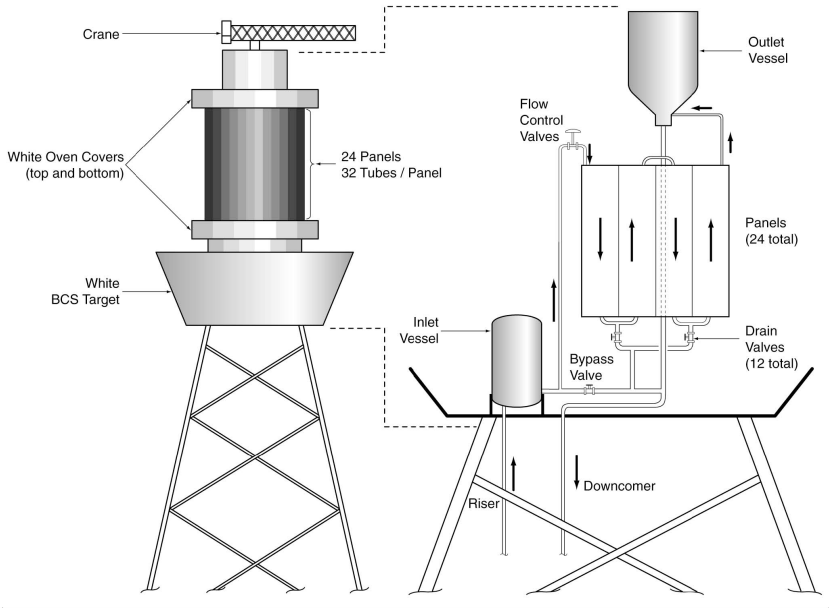


Figura 3.10 - Detalhe da tubulação do receptor

Fonte: Sandia National Laboratories

As superfícies externas dos tubos foram revestidas com uma tinta preta *Pyromark* resistente a temperaturas elevadas e a ciclos térmicos, absorvendo 95% da luz solar incidente. O receptor foi concebido para alterar a temperatura rapidamente sem sofrer danificações. Por exemplo, durante a passagem de nuvens, o receptor pode alterar de forma segura a transição de 565 °C para 290 °C, em menos de um minuto.

Os tanques de armazenamento térmico foram fabricados no local e todos os componentes: tubos, válvulas e reservatórios de sal quente foram construídos em aço inoxidável garantindo resistência à corrosão, causada pelo banho de sal fundido a 565 °C.

A *Solar Two* foi projetada com um número mínimo de flanges vedadas e a maioria dos instrumentos transdutores, válvulas e acessórios, foram soldadas no local para minimizar os vazamentos de sal.

O meio de armazenagem térmica consiste em nitrato de sais composto por 60% NaNO_3 e 40% KNO_3 , fornecido pela *Chilean Nitrate Corporation* em Nova Iorque. Este sal fundido a 220 °C é termicamente estável até cerca de 600°C.

ABB Lummus projetou o sistema de geração de vapor (SGS) que consiste no super e pré-aquecedor e no evaporador. O sal é transportado por bombas em aço inox do reservatório quente até o tanque frio, através do SGS. O Sal no tanque frio flui para o reservatório frio, onde é bombeado com bombas de turbina de vários estágios para cima da torre no receptor.

A turbina de ciclo Rankine foi remodelada a partir da *Solar One* e capacitada a produzir 12,4 MWe de potência elétrica, a partir do gerador de vapor a 100 bar e 510 °C.

Os 1818 helióstatos *Martin Marietta* de 39,1m², originais da *Solar One* foram reutilizados, com 17 fileiras reorientadas para o receptor da *Solar Two* menor que o original, presente na *Solar One*. As superfícies ausentes ou danificadas, foram substituídas por espelhos de uma usina de energia fotovoltaica extinta. Além disso, 108 grandes heliostatos *Lugo* (assim chamados pois muitos de seus componentes foram resgatados da usina fotovoltaica) mostradas da figura 3.11 com área de 95 m², foram adicionados à parte sul do campo para melhorar o perfil de fluxo do receptor. (Pacheco e Reilly, 2000)



Figura 3.11 - Detalhe do Heliostato *Lugo* - Solar Two

Fonte: Sandia National Laboratories

Na preparação para *Solar Two*, o sistema de armazenamento de energia solar térmica foi removido, e a área restaurada, durante a última metade de 1993 e na primeira metade de 1994. O óleo de transferência de calor do sistema foi vendido como combustível de caldeira, o tanque e a fundação foram demolidos, os trocadores de calor óleo-vapor foram resgatados e a areia com óleo saturado e cascalho foram utilizados no asfalto, que por sua vez foi usado para pavimentar o estacionamento do *Barstow Community College*.

O sistema novo de armazenamento térmico utiliza o sal fundido armazenado em dois tanques. Cada tanque foi dimensionado para armazenar todo o estoque de sal e possuem na fundação tubos abertos para arrefecimento, através do efeito chaminé.

A figura abaixo mostra o cronograma para o desenvolvimento da Central.

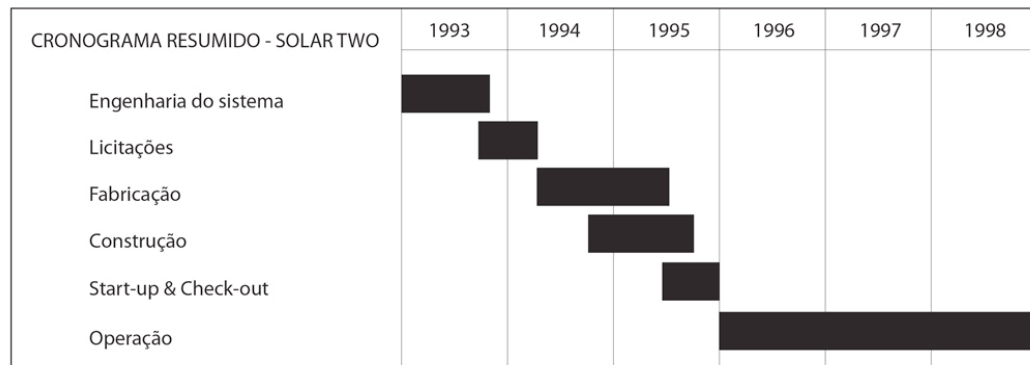


Tabela 3.2 - Cronograma resumido de projeto

Fonte: Solar Two: A Molten Salt Power Tower Demonstration (adaptado)

Abaixo a tabela com os custo dos equipamentos principais em 1996.

Item	Major Suppliers	Cost* (Thousands)
Receiver System	Rocketdyne (Boeing)	\$8,534
Solar Two receiver, spare panel and spare tubes, inlet and outlet vessels	Swinerton Walberg, Inc. (SWI)	
Solar One receiver demolition	Sachs Electric	
SGS	ABB Lummus	\$3,102
Preheater, Evaporator, Superheater	Titan Steel	
Pumps, pump sumps	The Industrial Company (TIC)	
Thermal Storage System	Pitt-Des Moines, Inc.	\$3,460
Hot and cold salt storage tanks, foundations, heaters, and spargers	F2M Company	
Collector System	Advanced Thermal Systems	\$3,115
108 Lugo heliostats	Modern Alloys, Inc.	
Replacement facets for Solar One heliostats	TIC	
Canting of inner 17 rows of heliostats		
Electric Power Generation System and Balance of Plant	TIC	\$2,121
Turbine refurbishment	General Electric	
BOP refurbishment	Elliott Company	
Heat Trace	Raychem Corp.	
Diesel generator	M&M Valve	
Master Control System	Queue Systems, Inc.	\$2,021
New master control computers and software	Associated Process Control	
Modify, refurbish Solar One Distributed Process Control System (DPCS)	Fisher-Rosemount Systems	
Heliostat control software (DAPS, SAPS)	University of Houston	
Total Initial Equipment Costs		\$22,353

* Costs are as of 10/24/96 Steering Committee meeting

Tabela 3.3 - Resumo dos equipamentos principais da Solar Two_1996

Fonte: Sandia National Laboratories

3.3.3 Simulação e análise da Central pelo software Solar Advisor Model

A simulação tem o objetivo de analisar o potencial para implantar uma Central de Torre com armazenamento térmico a partir de sais fundidos na região Nordeste do Brasil, a partir de dados inseridos e trabalhados no *software Solar Advisor Model* (SAM 2013.1.15) desenvolvido pelo *National Laboratory of the U.S. Department of Energy*, tendo como referência alguns parâmetros apresentados na *Solar Two*.

O programa permite analisar o rendimento total da Central não somente do campo de heliostatos, portanto a metodologia de análise será definir a Central no SAM com os valores da análise econômica e financeira elaboradas pela *Sandia Laboratories* na *Solar Two*, utilizando também desta central as dimensões do receptor, altura da Torre, o múltiplo solar e sua potência nominal, seguindo os parâmetros definidos. Já o campo de heliostatos serão simulados com um modelo mais atualizado, o PSI 120 (área de 109 m²) da *Abengoa Solar*, com dimensões maiores que os heliostatos originais da *Solar Two*.

É possível inserir dados climáticos a partir dos arquivos disponíveis no SAM, que contém informações de 2.100 locais no Globo, incluindo as coordenadas do local escolhido, radiação solar disponível, temperaturas médias e velocidade do vento, conforme as figuras 3.16 e 3.17.

O programa possui arquivos de dados para algumas localidades no Brasil e na ausência de informações sobre o estado do Rio Grande do Norte, a localização com maior potencial de radiação com dados disponíveis oferecidos pelo programa é para a região de Bom Jesus da Lapa (tabela 3.4) na bacia do Rio São Francisco na Bahia, que de acordo com o CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2010) é uma região de grande potencial para plantas de geração solar.

Portanto essa será a localização utilizada para a simulação da central, à título de avaliação do potencial de implantação dessa tecnologia no nordeste brasileiro e comparar esses dados com de outra localização, no caso Recife (tabela 3.5) com o objetivo de comprovar a influência da variação da radiação solar direta incidente em cada localidade.

Location Information			
City	Bom Jesus da L	Timezone	GMT -3
State	-	Elevation	458 m
		Latitude	-13.27 deg
		Longitude	-43.42 deg
Weather Data Information (Annual)			
Direct Normal	2198.5 kWh/m2	Dry-bulb Temp	26.1 °C
Global Horizontal	2143.2 kWh/m2	Wind Speed	1.6 m/s
View hourly data...			

Tabela 3.4 - Dados de Bom Jesus da Lapa, Bahia.

Fonte: SAM-2013

Location Information			
City	RECIFE	Timezone	GMT -3
State	-	Elevation	19 m
		Latitude	-8.1 deg
		Longitude	-34.88 deg
Weather Data Information (Annual)			
Direct Normal	1331.4 kWh/m2	Dry-bulb Temp	27.5 °C
Global Horizontal	1966.0 kWh/m2	Wind Speed	3.3 m/s
View hourly data...			

Tabela 3.5 - Dados de Recife, Pernambuco.

Fonte: SAM-2013

Os parâmetros principais do SAM tem a *Solar Two* como referência e os dados básicos que foram fornecidos para cada localidade foram, potencia nominal de 10MW, fator de capacidade anual de 19%, campo solar circular com heliostatos modelo PSI 120 (10.06 x 12.08m) com refletividade de 93%, receptor externo com pico de fluxo a 850kW/m² e capacidade para 06 horas de armazenamento no sistema com sal fundido, armazenado em dois tanques.

Conforme dados do programa, para implantar 10 MWe gerados a partir de 35MWt, fornecidos por uma central de torre em Bom Jesus da Lapa (tabela 3.6) seriam necessários 690 heliostatos PSI 120 com área de refletividade de 75.467m², ocupando uma área total 562.513 m², já em Recife (tabela 3.7) seriam necessários 1512 heliostatos com área de refletividade de 165.371 m², ocupando uma área total 1.335.463 m².

A partir desses dados fornecidos pelo SAM, é possível compreender que quanto maior for a incidência de radiação em kWh/m² (tabela 3.4), mais o sistema de torna economicamente viável, pois utiliza menos heliostatos para gerar a mesma potência nominal, conforme os resultados obtidos na simulação pelo *software*.

Heliostat Properties
Heliostat Width m
Heliostat Height m
Ratio of Reflective Area to Profile
Use Round Heliostats (D=W) ☐
Heliostat Area m²
Mirror Reflectance and Soiling
Heliostat Availability
Image Error rad
Heliostat Stow Deploy Angle deg
Wind Stow Speed m/s

Circular Field Optimization Wizard

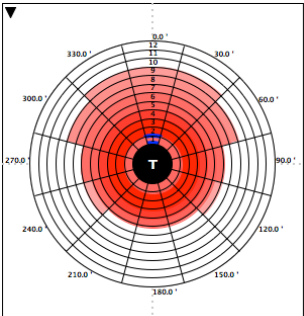
The wizard will calculate an optimal distribution of heliostats and populate the zonal grid below. It calculates optimal tower and receiver heights, and receiver diameter. Since some cost and financial parameters help guide the optimization, be sure to set reasonable values before running the wizard. Refer to the documentation for more information.

Field Parameters
Total Reflective Area m²
Number of Heliostats
Radial Step Size For Layout m

Solar Field Layout Constraints
Max Heliostat Distance to Tower Height Ratio
Min Heliostat Distance to Tower Height Ratio
Tower Height m
Max. Distance From Tower m
Min. Distance From Tower m
Max Realized Distance From Tower m

Mirror Washing
Water Usage Per Wash L/m²,aperture
Washes Per Year

Land Area
Non-Solar Field Land Area acres
Solar Field Land Area Multiplier
Calculated Total Land Area acres



Span Angle: Radial Zones: Azimuthal Zones:

	0.0	30.0	60.0	90.0	120.0	150.0	180.0	210.0	240.0	270.0	3
Rad.1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Rad.2	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Rad.3	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Rad.4	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	1
Rad.5	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	1
Rad.6	11	11	11	11	7	0	0	0	0	7	11
Rad.7	11	11	11	0	0	0	0	0	0	0	1
Rad.8	11	11	11	0	0	0	0	0	0	0	1
Rad.9	11	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rad.10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabela 3.6 - Simulação do campo de heliostatos para Bom Jesus da Lapa.

Fonte: SAM-2013

Heliostat Properties
Heliostat Width m
Heliostat Height m
Ratio of Reflective Area to Profile
Use Round Heliostats (D=W) ☐
Heliostat Area m²
Mirror Reflectance and Soiling
Heliostat Availability
Image Error rad
Heliostat Stow Deploy Angle deg
Wind Stow Speed m/s

Circular Field Optimization Wizard

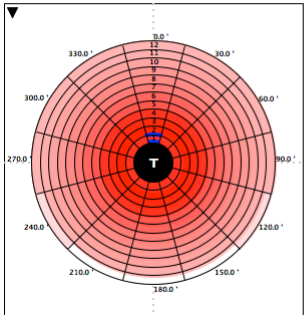
The wizard will calculate an optimal distribution of heliostats and populate the zonal grid below. It calculates optimal tower and receiver heights, and receiver diameter. Since some cost and financial parameters help guide the optimization, be sure to set reasonable values before running the wizard. Refer to the documentation for more information.

Field Parameters
Total Reflective Area m²
Number of Heliostats
Radial Step Size For Layout m

Solar Field Layout Constraints
Max Heliostat Distance to Tower Height Ratio
Min Heliostat Distance to Tower Height Ratio
Tower Height m
Max. Distance From Tower m
Min. Distance From Tower m
Max Realized Distance From Tower m

Mirror Washing
Water Usage Per Wash L/m²,aperture
Washes Per Year

Land Area
Non-Solar Field Land Area acres
Solar Field Land Area Multiplier
Calculated Total Land Area acres



Span Angle: Radial Zones: Azimuthal Zones:

	0.0	30.0	60.0	90.0	120.0	150.0	180.0	210.0	240.0	270.0	3
Rad.1	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Rad.2	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Rad.3	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	1
Rad.4	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	1
Rad.5	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	1
Rad.6	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	1
Rad.7	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	1
Rad.8	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	1
Rad.9	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	1
Rad.10	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	1

Tabela 3.7 - Simulação do campo de heliostatos para Recife.

Fonte: SAM-2013

Conforme a tabela 3.8, o programa apresenta os dados da torre e receptor, que ficaram muito próximos do modelo da *Solar Two*. A altura da torre em 70m e a capacidade do receptor em 40 MWt, se equiparam a altura de 73m com capacidade 42MWt da Central modelo, sendo que na simulação foi considerado um sistema de armazenamento para 06 horas, em dois tanques.

☒ External Receiver
☐ Cavity Receiver

Optimal receiver parameters can be calculated by using the solar field wizard.

External Receiver

Receiver Height m

Receiver Diameter m

Number of Panels

Coating Emittance

Enable Night Recirculation in Receiver ☐

Recirculation Heater Efficiency

Cavity Receiver

Aperture Width m

Aperture Height to Width Ratio

Aperture Height m

Lip to Height Ratio m

Internal Panel Height m

Aperture Lip Height m

Receiver Thermodynamic Characteristics

Tube Outer Diameter mm

Tube Wall Thickness mm

Required HTF Outlet Temp. °C

Max. Temp. To Receiver °C

Coating Absorptance

Heat Loss Factor

Max Flow Rate to Receiver kg/s

Max Receiver Flux kWt/m2

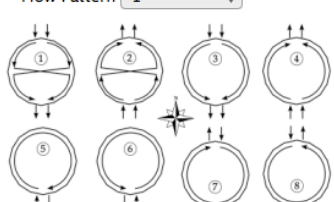
Materials and Flow

HTF Type

Property table for user-defined HTF

Material Type

Flow Pattern



Design Operation

Solar multiple

Min. receiver turndown fraction

Max receiver operation fraction

Receiver design thermal power MWt

Receiver startup delay time hr

Receiver startup delay energy fraction

The solar multiple input on this page does not scale the heliostat field. You must ensure that the solar field layout is appropriate for the specified solar multiple. It is advised to use the optimization wizard to create an appropriate heliostat layout.

Tower Dimension

Tower Height m

Tabela 3.8 - Simulação da Torre e Receptor.

Fonte: SAM-2013

4 Conclusões

De acordo com a análise conceitual da usina *Solar Two*, conclui-se que é possível o implemento desta tecnologia no Brasil, principalmente devido as ótimas condições de incidência solar na região nordeste e da possibilidade de atuar em complementaridade a uma termelétrica a gás natural, o que pode contribuir no aumento da eficiência do sistema, uma questão crucial para barateamento do investimento.

O alto investimento, principalmente em relação ao campo de heliostatos e receptor, poderá ser reduzido na medida que a tecnologia se consolide, produzindo componentes em massa, mais baratos, o que está acontecendo atualmente com a fonte eólica no Brasil. Mas depende ainda da implantação de uma usina piloto para a perfeita compreensão da tecnologia e operação, acima de tudo de incentivos governamentais estabelecendo leilões específicos para a fonte solar, adoção de um sistema de tarifas *feed-in* e garantia para contratos de longo prazo (25 anos) como ocorreu recentemente na Espanha, viabilizando o sistema.

A grande vantagem da Central em relação a outros sistemas de concentração mais utilizados, como os concentradores parabólicos, está no fato de que é possível atingir e armazenar calor em temperaturas mais elevadas e na medida que desenvolvimento tecnológico irá aumentar a eficiência do sistema, será necessário menos área de campo do solar para gerar a mesma potência, o que poderia ser uma grande vantagem considerando no futuro a possibilidade de implantar conjuntos de Centrais interligadas, que podem produzir potências elevadas, utilizando o combustível solar, que é abundante e livre de passivos ambientais.

Portanto uma usina piloto-teste nos moldes da *Solar Two* seria importante para o desenvolvimento do sistema no Brasil, e contribuiria no desafio para alcançar custos competitivos. Construir próximo e de forma a complementar a operação de uma termelétrica a gás natural na região Nordeste pode ser um caminho para viabilizar a tecnologia, visto os altos índices de radiação incidente que ocorrem na região, aliada a atual presença de termelétricas movidas a gás natural, abastecidas pelo gasoduto e por poços *onshore*, além da linha de transmissão que está presente.

Distribuir o gás natural, usado no Brasil para gerar energia elétrica, diretamente para o uso na indústria seria uma decisão estratégica para auxiliar a produção na indústria, principalmente em processos que necessitam de transformações térmicas.

De acordo com EPE, o Brasil apresenta grande potencial para produção de gás natural para as próximas décadas, o que pode ser um ponto favorável na contribuição para o desenvolvimento do sistema CSP (*concentrated solar power*), pois o gás combina com ciclo termodinâmico, otimizando a operação, aumentando a eficiência das Centrais de Torre.

Com a atual política desenvolvimentista conduzida pelo atual Governo, principalmente para atender a Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) é necessário um planejamento energético consistente para atender a essa nova e crescente demanda por energia elétrica. A energia solar, principalmente as tecnologias CSP, podem ser um caminho lógico para diversificar a matriz e torna-la cada vez menos dependente de combustíveis fósseis e aliada a outras fontes renováveis como eólica podem ajudar na estabilidade e segurança do Sistema Interligado Nacional (SIN).

5 Referências e Bibliografia

5.1 Bibliografia

ALDABÓ, Ricardo. **Energia solar**. São Paulo: Artliber Editora, 2002.

ATLAS SOLARIMÉTRICO DO BRASIL: **Banco de dados terrestres**. Recife: Editora Universitária da UFPE, 2000.

BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL 2012: **Ano base 2011 / Empresa de Pesquisa Energética**. Rio de Janeiro: MME/EPE, 2012.

BORGNAKKE, Claus; SONNTAG, Richards E. **Fundamentos da termodinâmica**. 7ª edição. São Paulo: Blucher, 2009.

DUFFIE, John A; BECKMAN, William A. **Solar engineering of thermal processes**. 3rd edition. New Jersey, 2006.

FRAIDENRAICH, Naum. **Energia Solar: Fundamentos e tecnologia de conversão heliotérmica e fotovoltaica**. Recife: Editora Universitária da UFPE, 1995.

FALCONE, Aurio Gilberto. **Eletromecânica, Volume 1 e 2**. 1ª edição. São Paulo: Editora Blucher, 1979.

KALOGIROU, Soteris. **Solar energy engineering: processes and systems**. 1st edition. 2009.

MANKIOW, N. Gregory. **Introdução à economia**. 1ª edição. São Paulo: Cengage Learning, 2009.

MOITA, Francisco. **Energia solar passiva**. 2 edição. Lisboa: Argumentum, 2010.

PANESI, André R. Quinteros. **Fundamentos de eficiência energética**. São Paulo: Ensino Profissional, 2006.

VILLALVA, M.G. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. 1ª edição. São Paulo: Editora Érica, 2012

5.2 Internet

ABEGAS. **Exploiting the heat from the sun to combat climate change**, 2002.

Disponível em: http://www.greenpeace.de/fileadmin/gpd/user_upload/themen/energie/greenpeace_studie_solar_thermal_power_englisch.pdf

ANEEL. **Atlas de energia elétrica no Brasil**, 3ª edição, Brasília. 2008.

Disponível em: http://www.aneel.gov.br/visualizar_texto.cfm?idtxt=1689

ESTELA, European Solar Thermal Electricity Association. **The essential role of solar thermal electricity: A real opportunity for Europe**. October 2012.

Disponível em: http://www.estelasolar.eu/fileadmin/ESTELAdocs/documents/Publications/ESTELA-Position_Paper_FINAL_Jan2013.pdf

ESTELA, European Solar Thermal Electricity Association. **Strategic research agenda 2020-2025**, December 2012.

Disponível em: http://www.estelasolar.eu/fileadmin/ESTELAdocs/documents/Publications/ESTELA-Strategic_Research_Agenda_2020-2025_Summary.pdf

GREENPEACE, SolarPACES and ESTELA. **Concentrating solar power: Global Outlook 2009 - "Why Renewable Energy is hot"**.

Disponível em: <http://www.greenpeace.org/international/Global/international/planet-2/report/2009/5/concentrating-solar-power-2009.pdf>

GREENPEACE. **Solar thermal power 2020: Exploiting the heat from the sun to combat climate change**, 2002.

Disponível em: http://www.greenpeace.de/fileadmin/gpd/user_upload/themen/energie/greenpeace_studie_solar_thermal_power_englisch.pdf

Graig E. Tyner, J. Paul Sutherland, William R. Gould. **Solar Two: A Molten Salt Power Tower Demonstration**. Department of Energy, DE-AC04-94AL8500

Disponível em: <http://large.stanford.edu/publications/coal/references/docs/1605696.pdf>

Hugh E. Reilly and Gregory J. Kolb. **An Evaluation of Molten-Salt Power Towers Including Results of the Solar Two Project**. Solar Thermal Technology Department, Sandia National Laboratories. Albuquerque, NM. 2001

Disponível em: <http://prod.sandia.gov/techlib/access-control.cgi/2001/013674.pdf>

James E. Pacheco, Hugh E. Reilly and Gregory J. Kolb. **Summary of the Solar Two Test and Evaluation Program**. Solar Thermal Technology Department, Sandia National Laboratories. Albuquerque, NM. 2000

Disponível em: http://www.stratosolar.com/uploads/5/6/7/1/5671050/23_solar_2_test_and_evaluation_751185.pdf

PITZ-PAAL, Robert. **High Temperature Solar Concentrators**. Solar Energy Conversion and Photoenergy Systems, 2007.

Disponível em: <http://www.eolss.net/Sample-Chapters/C08/E6-106-06-00.pdf>

SAM, **System Advisor Model**. Version 2013.1.15

Disponível em: <http://sam.nrel.gov>

STINE, William B and GEYER, Michael. **Power from the sun**.

Disponível em: <http://powerfromthesun.net>

SolarPACES. **Catalog of Solar Heliostats**. Technical report N° III - 1/100. Köln. 2000

Disponível em: <http://www.fika.org/jb/resources/Heliostat%20Catalog.pdf>