



Universidade Federal
do Rio de Janeiro

Escola Politécnica

AVALIAÇÃO COMPARATIVA DE SISTEMAS DE ENERGIA SOLAR TÉRMICA

Henrique Magalhães Bianchini

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientador: Robson Francisco da Silva Dias D.Sc.

Rio de Janeiro

Abril de 2013

AVALIAÇÃO COMPARATIVA DE SISTEMAS DE ENERGIA SOLAR TÉRMICA

Henrique Magalhães Bianchini

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.

Aprovado por:

Prof. Robson Francisco da Silva Dias, D.Sc.
(Orientador)

Prof. Luís Guilherme Barbosa Rolim, D.-Ing.

Prof. Jorge Luiz do Nascimento, D.Eng.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL
ABRIL DE 2013

Bianchini, Henrique Magalhães

Avaliação Comparativa de Sistemas de Energia Solar Térmica/ Henrique Magalhães Bianchini. - Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2013.

VIII, 63 p.: il. 29,7 cm.

Orientador: Robson Francisco da Silva Dias

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/ Departamento de Engenharia Elétrica, 2013.

Referências Bibliográficas: p. 60-63.

1. Energia Solar. 2. Energia Solar Térmica Concentrada. 3. Análise Comparativa de uma Planta Solar Térmica. I. Dias, Robson Francisco da Silva. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Departamento de Engenharia Elétrica. III. Título.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica / UFRJ como parte dos requisitos para a obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

AValiação Comparativa de Sistemas de Energia Solar Térmica

Henrique Magalhães Bianchini

Abril / 2013

Orientador: Robson Francisco da Silva Dias

Curso: Engenharia Elétrica

Este projeto de graduação tem como objetivo apresentar os diferentes tipos de tecnologia para geração elétrica através da energia solar térmica concentrada. Esse tipo de geração vem crescendo em todo mundo, devido ao aumento da demanda energética mundial, necessidade de diversificação da matriz elétrica mundial e da crescente preocupação com o meio ambiente. O Brasil apresenta um grande potencial para exploração da energia solar, pois ele está localizado em uma zona intertropical, apresentando grande incidência de radiação em seu território, mas existem algumas barreiras que atrasam sua implantação no Brasil. Sendo assim, este estudo apresenta uma análise descritiva das tecnologias existentes e também a modelagem de diferentes tipos de plantas solares térmicas concentradas.

Abstract of Undergraduate Project presented to Poli / UFRJ as a partial fulfillment of requirements for the Degree of Electrical Engineer.

COMPARATIVE EVALUATION OF SOLAR THERMAL ENERGY SYSTEMS

Henrique Magalhães Bianchini

April / 2013

Advisor: Robson Francisco da Silva Dias

Course: Electrical Engineering

This graduation project aims to present the different types of technology for electricity generation through concentrated solar power. This type of generation is growing worldwide, due to the increasing global energy demand, the need to diversify the energy matrix and the growing concern about the environment. Brazil has a great potential for exploring the solar energy, because it is located in an intertropical zone, with high incidence of radiation on its territory, but there are some barriers that delay their deployment in Brazil. Therefore, this study presents a descriptive analysis of the existing technologies, and also, the modeling of different types of concentrated solar power plants.

Sumário

Lista de Figuras.....	vii
Lista de Tabelas	viii
1. Introdução.....	1
1.1 Apresentação.....	1
1.2 Motivação	4
1.3 Objetivos e Metodologia	4
1.4 Organização do Trabalho.....	5
2. A Energia Solar.....	6
2.1 Introdução	6
2.2 Radiação Solar	6
2.3 Movimento Terra-Sol.....	7
2.4 Potencial Solar Brasileiro	8
3. Energia Solar Térmica Concentrada	13
3.1 Introdução	13
3.2 Cilindro Parabólico (Calha parabólica)	15
3.2.1 Concentradores cilíndrico-parabólicos	16
3.2.2 Tubos receptores.....	16
3.2.2 Fluido de transferência de calor	17
3.2.3 Mecanismo de Rastreamento	18
3.3 Torre de Receptor Central	21
3.3.1 Helióstato	22
3.3.2 Receptor e Fluido de transferência de calor	23
3.4 Pratos Parabólicos Concentradores	24
3.5 Concentradores Fresnel	25
3.5.1 Refletor e estrutura	28
3.5.2 Receptor e fluido de transferência de calor.....	28
3.6 Armazenamento de Energia.....	29
3.7 Tecnologia de resfriamento	36
3.8 Plantas Híbridas	37
4. Análise Comparativa de uma planta CSP.....	40
4.1 Introdução	40
4.2 SAM - System Advisor Model	40
4.3 Fundamentos Teóricos.....	42
4.3.1 Dimensionamento do Campo Solar.....	42
4.3.2 Custo Nivelado de Energia (LCOE).....	43
4.4 Tecnologias modeladas	43
4.5 Localidade.....	44
4.6 Dimensionamento do campo solar	45
4.6.1 Planta Simples	46
4.6.2 Planta com Armazenamento Térmico	48
4.6.3 Planta com Hibridização	50
4.7 Seleção dos Componentes	52
4.8 Parâmetros Financeiros e Custos das plantas modeladas	54
4.9 Resultados.....	56
5. Conclusão e recomendações para trabalhos futuros	58
6. Referências Bibliográficas.....	60

Lista de Figuras

Figura 1 – Potência instalada e planejada de usinas CSP no mundo até 2015.....	1
Figura 2 – Oferta de energia por fonte no mundo - 2009.....	2
Figura 3 – Consumo final de energia por fonte no Brasil - 2011	3
Figura 4 – Matriz elétrica brasileira - 2011	3
Figura 5 – Radiação solar global e suas componentes.....	6
Figura 6 – Órbita da Terra em torno do Sol, com seu eixo N-S inclinado.....	7
Figura 7 – Trajetória do sol na Terra	8
Figura 8 – Radiação solar global horizontal média anual no Brasil	10
Figura 9 – Irradiação normal direta anual no território brasileiro	11
Figura 10 – Representação do fluxo de energia de um sistema CSP.....	13
Figura 11 – Tipos de sistemas CSP	14
Figura 12 – Diagrama esquemático e foto da Nevada Solar One.....	15
Figura 13 – Diagrama esquemático da planta de calha parabólica.....	15
Figura 14 – Tubo absorvedor de calor	17
Figura 15 – Rastreamento orientado no eixo norte-sul com rastreamento do sol de leste a oeste	18
Figura 16 – Diagrama do sistema de rastreamento.....	20
Figura 17 – Diagrama do sistema de rastreamento.....	21
Figura 18 – Foto da planta solar de receptor central PS10 na Espanha	21
Figura 19 – Foto da planta solar de receptor central PS10 na Espanha	22
Figura 20 – Pratos parabólicos concentradores	24
Figura 21 – Desenho esquemático e foto da planta solar da AREVA	26
Figura 22 – Diagrama esquemático de uma planta LFR.....	26
Figura 223 – Diagrama esquemático do CLFR	27
Figura 24 – Sistema de armazenamento direto com dois tanques	31
Figura 25 – Sistema de armazenamento indireto com dois tanques	31
Figura 26 – Sistema de armazenamento com tanque único e efeito termoclina	32
Figura 27 – Curva típica de geração de desloca, com $MS=1$	33
Figura 28 – Produção maximizada para atender demanda de pico, com $MS<1$	33
Figura 29 – Produção estendida, com $MS>1$	34
Figura 30 – Implementação do armazenamento de energia nas centrais CSP	34
Figura 31 – Planta esquemática de uma usina com ISCC.....	38
Figura 32 – Ciclo diário de usina ISCC com armazenamento térmico.....	39
Figura 33 – Estrutura do SAM	41
Figura 34 – Gráfico da irradiação normal direta média da cidade do Rio de Janeiro	46
Figura 35 – Análise da inclinação e múltiplo solar para encontrar o menor LCOE.....	47
Figura 36 – Análise da inclinação e múltiplo solar para encontrar o menor LCOE.....	47
Figura 37 – Gráfico da energia térmica desperdiçada pela planta simples	48
Figura 38 – Variação do múltiplo solar e do número de horas de armazenamento térmico para encontrar o menor LCOE.....	49
Figura 39 – Efeito do múltiplo solar e do armazenamento térmico no fator de capacidade e no custo nivelado de energia (LCOE)	49
Figura 40 – Análise do custo nivelado de energia (LCOE) em função do múltiplo solar e custo do combustível de backup (gás natural).....	51
Figura 41 – Custo total por potência instalada e seus componentes.....	57

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Resultados obtidos nas simulações das plantas CSP	14
Tabela 2– Exemplos de Plantas ISCC.....	39
Tabela 3 – Dados da localização e do clima do Rio de Janeiro	44
Tabela 4 – Preço de venda do Gás Natural no city gate para as distribuidoras.....	51
Tabela 5 – Resumo dos componentes das plantas modeladas no SAM.....	53
Tabela 6 – Parâmetros financeiros usados nas simulações das plantas CSP	55
Tabela 7 – Custos de capital e de operação usados nas simulações das plantas CSP	55
Tabela 8 – Resultados obtidos nas simulações das plantas CSP	56

1. Introdução

1.1 Apresentação

O atual cenário energético mundial e a crescente preocupação com o meio ambiente acarretaram em uma nova maneira de pensar, criando a chamada Economia Verde. Esse novo modelo econômico visa o desenvolvimento sustentável no aspecto ambiental e social, estando presente as noções de uma economia de baixa emissão de carbono, com menores impactos sobre o equilíbrio climático, uso eficiente dos recursos naturais e a inclusão social. Com isso o uso das energias renováveis vem se desenvolvendo e crescendo em todo o mundo e uma delas é a energia solar.

O sol é a maior fonte de energia disponível na Terra e boa parte das energias que utilizamos são providas indiretamente da energia solar, além disso, a energia solar não agride o meio ambiente. Com isso, pode-se chegar à conclusão que é fundamental a exploração dessa grande fonte de energia natural. O uso da energia solar para geração de energia elétrica vem crescendo e se desenvolvendo em todo o mundo, onde se destacam a energia solar fotovoltaica e a energia solar térmica concentrada. Esta última, internacionalmente conhecida como CSP (*Concentrated Solar Power*), é o principal assunto desta monografia. Na primeira, as células fotovoltaicas convertem a energia solar diretamente em eletricidade. Na segunda, a energia solar é convertida em calor para um fluido na forma de energia solar térmica para a conversão em eletricidade em uma turbina a vapor e um gerador.

No mundo todo a utilização da tecnologia CSP vem crescendo de forma acelerada, principalmente nos EUA e na Espanha, que são os países que mais investem no estudo e desenvolvimento desta tecnologia. Segundo Bloem *et al.* (2010), no final de maio de 2010 a capacidade acumulada de usinas CSP pelo mundo era cerca de 867 MW em operação, e mais de 9 GW estavam em estágio avançado de planejamento para ser lançado até 2015 (vide Figura 1).

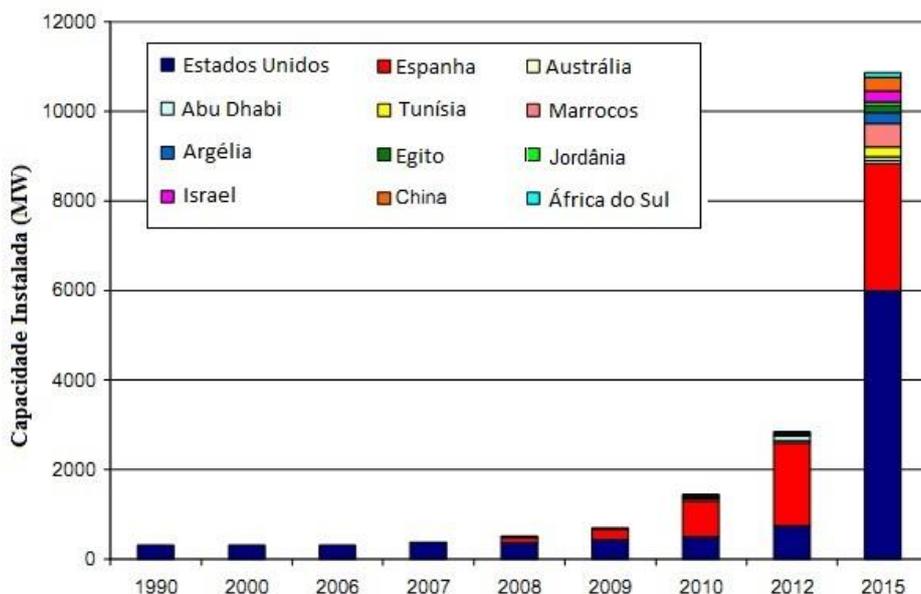


Figura 1 – Potência instalada e planejada de usinas CSP no mundo até 2015

Fonte: Bloem *et al.* (2010).

Essa expansão da energia solar e de outras fontes limpas vem crescendo devido aos impactos causados ao meio ambiente, principalmente, na queima de combustíveis fósseis como o petróleo, carvão, gás natural etc. A energia nuclear também vem sofrendo grandes críticas depois do acidente nuclear de Fukushima, no Japão em 2011. Essas fontes de energia além de apresentar grandes impactos ambientais e riscos à saúde humana, não são energias renováveis e num futuro não muito distante seus recursos irão acabar.

A Figura 2 apresenta a oferta de energia por fonte no mundo em 2009. Como pode ser observado, 80,9% da oferta de energia mundial é composta por fontes derivadas de combustíveis fósseis. Segundo Schaeffer *et al.* (2011), mais de 80% de todas as emissões de gases de efeito estufa (GEE) no mundo vem do setor de energia. Logo, na busca por uma Economia Verde, onde a baixa emissão de carbono é determinante, deve-se estar atento na participação do segmento energético, tendo cuidado na geração de energia elétrica e na produção e uso de combustíveis.

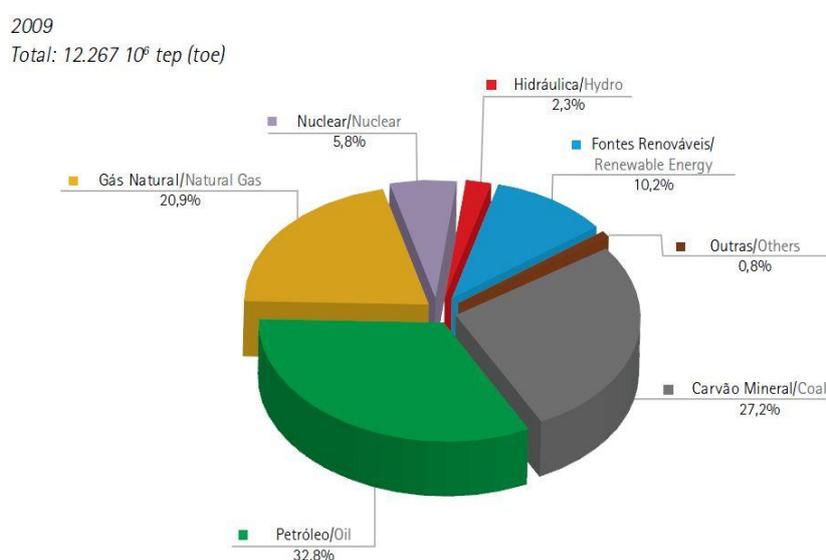


Figura 2 – Oferta de energia por fonte no mundo - 2009
Fonte: BEN (2012a).

O consumo final de energia por fonte no Brasil é apresentado na Figura 3. Como pode ser visto, o Brasil apresenta uma parcela grande da energia consumida provinda de fontes não renováveis. E a maior parte de emissões de GEE no país vem do setor de transportes. Em 2011, apenas 17% aproximadamente da energia consumida nos transportes provinha de fontes renováveis, diferente do setor elétrico, onde a maioria da energia é produzida através de fontes renováveis.

A matriz elétrica brasileira (vide Figura 4) é composta majoritariamente por geração hidrelétrica (81,9%), que não contribui com o efeito estufa, mas apesar de ser considerada uma alternativa limpa, sua instalação também causa impactos no meio ambiente, como inundações de grandes áreas para utilização como reservatório de água, deslocando as populações ribeirinhas e comprometendo a fauna e a flora da região.

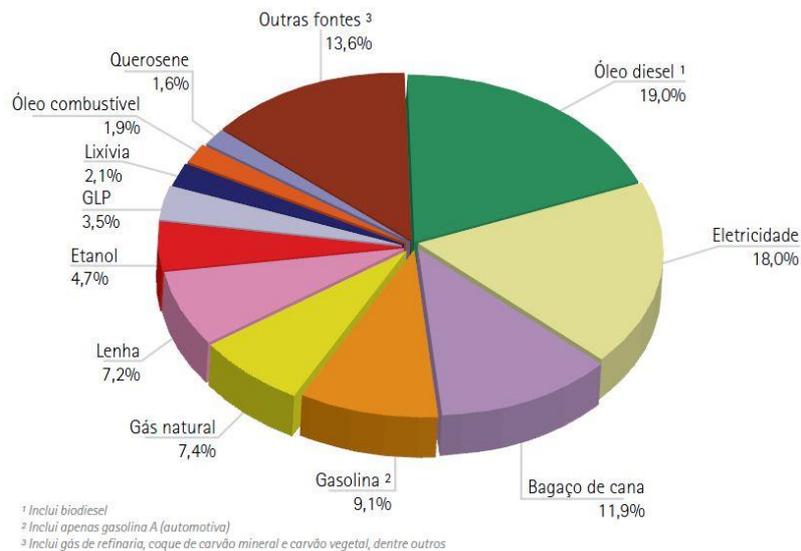


Figura 3 – Consumo final de energia por fonte no Brasil - 2011
 Fonte: BEN (2012b).

O sistema elétrico brasileiro é um sistema “hidrotérmico”, onde a principal fonte de geração de energia elétrica é a hidráulica, e as usinas térmicas são utilizadas para complementar a geração e aumentar a capacidade firme do sistema. É natural o crescimento da capacidade instalada do SIN (Sistema Interligado Nacional), logo deve se avaliar as fontes a serem priorizadas. O potencial remanescente de expansão de hidrelétricas se concentra em regiões ambientalmente sensíveis, o que tem justificado investimento em usinas a fio d’água (Lucena, 2010). Para diminuir as emissões de GEE e aumentar a segurança do sistema é necessário a diversificação das fontes, com o aumento do uso de outras fontes renováveis, uma delas é a solar.

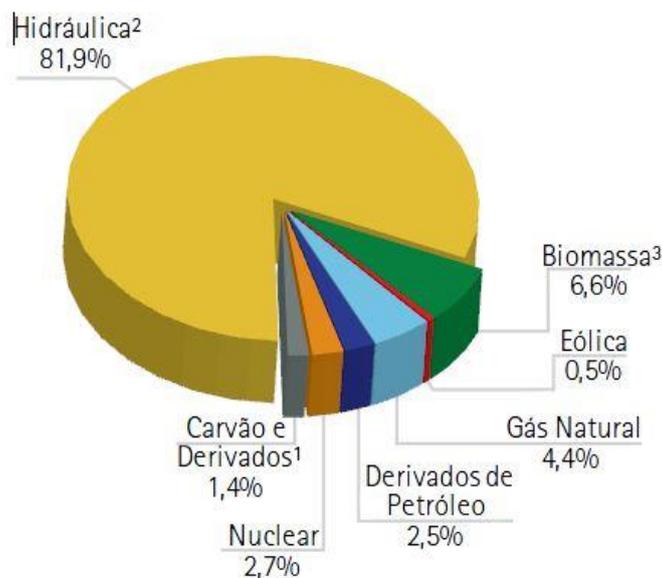


Figura 4 – Matriz elétrica brasileira - 2011
 Fonte: BEN (2012b).

O Brasil é um país localizado em uma zona com alto índice de radiação solar e possui inúmeras riquezas naturais. O país apresenta um grande potencial solar e inúmeros locais para a possível instalação de uma usina CSP, então, é de grande importância o estudo e desenvolvimento desta tecnologia no país para uma futura aplicação dela.

O problema é que a tecnologia ainda enfrenta algumas restrições técnicas e econômicas para sua implementação no país. É preciso que o setor público continue criando políticas e incentivos para o uso da energia solar, para que os investidores se sintam confortáveis em investir na tecnologia.

Neste contexto, serão apresentados os sistemas de geração de energia elétrica baseados em energia solar térmica concentrada (CSP) sendo uma alternativa para produção em larga escala que possui impactos mínimos ao meio ambiente. Serão introduzidas as principais tecnologias CSP existentes, suas características e estudadas as possibilidades do uso da tecnologia CSP em território nacional.

Neste estudo será utilizado o software de modelagem SAM (System Advisor Model), que é uma ferramenta de grande ajuda para o estudo de caso da implantação de uma planta CSP. Serão simuladas três plantas baseadas em concentradores cilíndrico-parabólicos utilizando dados meteorológicos da cidade do Rio de Janeiro, uma simples, outra com armazenamento de energia e por último uma planta com 25% de hibridização. No final serão analisados os resultados e feita uma comparação entre as plantas.

1.2 Motivação

A crescente preocupação com o meio ambiente e a necessidade da diversificação da matriz energética mundial, vêm sendo o motivo para o desenvolvimento, expansão e utilização da energia solar em todo o mundo. O Brasil é um país com alto índice de radiação incidente em seu território, logo, é importante que o país explore essa grande fonte de energia renovável, que é o sol. Assim, esta monografia busca avaliar o potencial para a geração de energia elétrica através da energia heliotérmica na cidade do Rio de Janeiro.

Entende-se que este trabalho pode contribuir e incentivar estudos futuros relacionados à energia solar térmica concentrada. É de extrema importância a continuidade no estudo e análise da aplicação da tecnologia, para promover incentivos e iniciativas favoráveis a energia solar, para que um dia o Brasil possa concretizar a geração heliotérmica no país.

1.3 Objetivos e Metodologia

Os objetivos deste trabalho são apresentar um estudo sobre a energia solar térmica concentrada, abordando quatro tipos de tecnologia existentes (cilindro parabólica, torre de receptor central, prato parabólico e linear Fresnel) e fazer uma avaliação comparativa entre as plantas simples, com armazenamento e híbrida, todas baseadas em concentradores cilíndrico-parabólicos.

Dessa forma, será utilizado o software SAM (System Advisor Model) para a modelagem e estudo de caso da instalação de uma usina CSP na cidade do Rio de Janeiro. Serão simulados três casos diferentes para a tecnologia de concentradores cilíndrico-parabólicos: simples, com armazenamento e por último uma planta híbrida.

As plantas serão comparadas e também serão realizadas análises para a redução do custo e otimização do sistema.

1.4 Organização do Trabalho

Este trabalho está dividido em cinco capítulos, sendo o primeiro a introdução, onde é apresentado o problema da dependência da matriz energética mundial por combustíveis fósseis, seus efeitos e a importância do desenvolvimento e geração de energias renováveis, como a heliotérmica, para contornar esse problema. Assim, é exposta a motivação que originou o trabalho, os objetivos e sua organização.

No Capítulo 2 é apresentado um breve histórico sobre a origem e o desenvolvimento da utilização da energia solar térmica concentrada. Em seguida são apresentados os componentes da radiação solar, juntamente com a geometria solar e sua importância no desempenho da geração de energia através do sol. Por último, é apresentado o potencial para geração de energia solar no Brasil, ressaltando a importância de políticas de incentivo para o desenvolvimento do uso da energia solar no país e apresentando uma análise do recurso solar no território junto com a melhor localização para instalação de uma usina CSP no país.

O capítulo 3 visa apresentar a tecnologia CSP, fazendo uma descrição das diferentes tecnologias CSP (cilindro parabólico, torre de receptor central, prato parabólico e Fresnel) e seus componentes, em conjunto com as vantagens e desvantagens de cada uma. Depois são abordados os diferentes sistemas de resfriamento e o uso dos sistemas de armazenamento e de hibridização.

No capítulo 4 é utilizado o software de simulação SAM (System Advisor Model) para a modelagem e estudo de caso da instalação de uma usina CSP no Rio de Janeiro. Foram simulados três casos diferentes para a tecnologia cilindro parabólica: simples, com armazenamento e por último uma planta híbrida. O capítulo apresenta a metodologia utilizada pelo programa, assim como as escolhas realizadas, os dados utilizados nas simulações e os principais resultados, como: produção anual de eletricidade, custos, fator de capacidade, área total utilizada e outros. É feita uma comparação entre as plantas simuladas e também são realizadas análises paramétricas para otimização das plantas.

Finalmente, no Capítulo 5 são apresentadas as conclusões e recomendações para trabalhos futuros. Após este capítulo seguem as referências bibliográficas consultadas para escrever este trabalho.

2. A Energia Solar

2.1 Introdução

A maioria das fontes de energia (biomassa, eólica, hidráulica, combustíveis fósseis e energia dos oceanos) são providas indiretamente da energia solar. O sol é a maior fonte de energia disponível na Terra, fornecendo anualmente para a atmosfera terrestre cerca de $1,5 \times 10^{18}$ kWh de energia. Esse valor corresponde a 10^4 vezes o consumo mundial de energia neste período.

A energia solar pode ser utilizada na conversão de energia térmica, para aquecimentos de fluidos e geração de potência mecânica ou elétrica, ou diretamente em energia elétrica, por efeitos em determinados materiais, principalmente os semicondutores, destacando-se o efeito fotovoltaico.

2.2 Radiação Solar

A atmosfera terrestre absorve parte da radiação que chega à sua camada superior, fazendo com que apenas uma parte atinja a superfície terrestre. Esta parcela que chega ao solo é composta por uma componente direta (*direct normal irradiation*, DNI) e por uma componente difusa. A soma dessas parcelas representa a Irradiação Global Horizontal (*global horizontal irradiation*, GHI), que quantifica a radiação recebida por uma superfície plana horizontal e que é de grande importância para a geração fotovoltaica. A Figura 5 representa os componentes da radiação global.

A irradiação normal direta é a parte proveniente diretamente do sol (sem reflexões) e é muito variável ao longo do dia, devido às condições atmosféricas, principalmente em áreas de grande nebulosidade. A radiação direta é a parte mais importante para a geração solar térmica.

A irradiação difusa é uma parte da radiação, dispersa e atenuada pela reflexão nos componentes atmosféricos, como: nuvens, poeira, vapor d'água e outros. Se a superfície do ambiente estiver inclinada com relação à horizontal, haverá uma terceira componente refletida pelo solo e outros objetos. Essa componente é chamada de radiação refletida e pode ser incluída na radiação difusa.

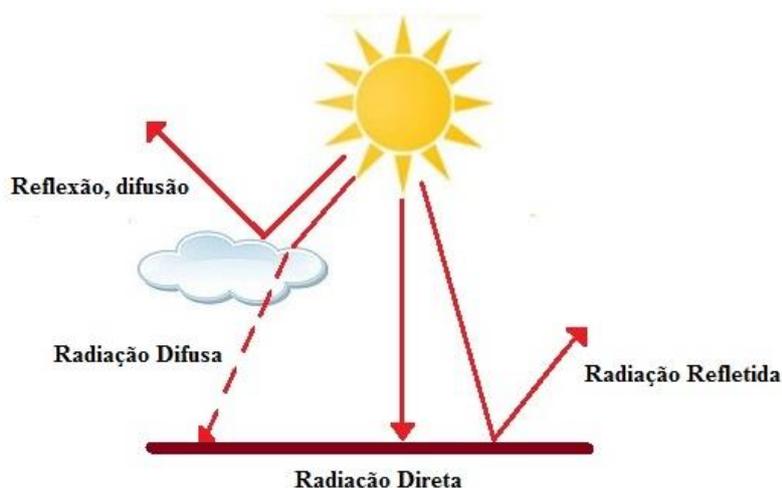


Figura 5 – Radiação solar global e suas componentes

2.3 Movimento Terra-Sol

O planeta Terra descreve uma trajetória elíptica ao redor do sol, em um plano inclinado de aproximadamente $23,5^\circ$ com relação ao plano do equador. Devido a essa inclinação do eixo da Terra os dias de verão são maiores que os dias de inverno, e as altitudes solares que o sol atinge são mais elevadas nos meses de verão do que nos de inverno.

A posição angular do Sol, ao meio dia solar, em relação ao plano do Equador (Norte positivo) é chamada de Declinação Solar (δ). Na Figura 6 pode ser visto a variação do ângulo δ de acordo com o dia do ano, juntamente com as diferentes estações do ano, variando dentro dos seguintes limites:

$$-23,45^\circ \leq \delta \leq 23,45^\circ$$

A inclinação juntamente com a latitude local determina a trajetória do movimento aparente do Sol para um determinado dia em um determinado local do planeta. O que dificulta nos cálculos da posição do Sol e da radiação solar para uma determinada data. Esses cálculos são importantes para o posicionamento dos painéis solares em busca da máxima performance e rendimento do sistema solar, principalmente dos sistemas que utilizam painéis fixos, que não acompanham a trajetória diária do sol. Outro fator que afeta na disponibilidade da radiação solar é a nebulosidade.

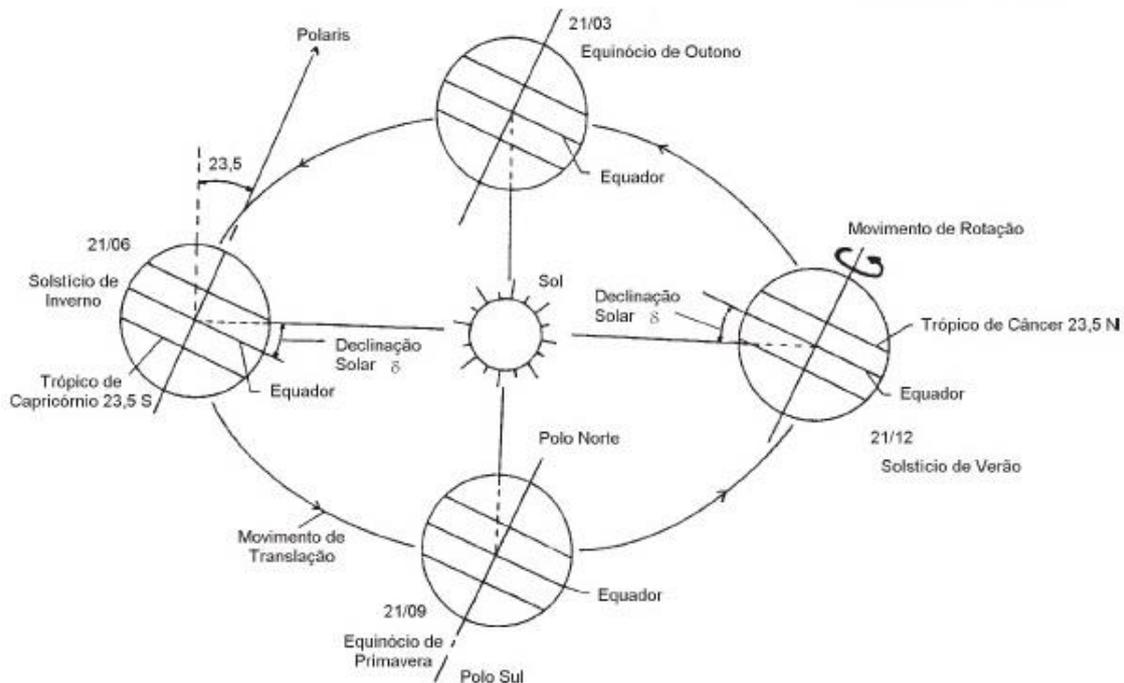


Figura 6 – Órbita da Terra em torno do Sol, com seu eixo N-S inclinado

Fonte: Guimarães *et al.* (2004).

Quando o sol está baixo no céu, a radiação solar atravessa uma maior parte da atmosfera para chegar ao solo em comparação com quando o sol está mais alto no céu ao meio-dia (vide Figura 7), logo a coleta de radiação ao meio-dia é maior. Para concentradores e painéis fixos no Hemisfério Sul, que é o caso do Brasil, estes devem estar virados para o Norte verdadeiro (geográfico), onde o sol se encontra ao meio-dia.

Pelos mesmos princípios, no Hemisfério Norte, os painéis devem ficar virados para o Sul. Mas hoje em dia os concentradores utilizados em grandes sistemas de geração heliotérmica utilizam rastreamento solar de pelo menos um eixo.



Figura 7 – Trajetória do sol na Terra

A inclinação com o plano horizontal pode ser ajustada para maximizar a produção em cada uma das estações do ano ou para maximizar a produção média ao longo do ano. Neste último caso, em geral a inclinação corresponde a ângulos próximos da latitude do local de instalação.

2.4 Potencial Solar Brasileiro

Como já foi dito, o uso da energia solar traz muitos benefícios para a matriz energética de um país, sendo o principal, tornar a matriz energética mais limpa, diminuindo a dependência do petróleo e reduzindo as emissões de gases poluentes como estabelece a Conferência de Kyoto.

O Brasil está localizado, na sua maior parte, na zona intertropical, o que o leva a ter um grande potencial para o aproveitamento da energia solar. Muitas possibilidades de médio e longo prazo estão sendo avaliadas pelo Governo e pelos investidores para o aproveitamento dessa abundante forma de energia renovável, como grandes centrais de energia térmica concentrada ou fotovoltaica, pequenos sistemas fotovoltaicos autônomos e até a utilização da energia térmica para aquecimento de água. Porém, a energia solar ainda é muito pouco utilizada no país e quase não contribui para a matriz energética brasileira.

Avalia-se que o Brasil possua atualmente cerca de 20 MW de capacidade de geração solar fotovoltaica instalada. Em sua grande maioria (99%, segundo IEA, 2011) destinada ao atendimento de sistemas isolados e remotos, principalmente em situações em que a extensão da rede de distribuição não se mostra economicamente viável (EPE, 2012a). A energia solar térmica para aquecimento de água tem despertado interesse no mercado nacional, principalmente para o emprego entre as classes A e B da sociedade, na indústria e nos serviços de hotelaria. E a introdução da energia térmica concentrada ainda é objeto de estudo no país.

O problema é que por se tratar de uma tecnologia comercialmente nova, muitos investidores ainda não possuem as informações, conhecimento e domínio necessário da tecnologia, assim, tendem a evitar os riscos econômicos e financeiros. Atualmente no Brasil, a geração distribuída está mais próxima da viabilidade do que a centralizada, já

sendo viável em alguns casos. Para ajudar na introdução e desenvolvimento do uso da energia solar no país é essencial uma política de incentivo político e tarifário por parte do governo, de informação e do desenvolvimento de tecnologia competitiva.

A ANEEL através da Resolução Normativa nº 482, de 17/04/2012, aprovou regras destinadas a redução de barreiras para instalação de geração distribuída de pequeno porte, microgeração e minigeração, que chegam até 1 MW de potência. A norma introduz o Sistema de Compensação de Energia, que permite os geradores de pequeno porte, que utilizam fontes incentivadas de energia (hidráulica, solar, biomassa, eólica e cogeração qualificada), trocar energia com a distribuidora local. Essa geração distribuída pode trazer uma série de vantagens sobre a geração centralizada tradicional, como, por exemplo, economia dos investimentos em transmissão, redução das perdas nas redes e melhoria da qualidade do serviço de energia elétrica.

A ANEEL também aprovou novas regras para descontos das tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão (TUSD e TUST) para usinas de até 30 MW que utilizarem fonte solar. Além disso, também houve a aprovação da implantação do projeto piloto da Companhia de Eletricidade da Bahia (COELBA) para geração solar fotovoltaica no estádio de futebol Governador Professor Roberto Santos em Salvador. Pode-se citar ainda, a Chamada de Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) Estratégico 013/2011 - “Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira”, onde foram selecionados 17 projetos fotovoltaicos, totalizando 23,6 MW, a serem instalados nas diversas regiões do país até 2015. A Chamada pretende alavancar estudos e pesquisas para comprovar a viabilidade e tornar esse tipo de fonte competitiva no Brasil.

Dentre as duas tecnologias de conversão da energia solar em elétrica, a geração fotovoltaica é a que vem tendo um ambiente mais favorável para expansão no Brasil. Pois além do país possuir um alto índice de radiação global direta, ele possui grandes reservas de quartzo de qualidade, importante na produção de silício com alto grau de pureza, células e módulos solares. Além disso, a indústria de componentes elétricos e eletrônicos já existe no país trazendo grande vantagem para fornecimento de disjuntores, inversores e conectores. Tais fatores potencializam a atração de investidores, sejam eles corporativos ou mesmo individuais, e geram o desenvolvimento de um mercado interno, permitindo a inserção dessa tecnologia na matriz elétrica.

Como já foi dito antes, a medição da radiação solar é de extrema importância para se conhecer o recurso solar da região e se fazer a melhor análise para implantação do sistema solar. Com base nesse fato, foram feitos trabalhos e pesquisas com o objetivo de suprir essa demanda de informação, para a avaliação do potencial da energia solar no Brasil, são eles, o Atlas de Irradiação Solar do Brasil, de 1998, o Atlas Solarimétrico do Brasil, de 2000, e mais recentemente, em 2006, foi publicado o Atlas Brasileiro de Energia Solar, produzido no âmbito do projeto SWERA – Solar and Wind Energy Resource Assessment, sob coordenação do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais – INPE. Um trabalho complementar (SWERA, 2008) apresenta ainda um mapa do Brasil com a irradiação normal direta anual. O Atlas Brasileiro de Energia Solar é a referência mais atual e completa, sendo o melhor para estimativa do potencial de energia solar no Brasil.

De acordo com Pereira *et al.* (2006), o Atlas Brasileiro de Energia Solar tem como objetivo suprir parte dessa demanda de informações por meio da divulgação do levantamento da disponibilidade de energia solar no território brasileiro utilizando um modelo de transferência radiativa alimentado por dados climatológicos e de 10 anos de informações extraídas de imagens de satélite geoestacionário e validado por dados coletados em estações de superfície. Além da importância atual no panorama energético

e no desenvolvimento sustentável do país, o conhecimento da radiação solar incidente é importante para áreas da atividade humana como, por exemplo, a meteorologia e a climatologia. No setor de agronegócios, é importante para o planejamento e obtenção da maior eficiência energética nas diversas etapas de produção: a seleção das culturas, o plantio, a colheita incluindo o desenvolvimento e operação de sistemas de irrigação de áreas e a secagem de grãos.

O mapa da Figura 8 apresenta a radiação solar global horizontal média anual no território brasileiro. Pode-se observar que a irradiação global é relativamente bem distribuída pelas regiões do país, com médias anuais relativamente altas em todo o país. Segundo EPE (2012a), a irradiação média anual varia entre 1.200 e 2.400 kWh/m²/ano, valores que são significativamente superiores à maioria dos países europeus, como Alemanha (900-1250 kWh/m²/ano), França (900-1650 kWh/m²/ano) e Espanha (1200-1850 kWh/m²/ano), onde projetos para aproveitamento de recursos solares, alguns contando com fortes incentivos governamentais, são amplamente disseminados.

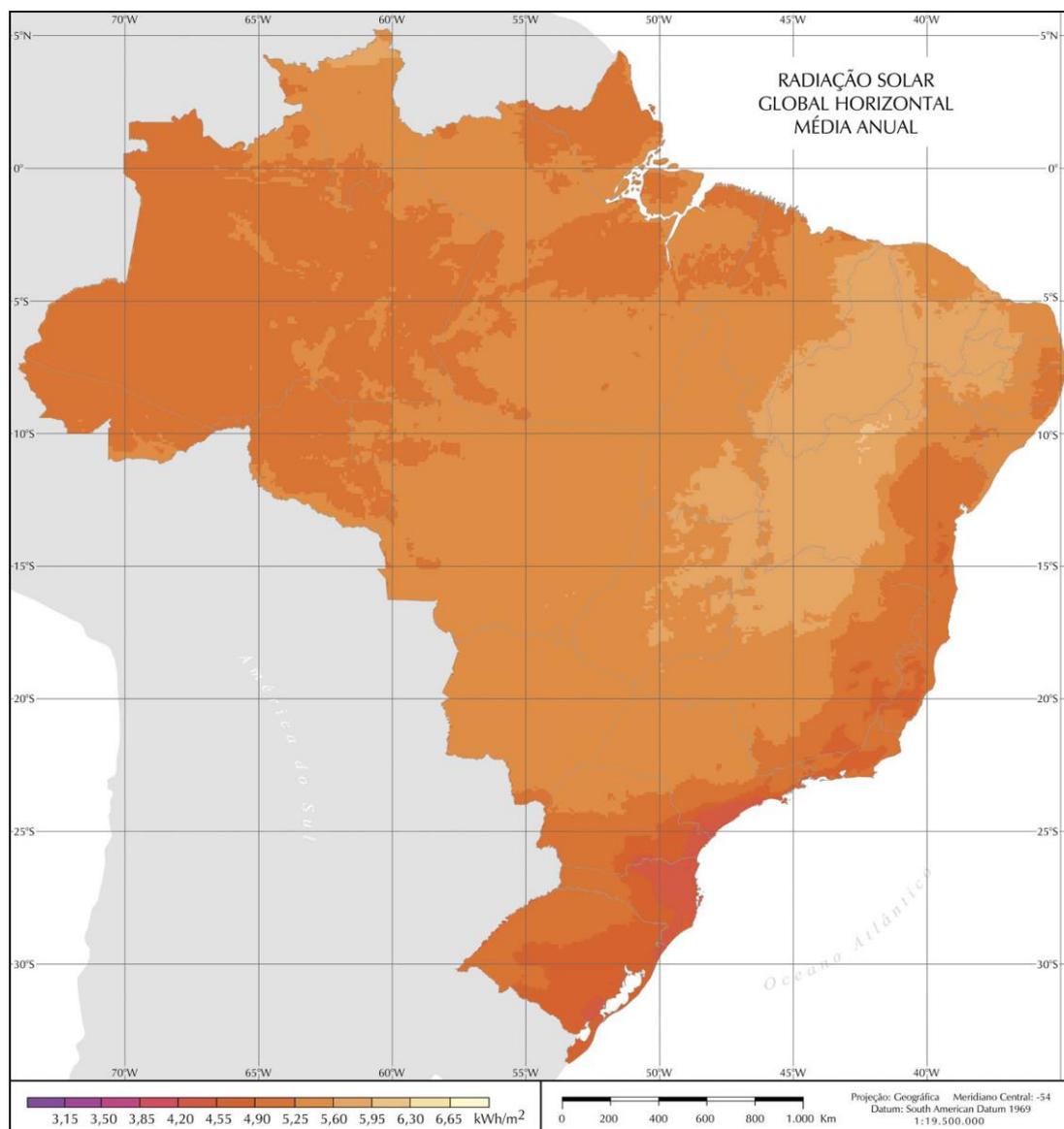


Figura 8 – Radiação solar global horizontal média anual no Brasil
Fonte: Pereira *et al.* (2006).

A região Nordeste apresenta os maiores valores de irradiação global média e a menor variabilidade anual entre as regiões geográficas. O valor máximo é observado na região norte do estado da Bahia, chegando a 6,5 kWh/m²/dia. Essa área apresenta um clima semiárido com baixa nebulosidade e precipitação ao longo do ano. O valor mais baixo de irradiação global média é observado no litoral de Santa Catarina, com média de 4,25 kWh/m²/dia, essa região apresenta a ocorrência de precipitação bem distribuída ao longo do ano. De forma geral, todo o litoral leste, do Rio Grande do Sul ao recôncavo baiano, área mais densamente povoada, apresenta os menores índices de irradiação verificados no país.

Segundo a EPE (2012a), como ordem de grandeza do potencial energético solar pode-se estimar que o consumo do sistema interligado verificado em 2011 seria totalmente atendido com o recobrimento de uma área de 2.400km², pouco mais que a metade da área do município de Salvador, com painéis fotovoltaicos numa região com insolação média da ordem de 1.400 kWh/m²/ano.

Na construção de uma CSP deve se levar em consideração alguns critérios e restrições do local, como: irradiação normal direta (DNI); requerimentos de superfície mínima de terra; declividade do terreno; disponibilidade de água; presença de áreas naturais protegidas, reservas indígenas; proximidade às linhas de transmissão, centros de carga, estradas e vias de acesso; dentre outras restrições.

O mapa da Figura 9 apresenta a radiação solar direta anual média no Brasil. Pode-se observar que os maiores níveis de DNI estão presentes no estado da Bahia e no norte de Minas Gerais. Mas diferente do mapa da radiação global, os níveis de DNI do Norte do país estão bem abaixo do esperado, isto ocorre devido aos altos níveis de precipitação da região e da densa floresta amazônica.

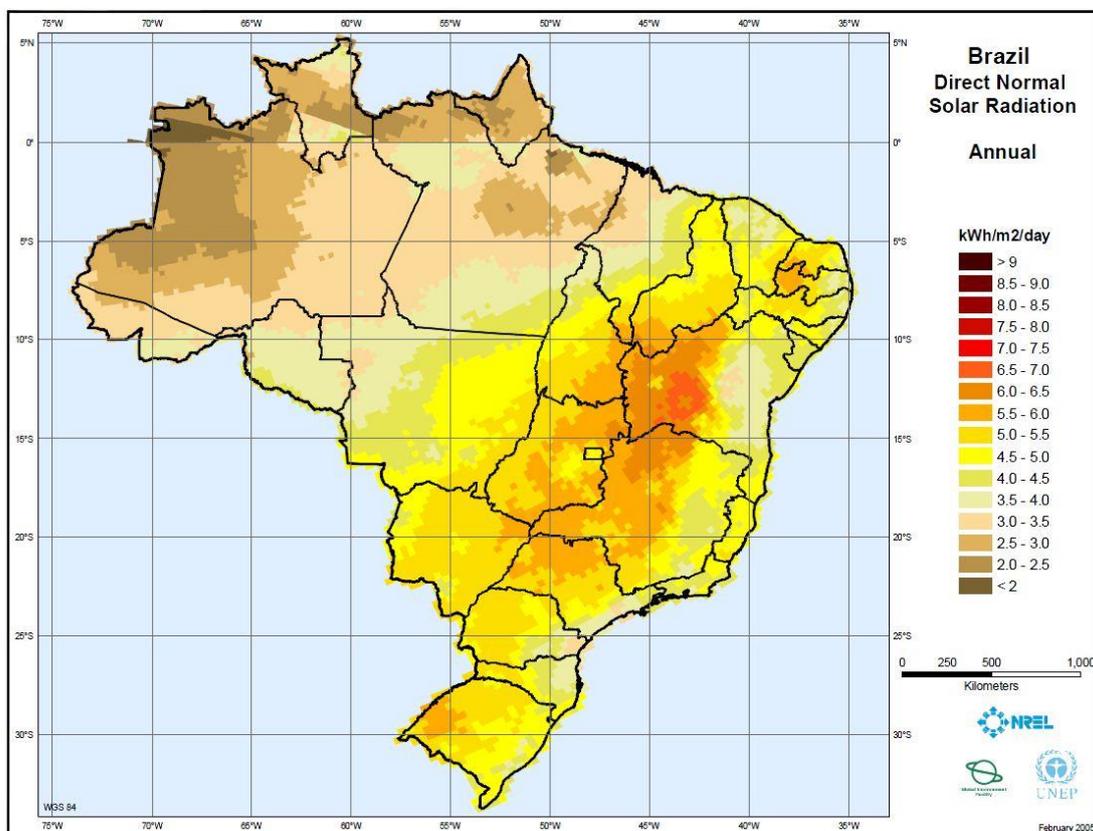


Figura 9 – Irradiação normal direta anual no território brasileiro
Fonte: en.openei.org (2005).

Pela avaliação dos níveis de DNI no mapa, é viável o uso da tecnologia solar térmica concentrada no país e o melhor lugar para se instalar uma CSP no Brasil seria no estado da Bahia, perto do Rio São Francisco, onde apresenta disponibilidade de água, alto grau de DNI, baixa nebulosidade e precipitação durante o ano, além do baixo custo da terra na região.

Um fator positivo para o impulsionamento da energia solar térmica concentrada no Brasil, é que o bloco de potência dessas usinas, tem o mesmo princípio básico de funcionamento das usinas térmicas convencionais, cuja tecnologia o Brasil já domina e possui parque industrial para atender o processo de conversão termoelétrico, comum aos demais tipos de usinas térmicas. Isso também leva a mais um tipo de ação para a aceitação da tecnologia com a utilização de plantas solares híbridas, que tem o custo menor e maior dinâmica de produção.

Segundo a EPE (2012a), no que se refere à geração heliotérmica, o levantamento efetuado indica que não se tem perspectiva de sua aplicação de forma competitiva no país num prazo mais imediato. Não obstante, é de interesse que essa forma de geração seja estudada, tendo em vista sua característica de fonte renovável com produção de montantes relativamente elevados de energia de forma concentrada, passível de ser integrada ao sistema de geração hidrotérmico nacional. O fato de que alguns componentes do processo de geração heliotérmica ainda estão sob desenvolvimento tecnológico no mundo, representa uma oportunidade para que o país acompanhe e participe desse desenvolvimento visando sua aplicação futura.

Segundo Schaeffer *et al.*(2012), é importante o estabelecimento de linhas de pesquisa e desenvolvimento específicos para tecnologia solar, incentivos à construção de unidades de demonstração, que serviriam para aplicação de tecnologias desenvolvidas localmente, formação de pessoal (projeto, operação, manutenção) e aprimoramento de dados solarimétricos.

3. Energia Solar Térmica Concentrada

3.1 Introdução

A tecnologia da energia solar térmica concentrada, conhecida como CSP (*Concentrated Solar Power*), consiste basicamente da utilização de concentradores para focar a radiação solar em um receptor, que em seguida aquece um fluido de transferência, que será transferido para o bloco de potência onde será gerada a eletricidade. A Figura 10 apresenta um diagrama esquemático simplificado de fluxo de energia (diagrama de Sankey), de um sistema de energia solar térmica.

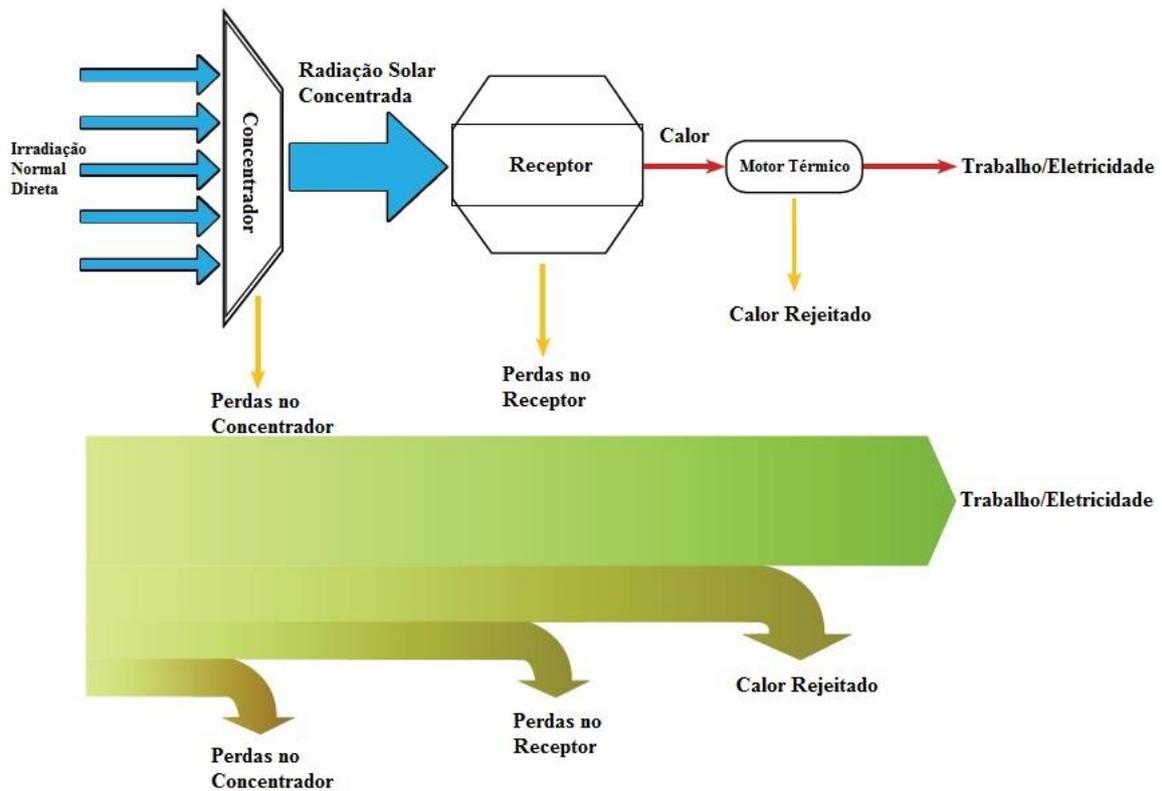


Figura 10 – Representação do fluxo de energia de um sistema CSP
Fonte: Miller e Lumby (2012), adaptado pelo autor.

Existem quatro tipos demonstrados de sistema CSP: cilindro parabólico, linear Fresnel, torre de receptor central e prato parabólico. A Figura 11 apresenta a configuração básica desses sistemas. Os três primeiros podem possuir um sistema de armazenamento e todos podem ser utilizados em configurações híbridas, ou seja, com auxílio de combustível fóssil para sua operação. Essas opções oferecem maior confiabilidade e flexibilidade operacional dentre outros fatores e são cada vez mais utilizadas, apresentando grande importância na inclusão das energias renováveis na rede elétrica (Miller e Lumby, 2012). A Tabela 1 apresenta um pequeno resumo de algumas características dos diferentes tipos de sistemas CSP existentes (os dados usados na Tabela são referentes ao ano de 2008).

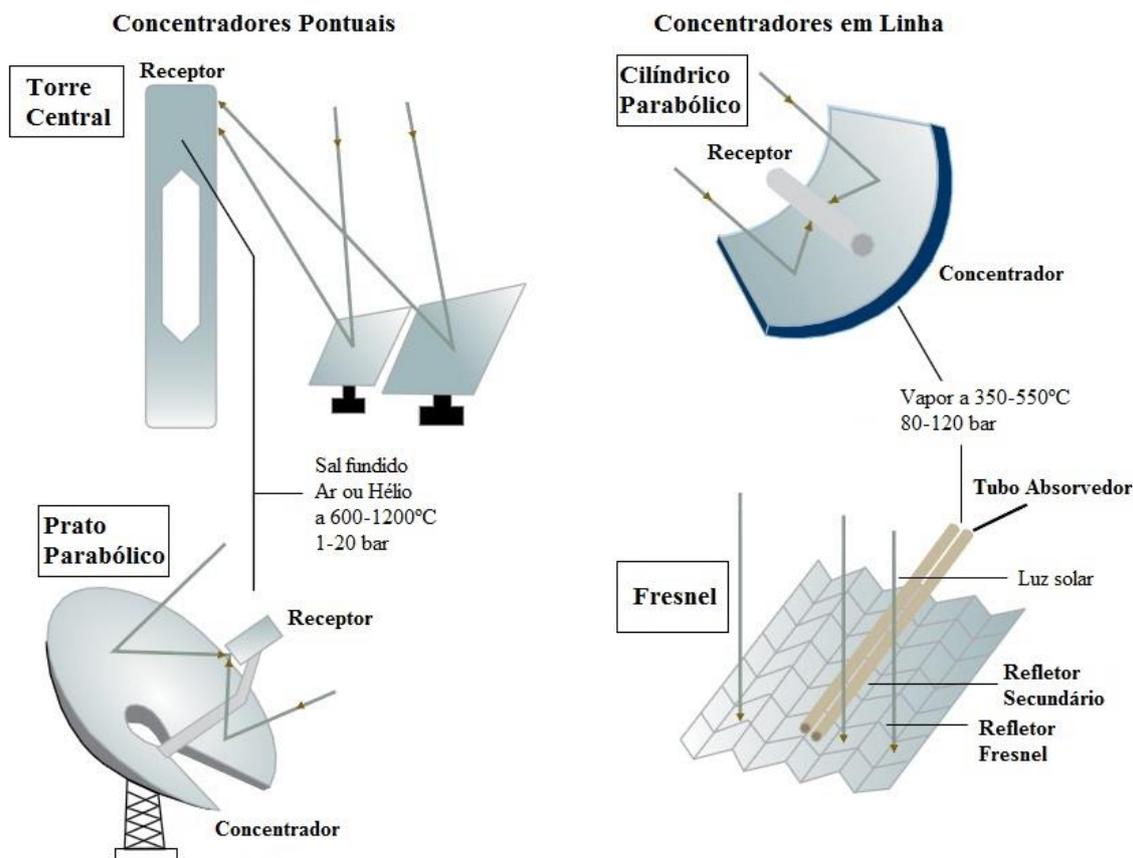


Figura 11 – Tipos de sistemas CSP
 Fonte: Miller e Lumby (2012), adaptado pelo autor.

Tabela 1 – Resultados obtidos nas simulações das plantas CSP

	Cilíndrico-parabólico	Torre	Prato parabólico	Fresnel
Experiência comercial	> 20 anos	< 4 anos	-	-
Risco Tecnológico	Baixo	Médio	Alto	Médio
Escala ótima de capacidade de geração	50 MW até > 100 MW	50 MW até > 100 MW	100 kW até > 100 MW	50 MW até > 100 MW
Requerimento de construção	Exigente	Exigente	Moderado	Simple para Moderado
Temperatura de operação	300°C-550°C	260°C-570+°C	750°C	270°C
Eficiência	14-16%	15-22%	24-31%	9-11%
Armazenamento	Sim	Sim	Não	Sim
Custo de energia nivelado (\$/kWh)	Atual: 0.30-0.75 Futuro: 0.06-0.08	Atual: 0.20-0.9 Futuro: 0.06-0.08	Futuro: 0.05-0.08	Futuro: 0.06-0.08
Uso de água	Alto	Alto	Baixo	Médio
Requerimento de terra	Alto	Alto	Variável / flexível	Variável
Principais desenvolvedores	Acciona Solar, Abengoa Solar / Abener, Solar Millenium, Solel / Siemens	Abengoa Solar / Abener, Bright Source Energy, Torresol, eSolar	Tessera Solar /Stirling Energy Systems (SES)	Ausra / Areva (small scale projects), Novatec Solar

Fonte: Miller e Lumby (2012), adaptado pelo autor.

3.2 Cilindro Parabólico (Calha parabólica)

O Sistema cilindro parabólico é atualmente a tecnologia mais testada e comprovada dentre os sistemas de geração de energia solar térmica. Isto ocorre devido a seu histórico de operação comercial, principalmente pela construção das plantas SEGS (*Solar Energy Generating Systems*), localizadas no deserto de Mojave na Califórnia, que opera comercialmente desde 1984, e depois pela construção de outras usinas importantes como a Nevada Solar One e outras plantas mais recentes na Espanha (Barbose *et al.*, 2012).

O sistema de concentradores cilíndrico-parabólicos (calhas parabólicas) é composto por grandes fileiras paralelas de espelhos côncavos conectados. O formato parabólico dos espelhos focaliza o calor refletido para o tubo absorvedor de calor. Por este tubo passa um fluido de alta capacidade térmica, pode ser óleo, sal fundido, ou alguma outra substância que retenha bem o calor. A Figura 12 mostra o diagrama esquemático e uma foto do campo solar da Nevada Solar One.



Figura 12 – Diagrama esquemático e foto da Nevada Solar One
Fontes: www.nrel.gov e www.acciona.us, adaptado pelo autor.

Basicamente, esse fluido superaquecido aquece a água dentro do trocador de calor e a água se transforma em vapor. Depois, o vapor é levado para a turbina, fazendo o gerador girar e gerar eletricidade. Após o fluido transferir seu calor ele é “reciclado” e utilizado de novo. O vapor também é esfriado, condensado e “reciclado”. A Figura 13 mostra o diagrama esquemático de uma planta de calha parabólica.

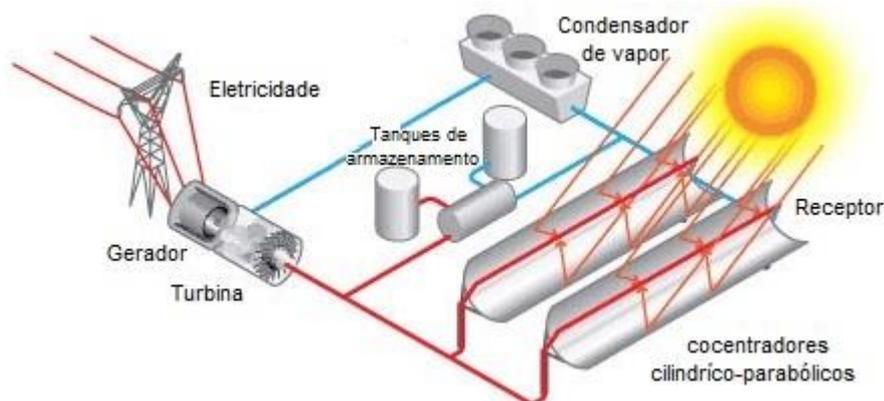


Figura 13 – Diagrama esquemático da planta de calha parabólica
Fonte: www.eere.energy.gov, adaptado pelo autor.

Os maiores sistemas de calhas conseguem gerar até 100 megawatts de eletricidade, como é o caso da usina Shams 1, que começou a operar em 2013 e está localizada nos Emirados Árabes. As SEGS VIII e IX localizadas nos EUA, geram 80 MW de eletricidade cada e estão em operação desde 1990. No entanto, os sistemas que estão sendo desenvolvidos vão gerar até 360 MW, que é o caso da planta Pedro de Valdivia, que está em desenvolvimento no Chile com previsão para operação em 2015.

Segundo Lodi (2011), o custo nivelado de energia (*levelized cost of energy*, LCOE) típico atual, para plantas grandes utilizando concentradores cilindro parabólicos, tem ficado na faixa de 200 a 295 USD/MWh, dependendo da disponibilidade do recurso solar e dos incentivos considerados, mais esses custos tendem a cair no futuro com o maior desenvolvimento da tecnologia.

3.2.1 Concentradores cilíndrico-parabólicos

Os espelhos utilizados nos sistemas de calhas parabólicas são espelhos côncavos criados para focalizar a radiação solar em um único ponto. Os espelhos devem apresentar altas taxas de reflexibilidade (cerca de 93%) para evitar perdas e grande resistência para resistir a severos ambientes, como os desertos.

A maioria das plantas apresenta coletores individuais variando de 5 a 6 metros de largura e 12 a 13 metros de comprimento. Os espelhos atualmente utilizados são de vidro com um apoio reflexivo. Os espelhos podem ser fabricados a partir de vidro grosso ou fino, no entanto, os espelhos de vidros grossos são mais comuns atualmente.

Os espelhos de vidro fino são feitos de uma camada de vidro de cerca de 0,8mm. Devido à flexibilidade do vidro, estes espelhos podem ser fixados diretamente à estrutura de suporte para proporcionar a forma do concentrador. Os benefícios deste tipo de espelho é o alto índice de refletividade da estrutura e é mais barato do que o de vidro grosso. Uma desvantagem é que estes espelhos podem ser sujeitos a corrosão, se não forem corretamente fixados à da estrutura de suporte.

Os espelhos de vidro grosso são tipicamente construídos entre 3 e 5mm de espessura de vidro temperado e devido as altas temperaturas que ele é feito, o vidro é normalmente pré-curvado durante sua construção e depois são fixados diretamente na estrutura da calha parabólica.

Estão sendo realizadas pesquisas para desenvolver novas películas refletoras feitas a partir de materiais como polímeros e alumínio. No entanto, estas tecnologias ainda estão em fase de desenvolvimento.

3.2.2 Tubos receptores

São tubos absorvedores de calor (Figura 14) e estão montados no ponto focal dos espelhos parabólicos. Os tubos são utilizados para aquecer e encaminhar o fluido térmico aos trocadores de calor. Apresentam cerca de 70mm de diâmetro, são tubos de aço inoxidável encapsulados por um tubo de vidro com anti-reflexo, que melhora a absorção da irradiação solar e diminui as perdas de calor para o ambiente externo. Outra medida comum para redução das perdas por convecção é manter um vácuo no espaço entre o vidro e o tubo receptor.

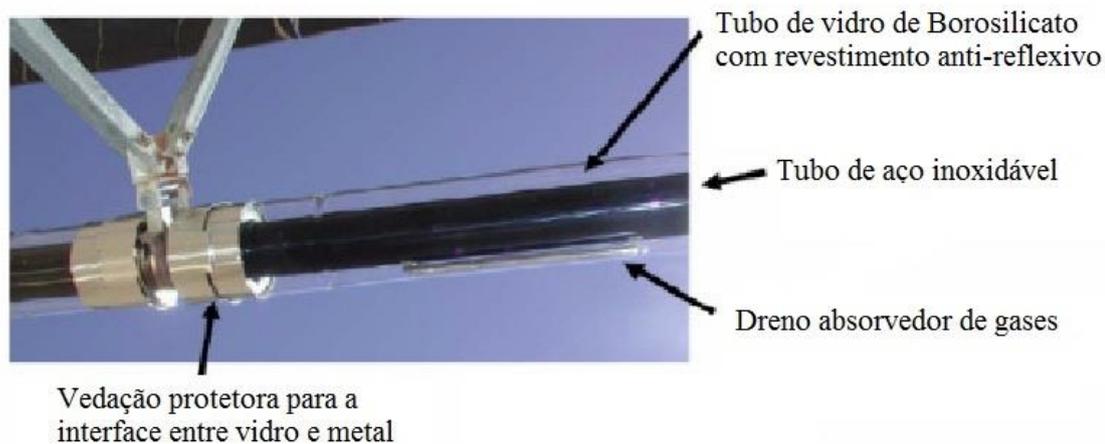


Figura 14 – Tubo absorvedor de calor
 Fonte: www.elecnor.es, adaptado pelo autor.

3.2.2 Fluido de transferência de calor

O foco principal para melhorar o desempenho das plantas solares térmicas é atingir altas temperaturas de operação, tirando vantagem do aumento da eficiência da conversão de energia térmica para elétrica e no caso de sistemas com armazenamento de energia, abaixando os custos.

Os fluidos de transferência de calor são fluidos de alta capacidade térmica, também chamados de HTF (*Heat Transfer Fluid*), que devem ter grande capacidade térmica sem perder as suas características físico-químicas.

O fluido de transferência de calor normalmente usado no sistema cilindro parabólico é o óleo mineral térmico. Os dois tipos comumente mais utilizados são a Caloria, que atinge a temperatura de 300°C e o Therminol, que chega a temperatura de até 400°C. O Therminol é o mais eficiente dos dois devido a sua habilidade para satisfazer os requisitos exigidos das fases de sistema a vapor e suas propriedades de transferência de calor superiores. Outros óleos estão sendo investigados como o Syltherm que ultrapassa 400°C, assim aumenta a eficiência de transferência de calor. Mas esse óleo é mais caro do que os outros então não é muito utilizado. Nota-se que alguns HTF desenvolvidos atualmente são bastante poluentes e em caso de vazamento podem ocasionar impactos ambientais ao redor da usina.

Atualmente estão sendo feitas pesquisas para investigar a utilização de sais fundidos (uma mistura de sódio e nitrato de potássio) para ser usado como fluido de transferência de calor e para o armazenamento de energia. O sal é atualmente utilizado em projetos de torre central com sistemas TES (*Thermal Energy Storage*) e consegue atingir temperaturas muito mais elevadas do que os óleos. No entanto, como o ponto de congelamento destes sais é em torno de 200°C, é necessário um mecanismo para evitar que o sal derretido não congele em qualquer dos componentes do sistema. Por esta razão, estão sendo desenvolvidas pesquisas para encontrar menor ponto de fusão dos sais que são mais atraentes para utilização em instalações de concentradores parabólicos. No entanto, reduzir o ponto de fusão dos sais requer a incorporação de componentes de sal mais caros e de hardware, e estas desvantagens devem ser cuidadosamente ponderadas.

Uma pequena planta cilindro parabólica de demonstração está sendo testada na Sicília com esse sal. A mudança para o sal fundido funcionando a 500°C deve reduzir significativamente os custos da planta solar, melhorando a eficiência da conversão térmica, reduzindo os custos de armazenamento e o custo do sistema HTF (tubulação, isolamento e fluido).

Sistemas de vapor direto também foram propostos e testados, mas nenhuma planta comercial foi construída devido à maior complexidade de controle destes sistemas.

3.2.3 Mecanismo de Rastreamento

Durante o dia, os concentradores cilíndrico-parabólicos normalmente rastreiam o sol movidos por motores elétricos conduzidos através de caixas de velocidade, ou diretamente por unidades hidráulicas. Atualmente, o mecanismo de rastreamento mais utilizado é a unidade hidráulica, que fornece energia mecânica para mover o coletor.

Os sistemas de rastreamento podem ser classificados de acordo com o modo de seu movimento. Pode ser de um único eixo ou sobre dois eixos. Em caso de um modo de eixo único, o movimento pode ser de várias maneiras: leste-oeste, norte-sul, ou paralelo ao eixo da Terra (Kalogirou, 2009).

Nos sistemas cilindro parabólicos é comum serem utilizados sistemas de rastreamento de eixo único, podendo ser orientado no sentido leste-oeste com rastreamento do sol de norte a sul, ou orientado no sentido norte-sul com rastreamento do sol de leste a oeste (esboço na Figura 15).

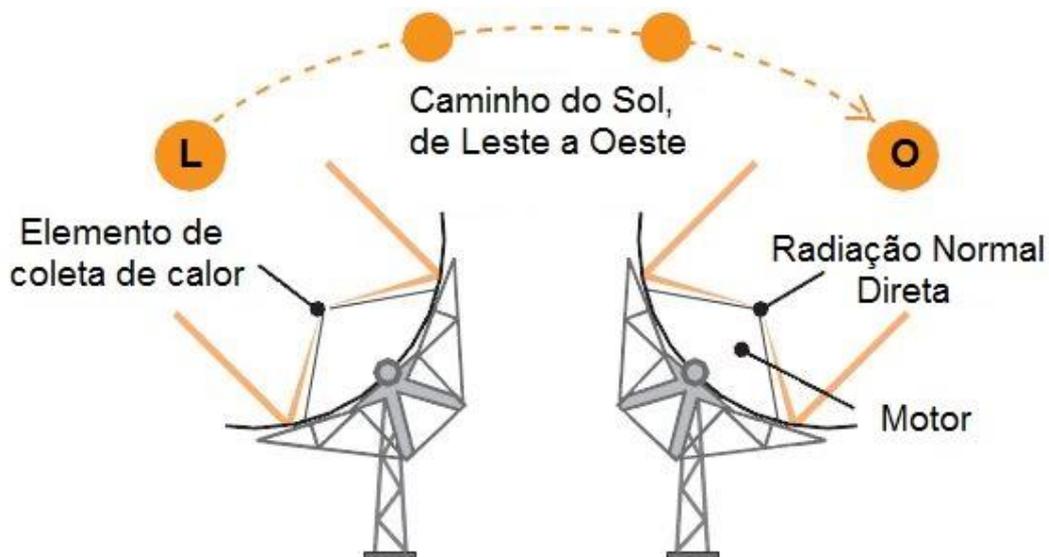


Figura 15 – Rastreamento orientado no eixo norte-sul com rastreamento do sol de leste a oeste

Fonte: Brakmann *et al.* (2003), adaptado pelo autor.

A orientação no sentido leste-oeste tem como vantagens o fato de se mover pouco ao longo do dia e de sempre ficar diretamente voltado para o sol ao meio-dia, pois permite ajustes sazonais para a elevação do sol e latitude, maximizando assim a coleta do meio-dia e fazendo com que o sistema possua uma produção de energia mais uniforme ao longo do ano. Em contrapartida, tem uma performance reduzida no início

do dia e no fim da tarde, devido aos maiores ângulos de incidência dos raios solares sobre a superfície coletora.

Na orientação no sentido norte-sul os coletores acompanham a azimute do sol no dia, apontando mais diretamente para o sol ao amanhecer e no final da tarde, maximizando a produção anual. Porém, apresenta maiores perdas de calor ao meio-dia, devido aos maiores ângulos de incidência nesse horário.

Durante o ano, o coletor direcionado no sentido norte-sul normalmente absorve um pouco mais de energia do que um orientado leste-oeste. Entretanto, o coletor norte-sul coleta mais calor no verão e menos no inverno que um leste-oeste, que possui uma produção de energia mais uniforme ao longo do ano. Logo, a escolha da orientação depende da aplicação e qual período há mais necessidade de energia durante o ano (Kalogirou, 2009).

O mecanismo de rastreamento tem que ser confiável e capaz de seguir o sol com certo grau de precisão, o coletor deve retornar a sua posição original no fim do dia ou durante a noite. Além disso, os mecanismos de monitoramentos também são utilizados para proteger o sistema de condições perigosas de trabalho e ambiente, tais como rajada de vento, superaquecimento e falhas no mecanismo de escoamento de fluido.

Várias formas de mecanismos de rastreamento, variando de complexo a muito simples, têm sido propostos. Segundo Kalogirou (2009), eles podem ser divididos em duas categorias: os sistemas mecânicos e eletro-eletrônico. Os sistemas eletrônicos geralmente apresentam maior confiabilidade e precisão de rastreamento. Estes podem ser ainda subdivididos em:

- Mecanismos empregando motores que são controlados eletronicamente através de sensores que detectam a magnitude da iluminação solar (Kalogirou, 1996);
- Mecanismos que utilizam motores controlados por computador, com o controle de realimentação através de sensores que medem o fluxo solar no receptor (Briggs, 1980; Boultinghouse, 1982);
- Rastreamento “virtual” que dispensa os sensores utilizados no rastreamento tradicional e opera baseado em um algoritmo matemático que calcula a posição do sol em função da data e hora e da localização (coordenadas de latitude e longitude) da planta (Kalogirou, 2009);

Um exemplo de mecanismo de rastreamento é o desenvolvido por Kalogirou (1996) que utiliza três resistores dependentes de luz, que detectam o foco, sol, nuvens, e as condições de dia e noite dando as instruções para um motor DC por um sistema de controle para fazer o coletor seguir o caminho do sol e retornar o coletor para o leste durante a noite, mesmo quando houver nebulosidade durante o dia. A Figura 16 apresenta o diagrama do sistema, juntamente com uma tabela que mostra as funções do sistema de controle.

Segundo Kalogirou (2009), o sistema é constituído por um pequeno motor de corrente contínua que gira o coletor através de uma caixa de redução de velocidade. O sistema emprega três sensores, o sensor A está instalado no lado leste do coletor protegido pela estrutura, enquanto os outros dois sensores (B e C) estão instalados na estrutura do coletor. O sensor A atua como sensor de “foco”, isto é, este sensor recebe luz solar direta somente quando o coletor está focado. A medida que o sol vai se deslocando, o sensor A vai ficando sombreado e o motor é ligado. O sensor B é o sensor de nuvem, é ele que assume se o tempo está nublado, quando a iluminação fica abaixo de um certo nível esperado. O sensor C é o sensor de luz do dia. A condição em que todos os sensores recebem a luz solar é traduzida pelo sistema controlador como dia,

sem nuvens passando na frente do sol com o coletor focado. As funções mostradas na Figura 16 são baseadas na situação em que o sensor C está ativado, ou seja, durante o dia.

O motor do sistema é ligado quando qualquer um dos sensores está sombreado. Cada sensor é ativado dependendo da quantidade de sombra determinado pelo valor definido no resistor ajustável, ou seja, valor limite de radiação necessária para acionar os relés. O sensor A está sempre parcialmente sombreado. A medida que a sombra vai aumentando devido ao movimento do sol, um valor é alcançado que aciona o próximo relé, que liga o motor para virar o coletor e assim expõe novamente o sensor A.

Como foi citado anteriormente, quando o sensor B não está recebendo luz solar direta, determinada pelo valor de outro resistor ajustável, um temporizador que está automaticamente conectado ao sistema alimenta o motor durante 7s a cada 2 minutos. Como resultado, o coletor acompanha aproximadamente a trajetória do sol e quando o sol reaparecer o coletor será novamente focado pela função do sensor A.

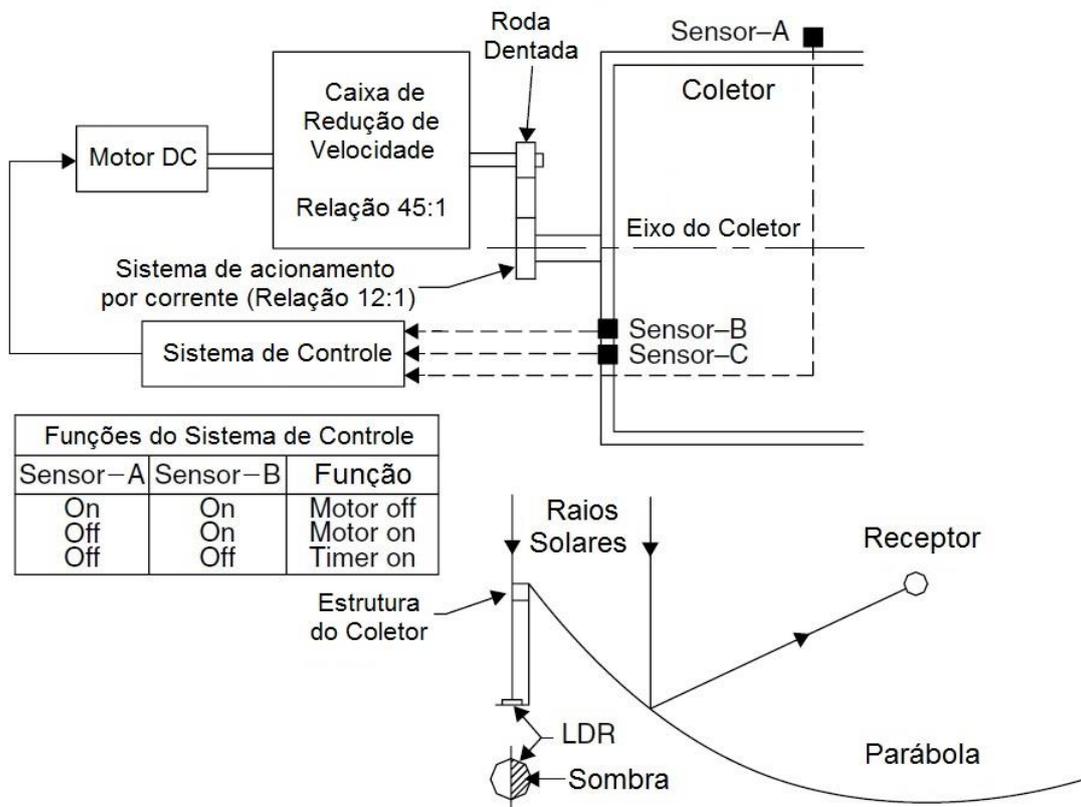


Figura 16 – Diagrama do sistema de rastreamento

Fonte: Kalogirou (2009), adaptado pelo autor.

Os sensores usados no sistema são resistores dependentes de luz (LDRs, *light-dependent resistors*) e não conseguem distinguir a diferença entre radiação solar direta e difusa. Entretanto, isso pode ser superado ao se adicionar um resistor ajustável ao sistema, que pode ser definido para responder a radiação direta.

O sistema também incorpora dois interruptores de fim de curso, cuja função de cada um é impedir o motor de passar dos limites de rotação. Estes são instalados em duas paradas, que limitam a rotação do coletor em ambas as direções, leste e oeste. O coletor rastreia para oeste enquanto é dia. Quando o sol se põe e o sensor C determina

que é noite, é acionado um relé reverso, que muda a polaridade do motor e gira o coletor para leste até o limitador de movimento leste o pare. Se não houver sol durante a manhã seguinte, o timer é utilizado para seguir o sol como em condições normais de nebulosidade. O sistema de rastreamento descrito acima é para coletores pequenos. Para grandes coletores são necessárias poderosas unidades hidráulicas (Kalogirou, 2009).

3.3 Torre de Receptor Central

O sistema de torre de receptor central (vide Figura 17), também conhecido como “*Central Receiver System*” (CRS), consiste de um campo de helióstatos que se movem independentemente e são capazes de rastrear o sol em dois eixos, focando a radiação solar direta na direção do receptor central localizado no topo de uma torre próxima ao campo de helióstatos. A Figura 18 mostra a planta da torre de receptor central PS10 na Espanha.

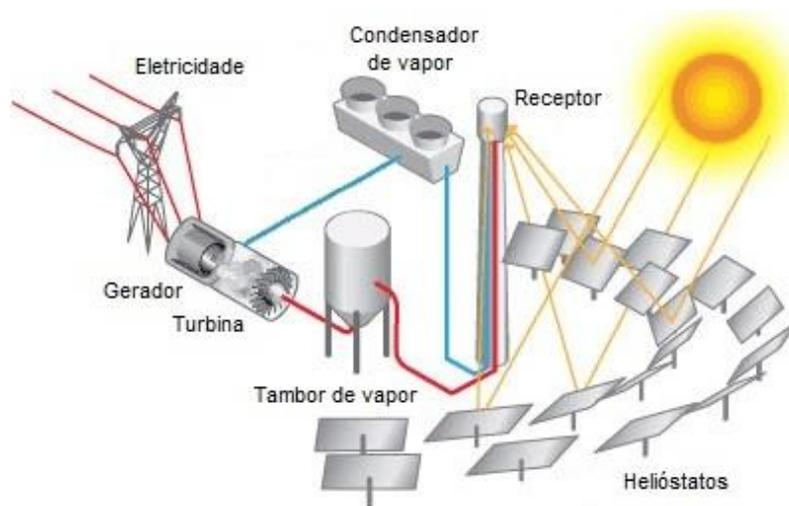


Figura 17 – Diagrama do sistema de rastreamento
Fonte: www.eere.energy.gov, adaptado pelo autor.



Figura 18 – Foto da planta solar de receptor central PS10 na Espanha
Fonte: ABENGOA (2011)

O receptor absorve o calor e o transfere para o fluido de alta temperatura circulante, que pode ser armazenado ou utilizado para produzir trabalho. A energia térmica é bombeada para o bloco de potência, onde é gerado o vapor a partir do fluido aquecido, que irá acionar uma turbina a vapor convencional e um gerador para produzir eletricidade.

As temperaturas alcançáveis com esse tipo de sistema chegam até 1000°C, cerca de duas vezes mais do que a temperatura nos sistemas de concentradores cilíndrico-parabólico. Isso permite utilização de turbinas de alta potência, com maior eficiência de conversão de energia mecânica na turbina de vapor para energia elétrica no gerador, além de não necessitar de instalação de tubos absorvedores de calor. Devido seu alto índice de temperatura de operação esse sistema tem o potencial de atingir maior eficiência e menor custo de armazenamento que o sistema de calhas.

Embora esse tipo de tecnologia ainda esteja em fase de demonstração e seja comercialmente menos madura do que a tecnologia de calha parabólica, seus componentes e sistemas experimentais foram testados em campo no início de 1980 e 1990. Muitas pesquisas ainda estão sendo feitas para o desenvolvimento dessa tecnologia, principalmente para melhorar a capacidade de armazenamento do sistema e a tecnologia dos materiais absorvedores de calor no alto das torres, pois estes materiais devem suportar altas temperaturas e variações de ambiente, sem perder suas propriedades físicas e durabilidade, para não comprometer os equipamentos e o sistema.

3.3.1 Helióstato

O helióstato é um instrumento que consiste em um espelho refletor montado sobre uma estrutura que permite o espelho girar (Figura 19). Ele permite que a radiação solar direta seja refletida de forma constante em uma direção, direcionando os raios solares refletidos para o receptor central no alto da torre.



Figura 19 – Foto da planta solar de receptor central PS10 na Espanha
Fonte: ABENGOA (2011)

Cada helióstato é composto por uma superfície refletora, uma estrutura de suporte e um mecanismo de rastreamento solar. Atualmente, a superfície refletora utilizada mais comum é o espelho de vidro. A tecnologia de membrana ainda está em desenvolvimento, ela é constituída por uma membrana de filme fino reflexivo, esticada através de uma estrutura de montagem. São observados alguns problemas nessa tecnologia, como, durabilidade da membrana reflexiva e possíveis mudanças no formato do helióstato devido a efeitos do vento. O tamanho dos helióstatos varia muito e áreas de abertura de até 150 m² já foram avaliadas experimentalmente.

Para o bom funcionamento do equipamento, os helióstatos devem ser lavados com intervalos regulares, pois helióstatos sujos podem reduzir grandemente a eficiência de todo o sistema.

Na planta piloto da Abengoa Solar PS10, na Espanha, foi encontrado um problema com relação às condições de vento em que o helióstato pode ser utilizado. Em condições em que a velocidade do vento ultrapassa 10 m/s os helióstatos devem ser preservados (ficando em uma posição de segurança horizontal), para evitar danos aos componentes do sistema.

O sistema de rastreamento compreende uma unidade de elevação e uma unidade de azimute que facilita o movimento do helióstato para acompanhar o curso do sol ao longo do dia. Para ativar o rastreamento, cada helióstato tem seu próprio sistema de controle. O algoritmo de rastreamento leva em consideração vários fatores, como a distância do helióstato para o receptor.

3.3.2 Receptor e Fluido de transferência de calor

Na tecnologia de torre de receptor central os dois principais tipos de HTF são o sal fundido e o vapor direto e são aquecidos a temperaturas próximas de 565°C. Isto é possível por causa da menor quantidade de tubulação necessária para o HTF nos sistemas de torre central e devido a alta concentração de calor no receptor da torre, chegando a temperaturas superiores a 1000°C que proporciona altas temperaturas de operação. Estão sendo investigados sistemas e materiais capazes de funcionar a estas elevadas temperaturas. Sistemas que operam a temperaturas moderadamente elevadas (600°C-700°C) podem permitir que as torres a sal fundido e a vapor se adaptem e usem turbinas comerciais a vapor supercrítico, em oposição aos atuais ciclos Rankine subcríticos (Barbose *et al.*, 2012).

A torre é responsável pelo suporte do receptor central e deve ser colocada a uma certa altura e distância dos helióstatos, afim de evitar, ou pelo menos reduzir, o sombreamento e o bloqueio deles. As torres podem variar de 50 até 165 metros de altura, dependendo da distância dos heliostatos para a torre.

O receptor é responsável por captar os raios solares refletidos e transferir o calor para o meio de transferência. Dependendo da tecnologia, o receptor pode ser uma caldeira ou tambor de vapor. Isto produz diretamente vapor a cerca de 550°C e uma pressão de 160 bar, para o abastecimento da turbina a vapor ou do tanque de armazenamento de vapor (Miller e Lumby, 2012).

A escolha do HTF influencia grandemente se um design particular pode ser integrado com sistema de armazenamento. O sal fundido pode ser usado como fluido de transferência e meio de armazenamento de calor, podendo ser diretamente armazenado em tanques, a altas temperaturas e com um preço relativamente baixo.

3.4 Pratos Parabólicos Concentradores

O sistema de pratos parabólicos concentradores utiliza espelhos em formato disco parabólico como refletor para focar a radiação normal direta para o receptor, localizado no ponto focal do refletor (vide Figura 20). A energia é absorvida pelo receptor e transformada em energia térmica.

O prato parabólico concentrador é normalmente constituído por um coletor (espelhos parabólicos independentes), um receptor, um motor Stirling e um gerador. O coletor foca a radiação normal direta para o receptor, que transfere calor para o fluido de trabalho que aciona um motor de ciclo Stirling, para acionar o gerador.

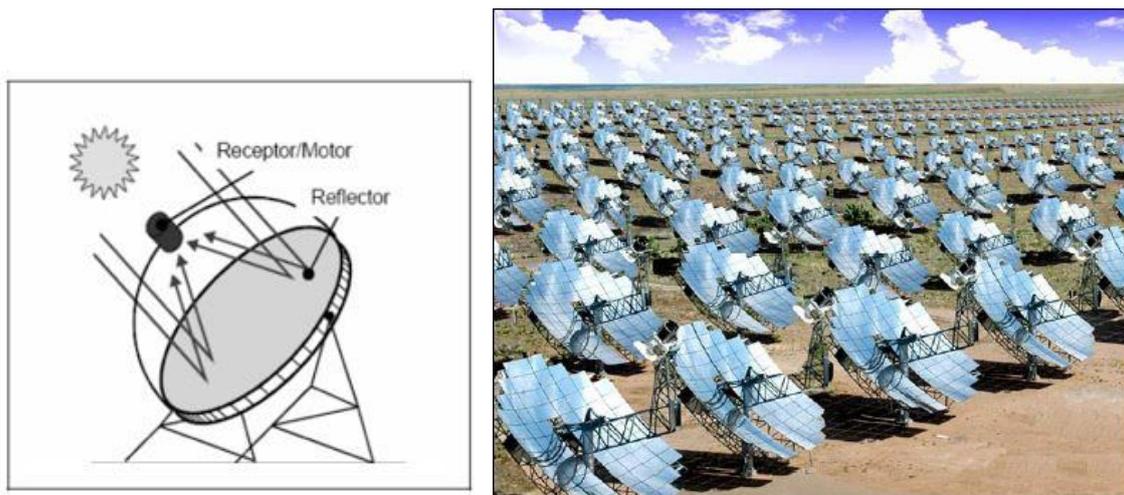


Figura 20 – Pratos parabólicos concentradores

Fonte: Stirling Energy Systems (SES), 2007

O disco pode operar de forma independente (indicado para uso em regiões isoladas) ou como parte de uma planta composta por vários discos. A energia térmica no fluido pode ser usada de duas maneiras (Kalogirou, 2009):

- Transportada por tubulação para um sistema central.
- Transformada diretamente em eletricidade em um gerador acoplado diretamente no receptor.

O segundo modelo é mais utilizado, pois apresenta menos perdas térmicas e é mais econômico. O mais comum é que o gerador opere de acordo com o ciclo Stirling, apesar de existirem outras configurações possíveis. Por esta razão ele também é chamado de *dish-stirling*.

O motor Stirling usa o calor para variar a pressão no interior de uma câmara de hidrogênio selado, fazendo os pistões produzirem energia mecânica. Esses motores podem ser particularmente vantajosos em aplicações para bombeamento de água, em que o trabalho mecânico é necessário, para acionar uma bomba, em vez de eletricidade para outros fins.

Os sistemas que apresentam pequenos geradores no ponto focal de cada prato fornecem diretamente energia elétrica. A unidade de conversão de energia apresenta basicamente os seguintes componentes (Kalogirou, 2009):

- Um receptor para absorver o raio solar concentrado para aquecer o fluido de trabalho.
- Um gerador conectado ao motor para converter o trabalho em eletricidade.
- Um sistema de exaustão para expelir o calor em excesso para a atmosfera.
- Um sistema de controle para analisar a operação do motor com a energia solar disponível.

O receptor térmico absorve o raio concentrado de energia solar e transfere o calor para o motor de calor. Um receptor térmico pode ser um banco de tubos com um fluido resfriador circulando por ele. O meio de transferência de calor normalmente usado para o motor é o hidrogênio ou hélio. Receptores térmicos alternativos são tubos quentes onde são fervidos e condensados fluidos intermediários para transferir o calor para o motor (Kalogirou, 2009).

Segundo Kalogirou (2009), a tecnologia do sistema disco parabólico, tem alta eficiência na concentração de calor e baixa perda térmica, por rastrear o sol em dois eixos, sendo capaz de apontar para o sol durante o dia todo, e porque o calor focado é aplicado diretamente para a unidade de calor do motor-gerador. Por isso, possui as maiores taxas de concentração (600 a 2000) e por essa razão é o coletor mais eficiente. Conseqüentemente, atinge temperaturas muito elevadas, podendo chegar acima de 1500°C. No entanto, os custos de instalação tendem a ser mais elevados do que os custos da calha parabólica, refletor Fresnel e sistemas de torre central.

O formato da estrutura do concentrador é disco parabólico e pode ser constituído por uma única superfície refletora ou por várias. O tamanho do disco varia tipicamente de 5 a 15 m de diâmetro e produz 5 a 25 kW de eletricidade. Devido o seu tamanho, os pratos são particularmente bem adaptados para sistemas descentralizados de energia e remoto, *stand-alone*, como bombeamento de água ou aplicações elétricas em vilas, ou agrupados para formar sistemas solares na escala de megawatt. Uma planta de 650 kW composta por um sistema de vinte e cinco discos de 25 kW utiliza um espaço de aproximadamente 1 hectare de terra (Kalogirou, 2009).

Os sistemas disco parabólicos normalmente não apresentam sistema de armazenamento térmico, mas podem ser utilizados em sistemas híbridos, que geram energia a partir de combustíveis fósseis, em períodos sem sol. O motor stirling é o tipo de motor mais comum usado nos sistemas disco parabólicos, mas outras possíveis unidades de conversão de energia estão sendo avaliadas para futuras aplicações, como as microturbinas e as fotovoltaicas concentradas.

3.5 Concentradores Fresnel

Os refletores lineares Fresnel (LFR, *Linear Fresnel Reflectors*) se aproximam da forma de um tradicional coletor cilíndrico parabólico, porém são utilizadas longas fileiras de refletores no nível do solo, podendo ser planos ou ligeiramente curvos, que refletem os raios solares na direção de um receptor linear central, fixado em uma torre acima do plano de espelhos. A Figura 21 mostra o diagrama esquemático e uma foto de parte da planta solar, Kimberlina, da AREVA, na Califórnia.

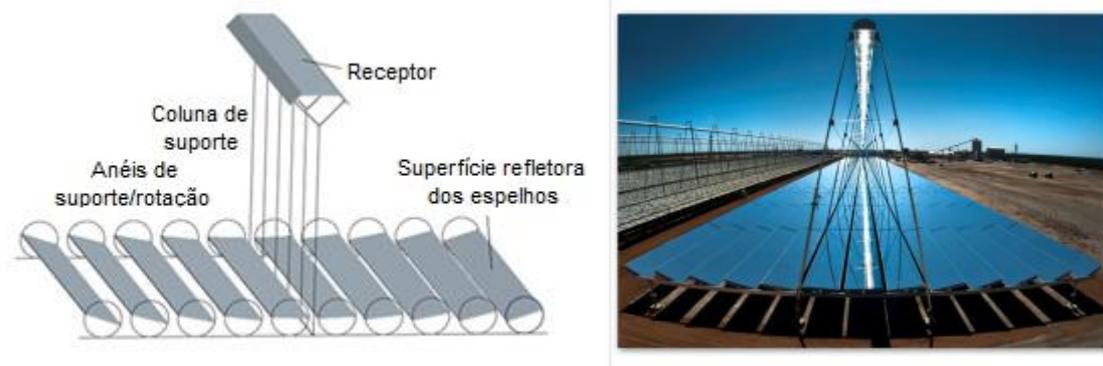


Figura 21 – Desenho esquemático e foto da planta solar da AREVA

Fonte: www.areva.com, adaptado pelo autor.

O primeiro a aplicar este princípio foi o pioneiro solar, Giorgio Francia (1968), que desenvolveu o sistema linear e o sistema de rastreamento de dois eixos de refletores Fresnel em Gênova, Itália, na década de 60 (Kalogirou, 2009 *apud* Mills, 2001).

As opções de localização e orientação da planta LFR são similares as plantas de calhas parabólicas. Uma área de terra plana é necessária, e é normal orientar os refletores no eixo Norte-Sul, a fim de maximizar a luz solar capturada durante o dia. As plantas podem ser usadas tanto para a produção direta de eletricidade, tanto para produção de vapor extra, servindo de backup para usinas de carvão e gás natural. A Figura 22 mostra o diagrama esquemático de uma planta LFR.

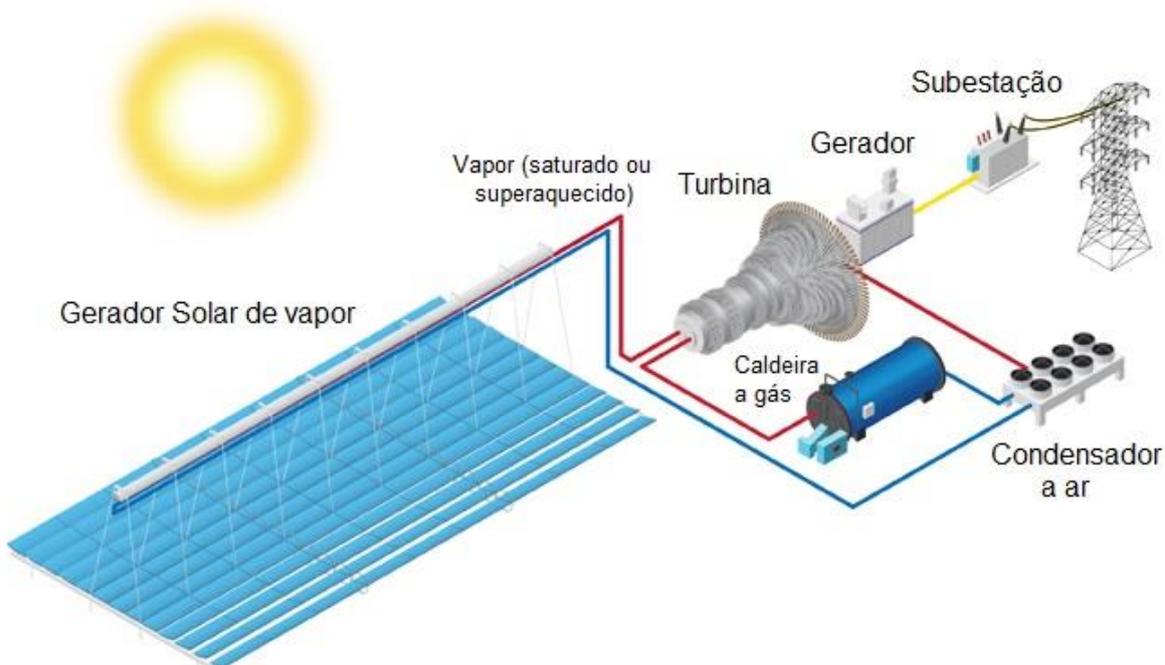


Figura 22 – Diagrama esquemático de uma planta LFR

Fonte: www.areva.com, adaptado pelo autor.

Uma desvantagem do refletor linear Fresnel é o cuidado necessário no projeto para evitar sombreamento e bloqueio entre os espelhos adjacentes, para isso, é necessário o aumento do espaçamento entre refletores, aumentando a área da planta. O sombreamento também pode ser reduzido, através do aumento da altura das torres, mas isto aumenta os custos.

A tecnologia LFR compacta (*Compact Linear Fresnel Reflector*, CLFR) foi recentemente desenvolvida na Universidade de Sydney, na Austrália. Esta tecnologia também serve para resolver o problema de sombreamento das plantas LFR. Ela usa um projeto com dois receptores em paralelo, assim, os refletores adjacentes podem ser alternados para apontar para diferentes receptores, evitando o sombreamento, reduzindo a área de terra requerida, o tamanho das torres e melhorando a eficiência óptica do sistema. Esses aspectos tem um importante impacto nos custos dos sistemas. A Figura 23 apresenta um diagrama esquemático do CLFR.

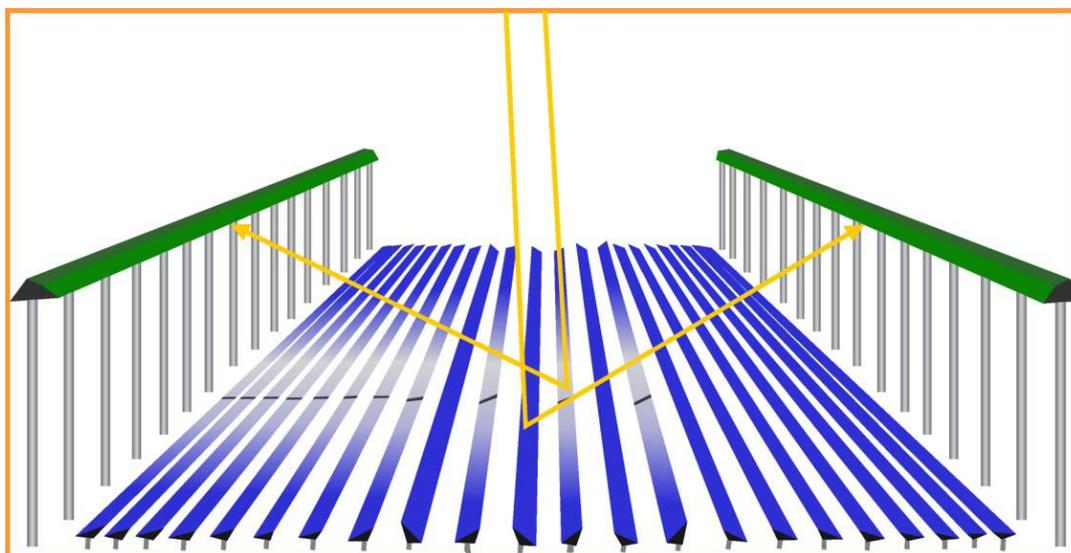


Figura 223 – Diagrama esquemático do CLFR

Fonte: www.nrel.gov

O sistema LFR clássico só apresenta um receptor e não há escolha sobre a direção e orientação de cada refletor. No entanto, os sistemas de fornecimento de eletricidade na classe de megawatt utilizam plantas de grande espaço, havendo muitas torres no sistema. Se as torres estiverem próximas das outras, os refletores terão a possibilidade de dirigir a radiação solar para duas torres, sendo assim, possível a utilização de um esquema como o CLFR.

Refletores planos e receptores fixos levam a custos menores em relação a tradicional planta de calhas parabólicas, mas as plantas LFR são menos eficientes no aquecimento do HTF e conseqüentemente menos eficientes em relação a transformação de energia elétrica por quantidade de radiação solar captada. Recentemente, vapor aquecido a cerca de 380°C foi demonstrado em uma planta LRF e já existem propostas para produzir vapor a 450°C (temperaturas de operação mais elevadas permitem maior eficiência) (Barbose *et al.*, 2012).

Os modelos Fresnel não são ainda uma tecnologia madura e a maior parte das plantas existentes no mundo são plantas piloto, com algumas poucas plantas comerciais de baixa potência em operação nos EUA e na Espanha.

3.5.1 Refletor e estrutura

Os refletores utilizados nas plantas LFR são espelhos baratos, de fácil fabricação e normalmente tem espessura de cerca de 1-2 mm. Isso permite que os espelhos sejam comprados de diferentes fabricantes em todo o mundo, diferente dos de calha parabólica, onde são necessários espelhos dobrados com alta precisão. Os espelhos Fresnel são relativamente baratos para adquirir e custam cerca de US \$9,8 por metro quadrado, pesando cerca de 3 Kg, o que corresponde aproximadamente a um terço do peso de um espelho de calha parabólica (Miller e Lumby, 2012), porém apresentam perdas óticas maiores devido à menor faixa de ângulos de incidência favoráveis.

As estruturas de montagem dos sistemas de espelhos em sistemas LFR são mais simples do que as outras tecnologias de CSP. Como os espelhos não precisam suportar o peso do receptor, o peso total da estrutura pode ser reduzido em comparação com a tecnologia da calha parabólica e em alguns casos, um pequeno espelho parabólico é adicionado no topo do receptor para ajudar no foco da luz solar, além disso, não são necessárias juntas flexíveis nos tubos absorvedores de calor, pois estes são fixos.

Segundo Miller e Lumby (2012), como os sistemas LFR usam espelhos localizados muito próximos ao nível do solo, o vento tem um efeito reduzido sobre a estrutura, o que permite usar uma estrutura mais leve. Quando não estiverem em uso, os espelhos podem ficar virados de cabeça para baixo para maior proteção contra o vento, areia e outros fatores climáticos. Os concentradores Fresnel utilizam área menor do que os concentradores cilíndrico-parabólicos.

3.5.2 Receptor e fluido de transferência de calor

As plantas LFR utilizam vapor como fluido de transferência de calor e historicamente, é a tecnologia que consegue operar na temperatura mais baixa entre todas as tecnologias de plantas solares térmicas disponíveis.

O receptor do sistema da Areva Solar / Ausra é feito a partir de tubos de aço com revestimento de absorção de calor. A água é vaporizada no interior do tubo receptor. O vapor é canalizado diretamente para a aplicação desejada, quer seja para a geração de energia elétrica, aumento do vapor ou processos industriais. Isto permite a eliminação de receptores caros, das trocas de calor reduzindo o desempenho e os fluidos de transferência caros que são exigidos para tecnologia de calha parabólica. A simplificação dos componentes exigidos pela tecnologia significa que eles podem ser obtidos a partir de uma variedade de fabricantes (Miller e Lumby, 2012).

De acordo com Miller e Lumby (2012), a Novatec Biosol propõe a utilização de tubos de vácuo fornecidos pela Schott em seus projetos futuros. Estes são semelhantes aos usados na tecnologia de calhas parabólicas, o que permitirá o uso de vapor superaquecido a uma temperatura de 450°C, em comparação com uma temperatura de 270°C em plantas anteriores.

Devido à natureza leve, a simplicidade do receptor e transportador e a ausência de fluidos de transferência de calor perigosos para o ambiente, a instalação de um campo solar linear Fresnel é muito mais simples do que o de calhas parabólicas. O design modular do refletor, das unidades receptoras e os componentes pré-fabricados reduzem a necessidade de mão de obra qualificada, particularmente em plantas de pequena escala para aplicações de calor.

3.6 Armazenamento de Energia

A demanda por eletricidade é raramente constante ao longo do tempo. A energia solar é variável e não está disponível o tempo todo, por isso, o armazenamento de energia é essencial em sistemas solares, pois ele permite que a energia possa ser usada pela maior parte do tempo possível de dia e de noite, “desperdiçando” menos energia, melhorando a eficiência e a confiabilidade do sistema e permitindo que a oferta chegue mais perto de corresponder a demanda de energia.

O armazenamento de energia nas centrais CSP foi demonstrado pela primeira vez nas usinas de 10 MW de torre de receptor central, Solar One e Solar Two. Essa tecnologia também vem sendo demonstrada em várias plantas de calhas parabólicas de 50 MW, a primeira foi a planta Andasol 1 em 2009. As usinas de calhas parabólicas com armazenamento atuais, normalmente têm 6 a 8 horas de armazenamento de energia na capacidade completa. Algumas usinas de torre de receptor central têm até 15 horas de armazenamento, caso da usina Gemasolar Thermosolar que está em operação desde 2011 na Espanha. Tal armazenamento é suficiente para acomodar a variação diária da radiação solar e as demandas de carga, além disso, permite que o fator de capacidade das usinas de calhas parabólicas possa aumentar de 23-28% (sem armazenamento) para 36-41% (com armazenamento) (Miller e Lumby, 2012). Os Fatores de capacidade nas usinas de torre de receptor central variam de 24% a 75%. Os valores mais baixos são relacionados às usinas sem armazenamento, enquanto o valor mais alto é da usina Gemasolar Thermosolar, que possui armazenamento.

Durante o verão, por exemplo, as plantas sem TES (*Thermal Energy Storage*) normalmente operam por até 10 horas por dia com potência nominal de saída. No entanto, se a planta apresentar TES, o sistema pode operar com mais horas de carga total de geração, reduzindo potencialmente o custo nivelado de energia (*levelized cost of energy*, LCOE) e permitindo uma maior utilização do bloco de potência (Barbose *et al.*, 2012).

A incorporação de TES normalmente é acompanhada pelo aumento do tamanho da área do coletor, sendo a área bem maior do que o mínimo necessário para operar o ciclo de potência a carga máxima, para produzir excesso de energia térmica durante o dia para poder ser armazenada e utilizada posteriormente.

Segundo Barbose *et al.* (2012), a relação entre a energia térmica vinda do campo solar e a energia térmica necessária para operar o ciclo de potência em carga máxima é denominada múltiplo solar (MS). Logo, um sistema com um múltiplo solar de 1,0 significa que o campo solar fornece exatamente a quantidade de energia necessária para o gerador produzir a potência nominal máxima, ou "capacidade nominal", para a turbina da usina com um valor de insolação definido, por exemplo, ao meio-dia solar no solstício de verão. Em todas as outras vezes, o campo solar estará entregando menos energia do que o necessário para a turbina operar a capacidade máxima.

Algumas plantas, mesmo sem apresentar um sistema de armazenamento explícito, utilizam campos de coletores com grandes dimensões (com um múltiplo solar maior do que um), para que possam operar a turbina, na sua capacidade de potência máxima por mais horas no ano. Se o sistema de armazenamento é incluído, todo o excesso de calor provindo do campo de coletores é enviado para o sistema de armazenamento. Quando for necessária mais energia, o calor é extraído do sistema de armazenamento e enviado para o ciclo a vapor.

Investimentos adicionais são necessários para expandir a área do coletor e adicionar tanques de armazenamento, de modo que uma planta CSP possa incorporar um sistema TES, no entanto, estes custos são compensados pelo aumento das horas de

energia gerada. Se os custos do campo solar e do sistema de armazenamento são suficientemente baixos, o efeito líquido é uma redução do custo nivelado de energia. Além disso, a utilização do sistema de armazenamento oferece uma maior flexibilidade operacional e melhora o despacho, assim, as usinas CSP com TES podem adaptar sua produção para coincidir com curvas de carga, maximizando o valor da usina e as receitas para a concessionária.

Uma alternativa para o TES, que não requer maior área para os coletores, é a utilização de um sistema híbrido, utilizando um sistema secundário para completar a produção de energia durante períodos de ausência ou baixa radiação solar. O uso do gás natural é típico, mas o uso de combustíveis renováveis, como a biomassa também é possível. Plantas híbridas oferecem bom despacho de energia a custos e riscos relativamente baixos (Barbose *et al.*, 2012).

Os sistemas de armazenamento térmico têm algumas variações de parâmetros que os diferenciam, alguns citados abaixo:

- Tipo de tecnologia CSP utilizada;
- Configuração do sistema de armazenamento – dois tanques ou tanque único com efeito termoclina;
- Tipo de sistema de armazenamento – direto ou indireto;
- Escolha do fluido de trabalho utilizado;
- Temperatura máxima de trabalho do sistema de armazenamento;
- Capacidade e design do sistema de armazenamento;

No sistema de armazenamento direto com dois tanques, a energia solar térmica, é armazenada no mesmo fluido usado para recolhê-la. O fluido sai do tanque de baixa temperatura e passa pelo coletor solar, ou receptor, onde é aquecido, em seguida, é levado para o tanque de alta temperatura para armazenagem. Este fluido de alta temperatura é despachado para um trocador de calor, onde se gera vapor para a produção de eletricidade. O fluido sai do trocador de calor a uma baixa temperatura e retorna ao tanque de baixa temperatura. A Figura 24 mostra o desenho esquemático de uma usina de torre de receptor central com esse tipo de sistema de armazenamento.

Esse sistema de dois tanques tende a ser altamente eficiente, tanto em energia (energia armazenada é recuperada) quanto em exergia (energia armazenada é recuperada a quase a mesma temperatura). Eficiência energética de ida e volta de até 98% foram relatadas para o sistema de armazenamento da usina de demonstração de torre central Solar Two (Pacheco, 2002, *apud* Barbose *et al.*, 2012).

Essa tecnologia de armazenamento foi utilizada no início das usinas de calhas parabólicas, como a Solar Electric Generating Station I e a torre de receptor central Solar Two na Califórnia. As usinas de calhas parabólicas utilizavam óleo mineral como fluido de transferência de calor e armazenamento, enquanto que na torre de receptor central era utilizado sal fundido.

O sistema de dois tanques indireto funciona basicamente da mesma forma que o direto, a diferença é que são utilizados fluidos diferentes para a transferência de calor e para o armazenamento. Este sistema é utilizado em instalações em que o fluido de transferência de calor é muito caro ou não adequado para ser utilizado como fluido de armazenamento e exige um trocador de calor extra.

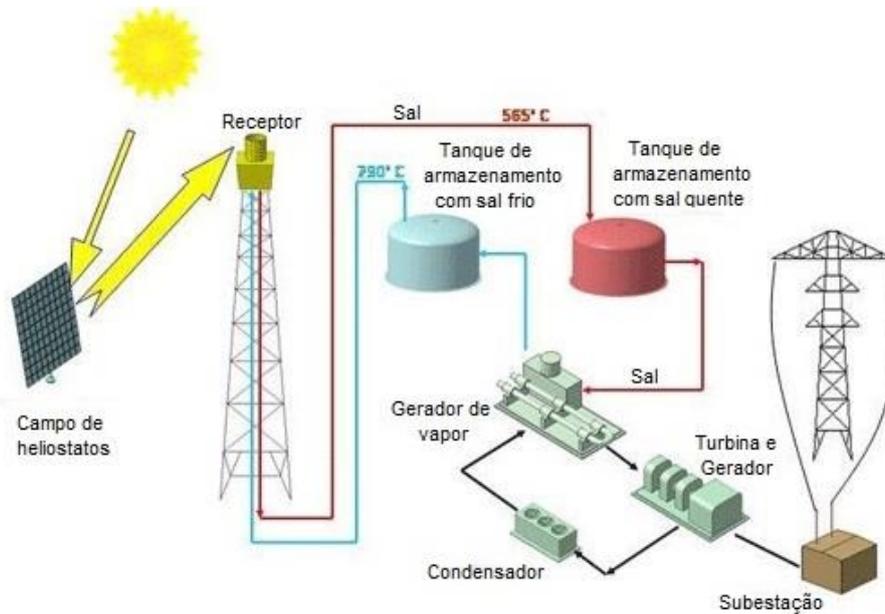


Figura 24 – Sistema de armazenamento direto com dois tanques
 Fonte: www.nrel.gov, adaptado pelo autor.

O fluido a partir do tanque de armazenagem de baixa temperatura flui através de um trocador de calor adicional, onde é aquecido pela alta temperatura do fluido de transferência de calor. O fluido de armazenagem de alta temperatura, em seguida, flui de volta para o tanque de armazenagem de alta temperatura. O HTF sai deste trocador de calor a uma temperatura baixa e retorna para o coletor solar ou receptor, onde é novamente aquecido. O fluido a partir do tanque de armazenagem de alta temperatura é usado para gerar vapor do mesmo modo como o sistema de dois tanques direto. A Figura 25 mostra o desenho esquemático de uma planta com armazenamento indireto com dois tanques.

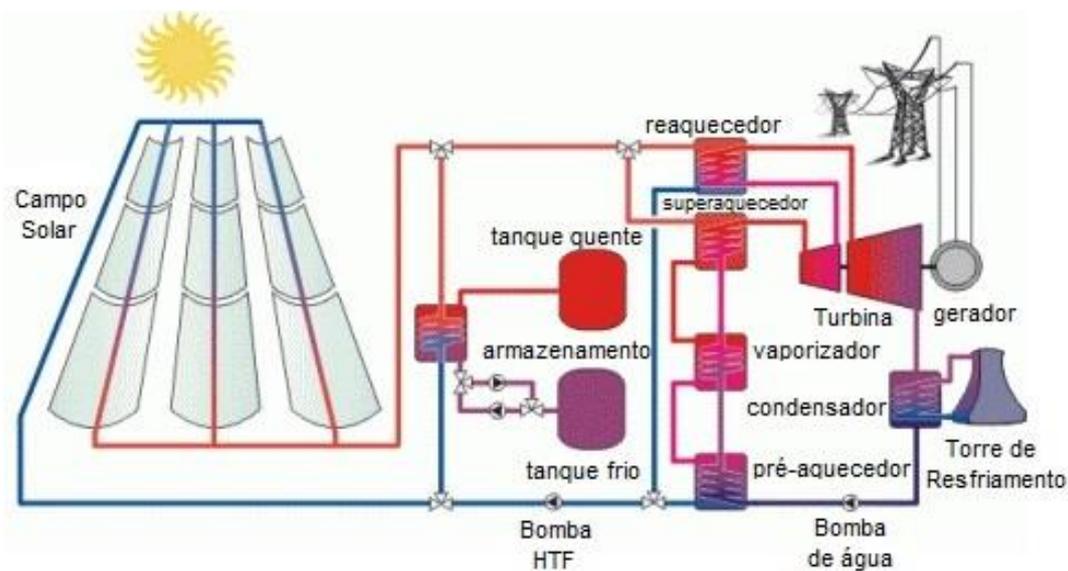


Figura 25 – Sistema de armazenamento indireto com dois tanques
 Fonte: www.nrel.gov, adaptado pelo autor.

No sistema de armazenamento com tanque único e efeito termoclina, o fluido mais quente estará na parte de cima e o fluido mais frio na parte de baixo do tanque. As regiões de alta e baixa temperatura são separadas por um gradiente de temperatura ou termoclina. O fluido de alta temperatura flui para a parte superior do termoclina e sai pelo fundo a baixa temperatura. Este processo move a termoclina para baixo e adiciona energia térmica para o sistema de armazenamento. Revertendo o fluxo move-se a termoclina para cima e remove a energia térmica do sistema para geração de vapor e de energia elétrica. Este sistema foi demonstrado na planta piloto, de torre de receptor central, Solar One, onde o vapor foi utilizado como HTF e óleo mineral foi usado como fluido de armazenamento. A Figura 26 mostra o desenho esquemático de um tanque de armazenamento indireto com efeito termoclina.

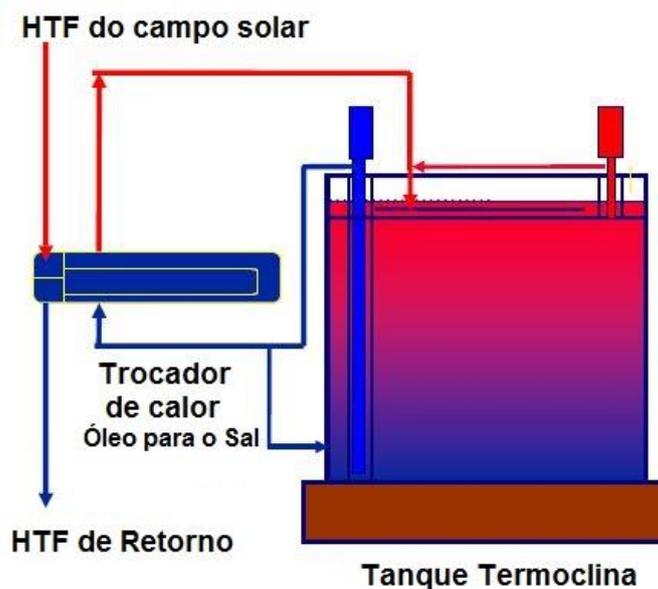


Figura 26 – Sistema de armazenamento com tanque único e efeito termoclina

Fonte: Pacheco *et al.*(2001), adaptado pelo autor.

Rocha (2010), citado por Lodi (2011), indica que existem três modos diferentes de operação da planta: (a) geração deslocada para o horário de pico; (b) geração maximizada para atender o horário de pico ou (c) geração estendida. No entanto, o projeto da planta só permite uma estratégia de produção e os fatores principais são: o tamanho do campo solar, o tamanho do sistema de armazenamento e a geração de eletricidade.

A Figura 27 mostra um modelo de geração deslocada, com múltiplo solar (MS) igual a um. O MS igual a um significa que a planta gera sua capacidade nominal, quando nas condições de referência. A curva azul escuro representa a irradiação normal direta, iniciando às 06h e finalizando às 19h. A curva laranja é a energia térmica coletada pelo campo solar durante o dia. Nota-se que ela segue o perfil da curva DNI. A curva azul claro é a quantidade de energia térmica sendo enviada para o armazenamento, enquanto a curva verde representa a energia térmica que estava armazenada sendo usada para geração de energia durante um período da noite. A curva vermelha representa a geração de eletricidade. Pode-se notar que a planta só começa a operar ao meio-dia, pois no período da manhã a energia térmica estava sendo armazenada, contudo a planta produz eletricidade até as 23 horas, mesmo sem a presença do sol.

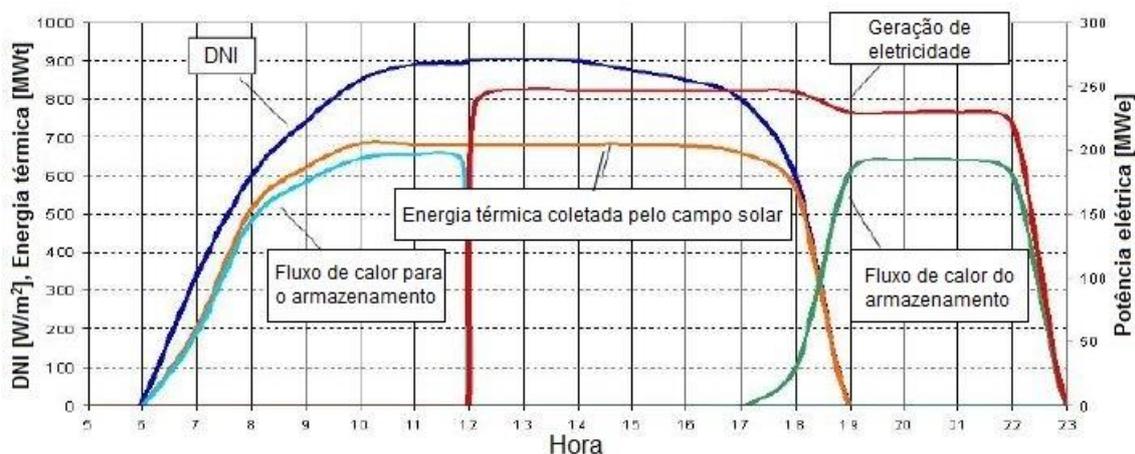


Figura 27 – Curva típica de geração de desloca, com MS=1
 Fonte: Rocha (2010), *apud* Lodi (2011)

A Figura 28 apresenta um modelo de geração maximizada para atender o horário de pico, com MS menor que um. Pode-se notar que a geração de eletricidade está representada na curva laranja e que para atender a demanda, a energia térmica é armazenada pela manhã e utilizada mais tarde para atender o horário de pico.

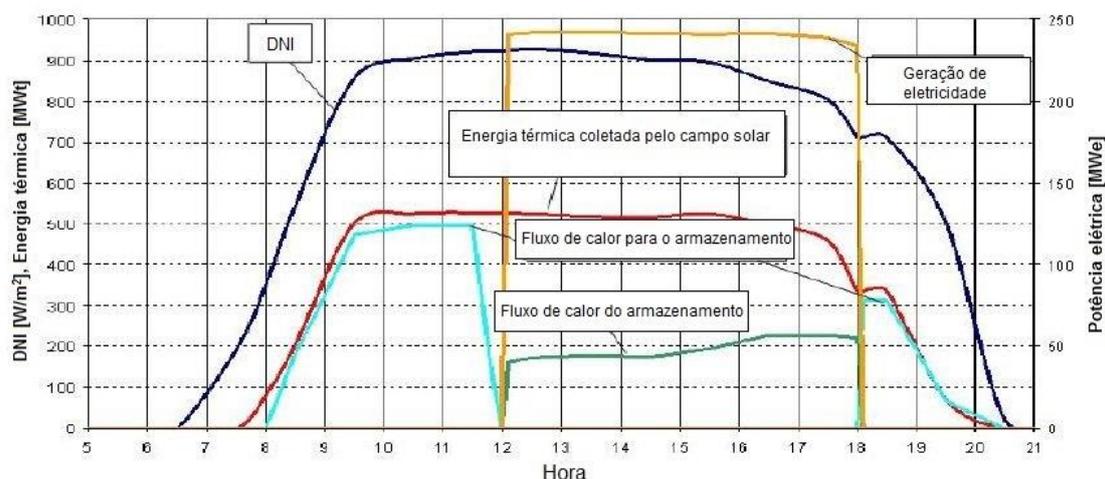


Figura 28 – Produção maximizada para atender demanda de pico, com MS<1
 Fonte: Rocha (2010), *apud* Lodi (2011)

A Figura 29 representa um exemplo de geração estendida. Para este modelo é necessário uma maior área de coletores, sendo o MS maior que um. Uma parte da energia térmica é armazenada durante o horário de sol e quando chega a noite essa energia é utilizada para continuar a geração de eletricidade (curva vermelha). Pode-se observar que neste modelo a produção de eletricidade é bem mais longa. Este é o modo de operação adotado nas plantas Andasol I e II da ACS Cobra, em operação desde 2009 na Espanha.

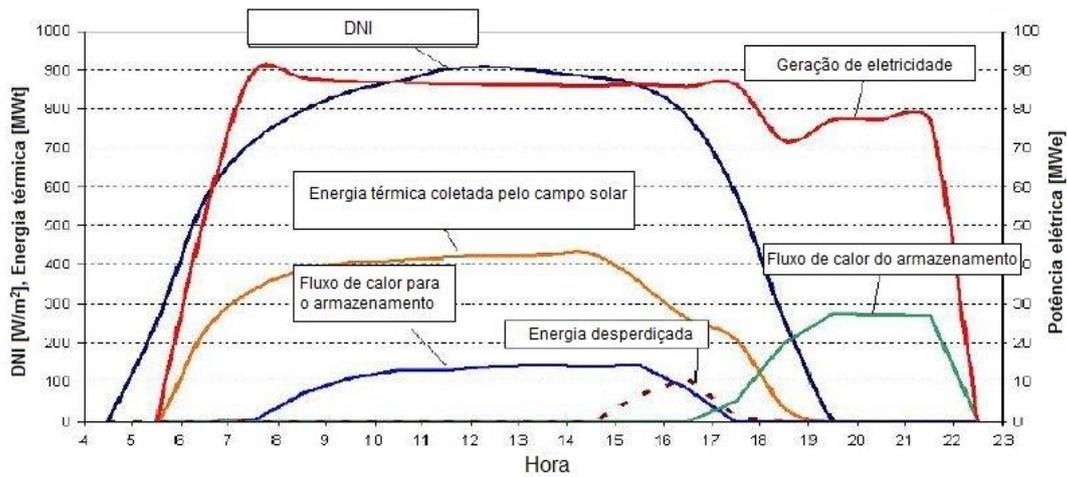


Figura 29 – Produção estendida, com MS>1
 Fonte: Rocha (2010), *apud* Lodi (2011)

O armazenamento térmico de energia de grande escala é uma prática recente e pode ser usado principalmente em plantas de calha parabólica e torre central. A escolha de se incluir ou não o armazenamento de energia depende principalmente das condições do mercado local. A Figura 30 compara a implementação do armazenamento de energia nas centrais CSP (Miller e Lumby, 2012).

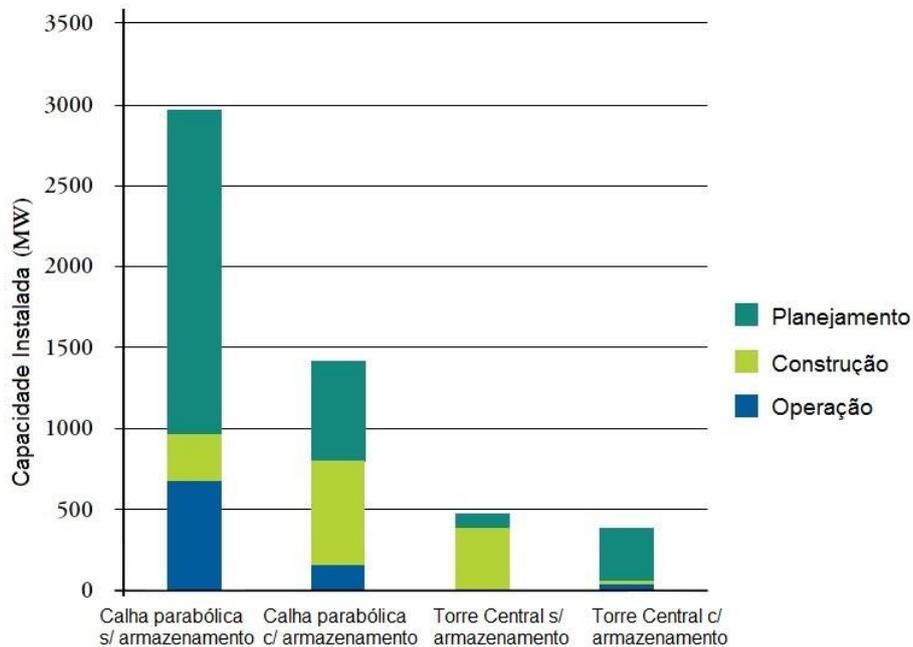


Figura 30 – Implementação do armazenamento de energia nas centrais CSP
 Fonte: Miller e Lumby (2012), adaptado pelo autor.

No sudeste dos EUA, usinas de calhas parabólicas têm sido instaladas sem armazenamento de energia, como o recurso solar coincide com os horários de pico de carga (em grande parte devido ao uso de ar condicionado). No entanto, alguns projetos de calhas parabólicas em construção, como o projeto de 280 MW da Solana, e outros projetos de grande porte estão sendo planejados para o sudeste dos EUA e Irã.

incorporar armazenamento de energia. Em contraste, na Espanha, um mecanismo tarifário tem incentivado o uso de armazenamento de energia e a tecnologia tornou-se estabelecida em usinas de calhas parabólicas.

Para reduzir o custo dos sistemas com TES, a indústria e o Departamento de Energia dos EUA (DOE) têm feito consideráveis investimentos em melhorias e alternativas para sistemas com TES de dois tanques sensíveis. Abaixo estão listados alguns exemplos de pesquisas feitas (Barbose *et al.*, 2012):

- Baixo ponto de fusão de misturas de sais.
- Meios de armazenamento sólido, como grafite, concreto, ou cerâmica.
- Sistemas com materiais de mudança de fase (PCM), onde um sólido, como um metal ou sal, é derretido, capturando uma considerável quantidade de energia no calor latente do material.
- Sistema termoclina com tanque único, onde sal quente e frio são armazenados em um único tanque e separados pela diferença de densidade entre os sais.
- Armazenamento termoquímico, no qual a energia é capturada usando uma reação química e liberada pela inversão da reação.
- Materiais aditivos especialmente projetados, como nano partículas dispersas dentro dos sais para aumentar a capacidade de retenção de calor.

Estas opções com TES devem ser compatíveis com o HTF correspondente, porque a opção TES mais econômica é em grande parte dependente do HTF utilizado.

Segundo Barbose *et al.*(2012), para a maioria dos sistemas de TES, o tempo de temperatura operacional tem um efeito sobre o custo de armazenamento. Por exemplo, usinas de torre central com sal fundido podem operar a temperaturas mais altas e assim reduzir a quantidade de sal requerido para o sistema TES em um fator próximo de três, para um dada capacidade de armazenamento, relativo a uma planta de calha parabólica. Esta redução significativa no armazenamento de material de massa e a redução associada nos custos tornam economicamente possível adicionar capacidades superiores de TES. No entanto, pelo menos para o curto prazo, a maioria das calhas parabólicas e torres centrais provavelmente serão construídas com baixos níveis de armazenamento (6 horas ou menos), devido as taxas dos horários programados de tempo de entrega que pagam mais pela potência de pico de eletricidade entregue. Por exemplo, a usina de Nevada, Solar One, não tem um sistema de TES, embora ela forneça cerca de 30 minutos de armazenamento através da capacidade extra de HTF realizado no tanque de expansão.

Os métodos de armazenamento descritos acima são amplamente focados em sistemas com TES de calha parabólica, Fresnel e sistemas de torre com receptor central. Os sistemas prato parabólicos são menos adequados para grandes sistemas centralizados com TES. No entanto, vários métodos para melhorar o despacho para essa tecnologia estão sendo explorados, incluindo TES usando PCMs e sistemas híbridos que utilizam combustíveis fósseis para aumentar a produção de energia, semelhante aos sistemas híbridos em outras tecnologias CSP.

Deve-se notar que é provável a redução da energia de saída total como consequência da incorporação de um sistema de armazenamento, mas o sistema e as vantagens econômicas da demanda de saída correspondente em tempo real podem compensar essas perdas. Os maiores fatores de capacidade das plantas equipadas com armazenamento tendem a refletir o funcionamento de uma turbina menor com uma porcentagem de saída maior durante mais horas (Miller e Lumby, 2012).

Ao se adicionar armazenamento a uma planta CSP, se agrega valor ao sistema, ao diminuir a variabilidade, aumentando a previsibilidade e fornecendo uma capacidade firme durante o pico de carga, quando é mais valioso. A capacidade da CSP seguir a variação significativa da carga da rede vai se tornar cada vez mais importante para os planejadores e operadores, que procuram manter a confiabilidade do sistema de energia em massa, integrando grandes quantidades de geração variável, como PV e do vento (Barbose *et al.*, 2012).

3.7 Tecnologia de resfriamento

Igualmente as turbinas a vapor convencionais, todas as usinas CSP usadas para geração de energia condensam o vapor que foi utilizado na turbina a vapor. Isto é necessário para que grande parte da água seja reutilizada no sistema e para se atingir um nível de eficiência aceitável, quando se converte energia térmica em energia mecânica. Todos os sistemas necessitam de água para a lavagem dos espelhos, normalmente na faixa entre 60 e 90 L/MWh. O uso de água para a limpeza dos coletores solares é pequeno em comparação ao uso para resfriamento do condensador (Miller e Lumby, 2012).

Os principais métodos de resfriamento do condensador são: úmido, seco e híbrido. O resfriamento seco deve ser utilizado em áreas com carência de água, pois os custos iniciais de capital são maiores e apresenta perda de desempenho. Resfriamento úmido é a abordagem com melhor custo eficiência em áreas com muita água. E o resfriamento híbrido, com água e ar, utiliza menor volume de água e não reduz tanto a eficiência, mas tem o maior custo de equipamento.

Segundo Barbose *et al.* (2012), os sistemas prato parabólicos são inerentemente refrigerados pelo ar ambiente, enquanto que os sistemas de torre central, LFR e de calha parabólica podem usar o resfriamento úmido, seco, ou híbrido. A seleção da tecnologia de resfriamento depende da economia, política e da disponibilidade de água. Em áreas com muita água, o resfriamento úmido é muitas vezes preferido e proporciona o menor custo, no entanto, alguns desenvolvedores de CSP voluntariamente optam pelo resfriamento seco para reduzir o consumo de água. Os sistemas de refrigeração seco e híbrido são tecnologias que têm o potencial de reduzir o consumo de água de uma CSP entre 40% e 97%, dependendo da localização e da tecnologia.

De acordo com Philibert *et al.* (2010), as necessidades de água das usinas CSP são relativamente altas: cerca de 3000 L/MWh para plantas de calha parabólica e LFR (semelhante a um reator nuclear) em comparação com cerca de 2000 L/MWh para usinas térmicas movidas a carvão e apenas 800 L/MWh para plantas de ciclo combinado movido de gás natural. As CSP de torre central precisam de menos água por MWh do que as de calhas parabólicas, dependendo da eficiência da tecnologia.

Segundo a EPE (2012a), é preciso ter precaução na escolha do local de instalação, pois os locais ideais para esses sistemas, são áreas com baixa taxa de nebulosidade (característica de locais áridos), que também devem apresentar disponibilidade hídrica suficiente para o funcionamento da usina, condições que nem sempre se obtêm simultaneamente.

De acordo com Philibert *et al.* (2010), o acesso a grandes quantidades de água é um desafio para as usinas CSP em regiões áridas, pois os recursos hídricos disponíveis são altamente valorizados. O resfriamento seco é uma alternativa eficaz utilizado nas usinas ISCC (*Integrated Solar Combined Cycle*) em construção no Norte da África. No entanto, apresenta maior custo inicial e reduz a eficiência. O resfriamento a seco em usinas de concentradores cilíndrico-parabólicos instaladas em desertos reduz a produção

anual de eletricidade em 7% e aumenta o custo da eletricidade produzida por cerca de 10%. A perda no desempenho para sistemas com resfriamento a seco é menor em torres de receptor central do que em calhas parabólicas.

O uso de sistemas de resfriamento híbrido também é uma opção atraente para lugares com pouca disponibilidade de água, pois reduzem o consumo de água, minimizando a perda do desempenho. Como o uso do resfriamento úmido é mais eficiente e mais caro, os operadores de sistemas híbridos tendem a usar só o resfriamento seco durante o inverno, quando é necessário menos resfriamento, depois voltam a usar a combinação dos dois tipos de resfriamento no verão. Para uma usina de calhas parabólicas esta abordagem pode reduzir o consumo de água em 50%, com apenas uma queda de 1% na produção anual de energia elétrica (Philibert *et al.*, 2010).

3.8 Plantas Híbridas

Segundo Miller e Lumby (2012), é possível combinar uma planta solar térmica com uma planta térmica movida a combustíveis fósseis, através da integração da planta solar com uma planta térmica já existente ou através da instalação de uma nova planta híbrida. Isto é conhecido como Sistema Solar Integrado de Ciclo Combinado (*Integrated Solar Combined Cycle - ISCC*). Todas as plantas de ciclo combinado que se encontram dentro dessa categoria, usam turbina a gás em conjunto com a turbina a vapor assim como a planta térmica convencional, conhecida como, Turbina a Gás de Ciclo Combinado (*Combined Cycled Gás Turbine, CCGT*).

Os sistemas ISCC ajudam na regulagem da produção e na garantia de energia, especialmente nos períodos de pico de carga. Esses sistemas também podem fornecer energia extra para aquecer o fluido de transferência de calor, ou para o fluido de armazenamento, assim, aumenta o nível de temperatura de funcionamento e a eficiência da conversão de energia térmica do campo solar em eletricidade (Philibert *et al.*, 2010). Uma planta esquemática típica de uma usina com ISCC está fornecida na Figura 31.

De acordo com Miller e Lumby (2012), o sistema funciona com dois ciclos termodinâmicos diferentes, um ciclo Brayton na turbina a gás e um ciclo Rankine na turbina a vapor, esses ciclos são combinados em um único sistema, através de um recuperador de calor gerador de vapor (*Heat Recovery Steam Generator, HRSG*). O combustível é queimado na turbina a gás da maneira convencional e o gás quente vai para o HRSG, onde a energia do gás é recuperada para gerar e superaquecer o vapor, para ser utilizado no ciclo de turbina a vapor. Nas plantas ISCC o calor solar vindo da tecnologia CSP é integrada com a alta pressão no HRSG ou diretamente a baixa pressão na turbina a vapor. A ideia geral é uma turbina à vapor de tamanho muito grande, utilizando o calor do campo solar pelo gerador a vapor e um exaustor de calor da turbina a gás para pré-aquecer e superaquecer o vapor, aumentar a potência do ciclo Rankine.

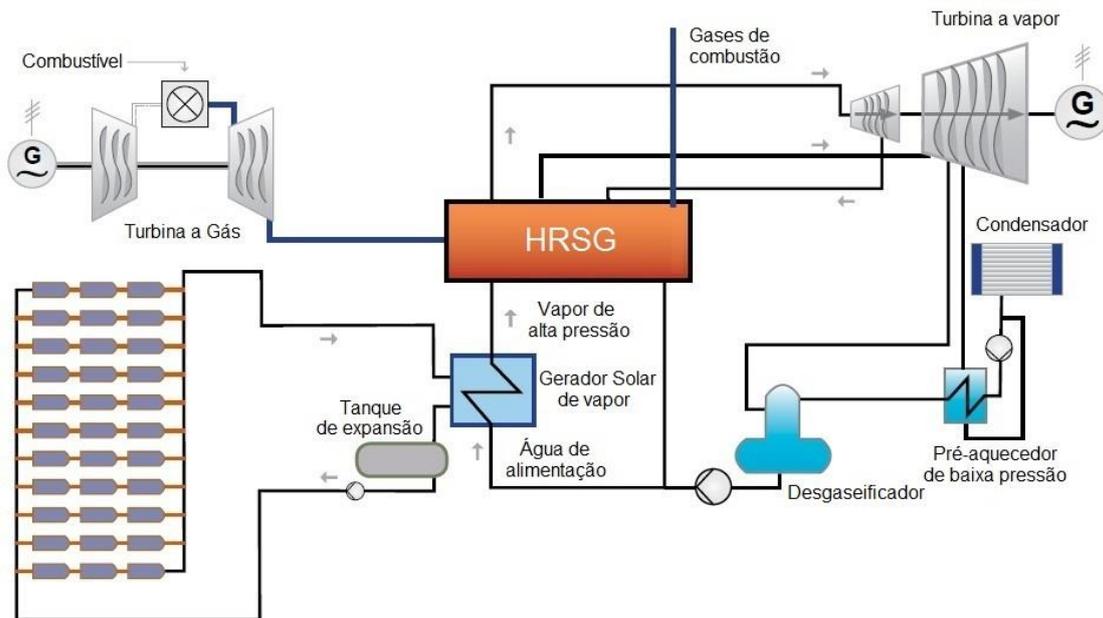


Figura 31 – Planta esquemática de uma usina com ISCC

Fonte: Miller e Lumby (2012), adaptado pelo autor.

A turbina a gás, semelhante a uma CCGT convencional, é operada para atender a demanda de eletricidade da rede, garantindo maior quantidade de eletricidade gerada. A geração noturna aumenta o fator de carga para a turbina a vapor, em comparação com um sistema somente de energia solar, então melhora a economia. As temperaturas do vapor provindo do escape da turbina a gás com o HRSG, são maiores do que normalmente podem ser alcançadas pelos campos solares, o que possibilita maior eficiência de operação da turbina a vapor. Além disso, é mais rentável para a turbina a vapor de grande escala ter mais estágios do que uma turbina a vapor de escala menor em uma CSP unicamente solar, levando a um aumento no rendimento da turbina a vapor. Assim, a conversão de energia solar para energia elétrica é mais eficiente (Miller e Lumby, 2012).

A adição de uma planta solar em uma planta térmica convencional já existente, também traz muitos benefícios. A energia solar serve para economizar combustível e como o ciclo a vapor e a turbina já estão presentes, só são necessários investimentos para os componentes específicos da planta solar, o que não é muito caro (Philibert *et al.*, 2010). Os custos são muito menores que o custo geral de uma unidade de uma planta unicamente solar. Além disso, uma planta integrada não apresenta as ineficiências térmicas associadas ao desligamento e ligamento da turbina a vapor da CSP que só funciona de dia (Miller e Lumby, 2012).

Em áreas onde o DNI é menor do que o ideal, o uso do combustível fóssil como apoio torna possível garantir quase completamente a capacidade de produção da planta, e ainda, com um custo menor do que se a planta só dependesse da energia provida do campo solar e do armazenamento térmico (Philibert *et al.*, 2010). A Figura 32 ilustra o ciclo diário de uma usina solar híbrida que opera com armazenamento térmico e também com queima suplementar de combustível fóssil como apoio da energia solar.

Segundo Philibert *et al.* (2010), para a planta solar fornecer constantemente 100% de capacidade, disponibilizando apenas do armazenamento térmico, exigiria um investimento significativamente grande em campo solar de reserva e capacidade de armazenamento.



Figura 32 – Ciclo diário de usina ISCC com armazenamento térmico
 Fonte: Philibert *et al.*(2010), adaptado pelo autor.

Devido a essas vantagens grande parte da capacidade instalada de usinas CSP fora dos EUA e da Espanha são constituídas de usinas ISCC. Uma seleção de projetos que estão atualmente em construção ou recentemente completados está listada abaixo na Tabela 2 (Miller e Lumby, 2012).

Tabela 2– Exemplos de Plantas ISCC

Exemplos de Plantas ISCC		
Plantas	Capacidade Cilíndrico-parabólica (MW)	Capacidade CCGT (MW)
Ain Beni Mathar, Marrocos	20	452
Rhassi R'Mel, Argélia	25	130
Kuraymat, Egito	20	115
Martin Country, Florida, EUA	85	450

Fonte: Miller e Lumby (2012), adaptado pelo autor.

As plantas SEGS, construídas na Califórnia entre 1984 e 1991, usavam o gás natural para aumentar a produção durante todo o ano. O gás natural pode ser utilizado durante a noite, ou quando a energia solar é insuficiente para atender a demanda. No verão, os operadores das SEGS usam o auxílio do gás no final da tarde e durante um período da noite (até às 22:00 horas), quando é o período de média demanda de energia. No inverno, durante o período de média demanda de energia (das 12:00 às 18:00 horas), as SEGS usam o gás natural para atingir a capacidade nominal da planta, apoiando a baixa irradiação solar. Pela lei norte americana, as plantas só podem usar o gás para produzir apenas 25% da energia primária (Philibert *et al.*, 2010).

4. Análise Comparativa de uma planta CSP

4.1 Introdução

Como já foi introduzido as tecnologias CSP e o potencial no Brasil e no mundo, este capítulo apresentará um estudo de instalação de usinas CSP no Brasil e a comparação entre as três tecnologias modeladas. Para isso foi utilizado o software SAM (System Advisor Model), onde será realizado a modelagem e análise dos casos. A escolha do SAM se deve a sua versatilidade para simular diferentes tipos de planta CSP tanto pelo seu modelo físico como pelo modelo empírico.

4.2 SAM - System Advisor Model

O SAM originalmente chamado de “Solar Advisor Model” foi desenvolvido pelo NREL em conjunto com a Sandia National Laboratory em 2005, para dar suporte à comunidade de P&D e a indústria solar. Inicialmente o software foi desenvolvido para atender as necessidades do Solar Energy Technologies Program (SETP) do DOE (U.S. Department Of Energy). Atualmente, após estabelecer um programa de P&D em alguns estados americanos, o DOE promoveu a utilização do SAM através do Solar America Initiative (SAI) e está disponibilizado gratuitamente no site do NREL (Blair *et al.*, 2008).

O SAM é um sistema criado para análise e comparação de custos de energia e desempenho do sistema de diversos tipos de tecnologia de energia solar e mercados. A partir de 2010, o nome mudou para “System Advisor Model” para refletir a adição de energias renováveis não solares no software (NREL, 2013), podendo hoje ser modelados sistemas CSP, heliotérmico para aquecimento de água, geotérmico, eólico, híbrido e fotovoltaico para os seguintes mercados: residencial, comercial e concessionária produtora independente de energia.

O DOE, NREL e Sandia continuam a usar o software para o planejamento de programas. Desde o primeiro lançamento público, em Agosto de 2007, mais de 35.000 pessoas, representando fabricantes, desenvolvedores de projetos, pesquisadores acadêmicos e formuladores de políticas baixaram o SAM. Os fabricantes estão usando o modelo para avaliar o impacto da melhoria da eficiência ou redução de custos em seus produtos sobre o custo da energia a partir de sistemas instalados. Os desenvolvedores de projetos utilizam o modelo para avaliar diferentes configurações de sistema para maximizar o lucro nas vendas de energia elétrica. Os formuladores de políticas utilizam o SAM para analisar diferentes estruturas de incentivo (SAM, 2013).

A estrutura do SAM (Figura 33) consiste em uma interface do usuário, um mecanismo de cálculo e uma interface de programação. A interface do usuário fornece acesso a variáveis de entrada e controles de simulação, e ainda apresenta resultados, tabelas e gráficos. A ferramenta de cálculo do SAM executa uma simulação em “*time-step-by-time-step*” do desempenho de um sistema de energia, e um conjunto de cálculos financeiros anuais para gerar um fluxo de caixa do projeto e métricas financeiras. A interface de programação permite que o SAM interaja com programas externos, como o Microsoft Excel (SAM, 2013).

O SAM faz previsões de desempenho e calcula o custo e estimativas de energia para projetos conectados à rede de energia com base nos parâmetros de projeto do sistema que o usuário especificar como entradas para o modelo, tais como: localidade,

dados meteorológicos, tecnologia, custos de instalação e funcionamento, financiamento, dentre outras especificações do sistema (SAM, 2013).

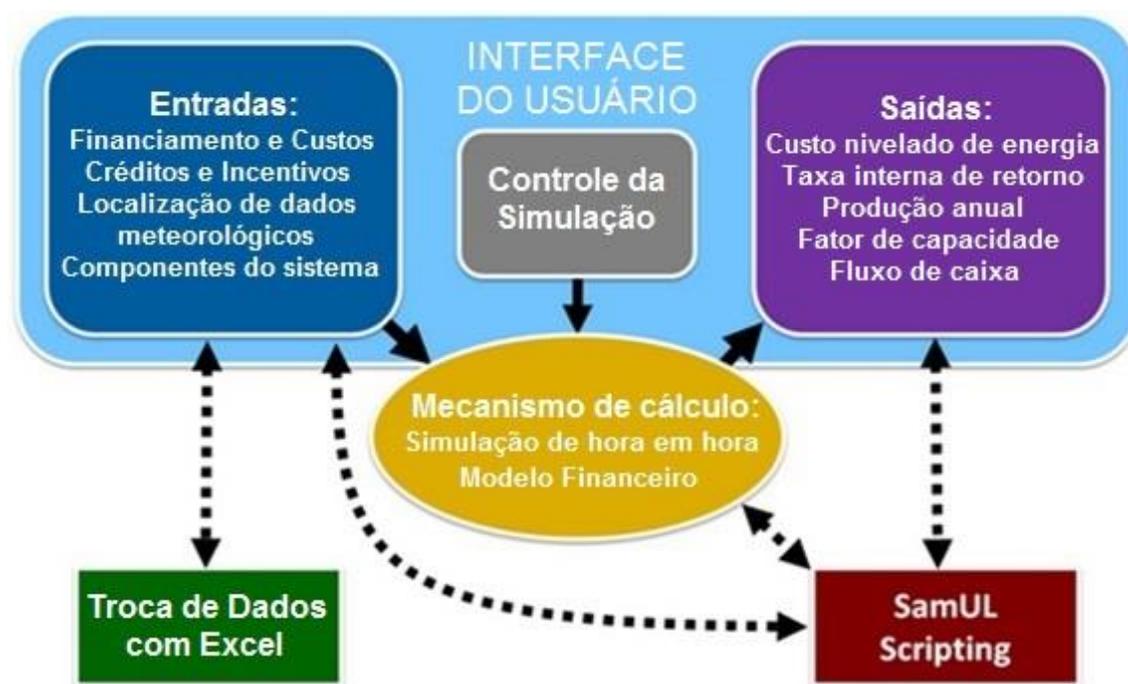


Figura 33 – Estrutura do SAM
 Fonte: SAM (2013), adaptado pelo autor.

O software utiliza um mecanismo baseado em simulação horária que interage com modelos de custo, desempenho e finanças para calcular a produção de energia, custo de energia e fluxo de caixa. A maioria das entradas do sistema pode ser usada como variáveis paramétricas para estudos de sensibilidade e investigar impactos de variações no desempenho, custo e parâmetros financeiros sobre os resultados do modelo (Wagner e Gilman, 2011).

O modelo de performance do SAM realiza cálculos hora a hora da saída de um sistema de energia elétrica, gerando um conjunto de 8.760 valores horários que representam a produção do sistema de energia elétrica ao longo de um ano. É possível analisar detalhadamente as características de desempenho do sistema através da visualização de tabelas e gráficos dos dados de desempenho de hora em hora ou mensal, ou ainda, fazer análises de desempenho mais gerais, como a produção total do sistema anual e fator de capacidade (SAM, 2013).

Como a tecnologia das energias solares, são tecnologias em desenvolvimento, o SAM apresenta um tratamento especial na parte de incentivos financeiros, possibilitando a simulação de incentivos fiscais, de crédito, por geração de energia, por potência instalada etc. O conjunto de parâmetros financeiros escolhido deve ser apropriado segundo o tipo de mercado modelado: residencial, comercial ou concessionária produtora independente de energia. Mas, esses modelos são baseados na realidade do setor elétrico norte-americano e esse grau de detalhe é uma das limitações quando se trata de projetos fora dos Estados Unidos. Como o Brasil apresenta políticas de incentivos e taxação diferentes dos Estados Unidos, é necessário se tratar adequadamente os dados no interior do SAM para se fazer as simulações o mais próximo possível da realidade brasileira (Penafiel, 2011).

4.3 Fundamentos Teóricos

4.3.1 Dimensionamento do Campo Solar

Para o cálculo do dimensionamento do campo solar é essencial o conceito de múltiplo solar. O múltiplo solar, representado na equação abaixo, é uma forma de expressar a área de abertura do campo solar (área de coleta total de energia solar do campo solar) como sendo uma função da capacidade nominal do ciclo de potência. Um múltiplo solar igual a 1 ($F_{MS}=1$) representa a área da abertura do campo solar que, quando exposta pela radiação solar equivalente a radiação de projeto, fornece energia térmica suficiente para o bloco de potência operar em sua capacidade nominal, de acordo com as condições de referência de projeto.

$$A_{CampoSolar} = A_{CampoSolarExato} \cdot F_{MS} \quad (4.1)$$

Onde:

$A_{CampoSolar}$ é a área de abertura do campo solar (m^2). A área de abertura do campo solar não inclui o espaço entre os coletores ou a terra requerida pelo bloco de potência.

F_{MS} é o múltiplo solar.

$A_{CampoSolarExato}$ é a área, em m^2 , de abertura do campo solar necessária para entregar energia térmica suficiente para o bloco de potência, para a turbina a vapor operar em potência máxima nominal de projeto dentro das condições de tempo de referência do projeto.

A definição da área do campo solar exato $A_{CampoSolarExato}$ em função da energia térmica de entrada no bloco de potência está expressa na equação abaixo:

$$A_{CampoSolarExato} = \frac{Q_{BPdesign}}{Q_{DNIRef} \cdot F_{CSEfOptica} - Q_{PerdasTerm}} \quad (4.2)$$

Onde:

$Q_{BPdesign}$ é a energia térmica de entrada no bloco de potência necessária para a turbina operar com sua capacidade nominal de projeto (MWt).

Q_{DNIRef} é a radiação normal direta de referência (W/m^2).

$F_{CSEfOptica}$ é a eficiência óptica de captação da radiação pelo conjunto coletor/receptor.

$Q_{PerdasTerm}$ representa as perdas térmicas baseada na perda de calor ligada à captação do calor da radiação solar transferido para o fluido de transferência de calor e as perdas de calor na tubulação (Wt/ m^2).

Assim, pode-se concluir que quanto maior for o múltiplo solar de uma usina CSP, maior será a probabilidade dela operar em sua potência nominal e, quando a radiação for à de referência, maior será o excedente de energia térmica para o armazenamento.

4.3.2 Custo Nivelado de Energia (LCOE)

O custo nivelado de energia (LCOE) é uma avaliação econômica do custo do sistema de geração de energia, incluindo todos os custos ao longo da vida útil do projeto.

Para os projetos de mercado de concessionária produtora independente de energia o SAM utiliza o LCOE como um montante que o projeto deve receber para cada unidade de eletricidade que o projeto vende para cobrir os custos de financiamento, instalação, operação e para atender as restrições financeiras do projeto, representados pelo valor residual e incentivos. Assim, o SAM calcula o LCOE real e nominal para esse mercado através das seguintes equações (SAM, 2013):

$$LCOE_{real} = \frac{\sum_{n=1}^N \frac{R_n}{(1 + d_{nominal})^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1 + d_{real})^n}} \quad (4.3)$$

$$LCOE_{nominal} = \frac{\sum_{n=1}^N \frac{R_n}{(1 + d_{nominal})^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1 + d_{nominal})^n}} \quad (4.4)$$

Onde:

R_n é a receita do projeto das vendas de eletricidade no ano n .

Q_n é a eletricidade gerada em kWh pelo projeto no ano n , calculada pelo modelo de desempenho com base em dados meteorológicos e parâmetros de desempenho do sistema.

N é o período de análise em anos da planta.

d_{real} é a taxa de desconto real (sem inflação).

$d_{nominal}$ é a taxa de desconto nominal (com inflação).

Cabe registrar que quando a taxa de inflação é zero, o LCOE nominal é igual ao real.

Conclui-se que em uma análise comparativa, a planta que apresentar o menor LCOE será considerada como melhor opção dentre as plantas comparadas.

4.4 Tecnologias modeladas

Todos os casos modelados neste estudo utilizam sistemas com coletores cilindro parabólicos com sistema de rastreamento de um eixo, pois essa tecnologia é atualmente a tecnologia CSP mais testada e estabelecida dentre as tecnologias CSP (Barbose *et al.*, 2012). As plantas apresentam potência nominal de 100 MW e possuem o mesmo tipo de fluido de transferência de calor, coletor e receptor, mas apresentarão múltiplos solar diferentes, de acordo com a otimização de cada sistema. Serão modeladas três plantas: uma simples, uma com armazenamento de energia e uma planta híbrida.

- A planta simples não apresenta armazenamento de energia térmica, nem hibridização.

- Na planta com armazenamento térmico será utilizado o armazenamento indireto com um par de tanques paralelos, utilizando sal fundido como fluido de armazenamento, além disso, será feita uma análise para escolha da melhor quantidade de horas de armazenamento para o sistema.
- A planta com hibridização apresentará 25% de auxílio de gás natural como combustível de *backup* na potência elétrica nominal da planta.

O SAM apresenta dois modelos de análise para a tecnologia CSP cilindro parabólica, o modelo físico e o empírico. O modelo físico é baseado na utilização de princípios de transferência de calor e termodinâmica, enquanto que o modelo empírico é baseado na análise de dados coletados das plantas SEGS nos Estados Unidos. Nesse trabalho será utilizado o modelo físico, pois mesmo ele apresentando uma maior incerteza nas previsões do sistema, este modelo é mais flexível (SAM, 2013).

4.5 Localidade

O SAM utiliza os dados meteorológicos (irradiação, temperatura, velocidade do vento etc.) para simular um desempenho horário de um sistema durante um ano inteiro. Esses arquivos podem apresentar os seguintes formatos: TMY3, TMY2 e EPW. Por isso, a escolha da localidade é limitada para os arquivos existentes com os dados climáticos. Para o Brasil existem 24 locais com dados em formato EPW e para o Rio de Janeiro só existe um local, que é no Aeroporto Santos Dumont.

No capítulo 2, foi discutido o potencial solar brasileiro e se chegou a conclusão, através da análise do mapa de DNI do Brasil, que o melhor lugar para a instalação de uma usina CSP no Brasil é no estado da Bahia, próximo ao Rio São Francisco, devido à disponibilidade de água, alto grau de DNI, baixo custo de terra, baixa nebulosidade e baixo índice de precipitação durante o ano. No entanto, esta monografia tem como objetivo fazer uma análise sobre a instalação de uma CSP na cidade do Rio de Janeiro, porém não se avaliou os critérios de inclinação e terreno disponível, apenas tomou-se como base os dados meteorológicos.

Após a escolha da localidade, o SAM apresenta os dados climatológicos mais importantes do local. A Tabela 3 apresenta esses dados para a cidade escolhida (Rio de Janeiro) para a modelagem das plantas. Através da ferramenta *Weather Data Viewer* é possível visualizar os dados do arquivo de tempo em gráficos e até utilizar seus dados no Excel.

Tabela 3 – Dados da localização e do clima do Rio de Janeiro

Localização e Recursos		
Informação da localidade	Cidade	Rio de Janeiro
	Estado	Rio de Janeiro
	Fuso horário	GMT -3
	Elevação	3 m
	Latitude	-22,9°
	Longitude	-43,17°
Dados climatológicos anuais	Irradiação normal direta (DNI)	1608,5 kWh/m ² .ano
	Irradiação global horizontal	1843,3 kWh/m ² .ano
	Temperatura de bulbo seco	24 °C
	Velocidade do vento	2,4 m/s

4.6 Dimensionamento do campo solar

O dimensionamento do campo solar de um sistema cilindro parabólico no SAM envolve a determinação da área de abertura ideal do campo solar para um sistema a uma dada localização. Em geral, aumentando a área do campo solar também aumenta a produção de eletricidade do sistema, reduzindo assim o custo nivelado de energia (LCOE) do projeto. No entanto, um campo solar muito grande pode produzir mais energia térmica do que o bloco de potência e outros componentes do sistema podem suportar. Além disso, a partir de certo ponto, os maiores valores de custo de instalação e operação superam o benefício da maior produção (SAM, 2013).

Segundo SAM (2013), uma área ideal de campo solar deve:

- Maximizar a quantidade de tempo em que o campo gera energia térmica suficiente para alimentar o bloco potência em sua capacidade nominal.
- Minimizar os custos de instalação e operação.
- Usar o armazenamento de energia térmica e o sistema híbrido de backup de forma eficiente e econômica.

O SAM oferece duas opções para o dimensionamento do campo solar, são elas:

- Opção 1 - Especificar a área do campo como um múltiplo da área necessária para conduzir o ciclo de energia em sua capacidade nominal em condições de projeto.
- Opção 2 - Especificar a área do campo solar como um valor explícito em metros quadrados.

Nesta monografia foi utilizada a primeira opção para todas as plantas modeladas, utilizando o modelo de múltiplo solar. O conceito de múltiplo solar já foi apresentado no capítulo 4.

Para o dimensionamento do campo solar é importante a escolha da irradiação normal direta (DNI) de design como referência. O valor de referência da DNI tem um significativo impacto nos cálculos do tamanho do campo solar. Durante o período de um ano, a DNI real, a partir dos dados meteorológicos é frequentemente maior do que o valor de referência escolhido. Em geral, esse valor de referência DNI deve estar perto da DNI máxima real esperada para o local.

O uso incorreto pode significar em um excesso de energia jogada fora. Um campo solar dimensionado para um baixo valor de referência DNI muitas vezes produz mais energia do que o exigido pelo bloco de potência, o que faz com que a energia térmica em excesso seja desperdiçada ou armazenada. Por outro lado, utilizar um alto valor de DNI de design, pode resultar em um campo solar inferior que não consegue produzir energia o suficiente para alimentar o bloco de potência em sua potência nominal na maior parte do tempo (SAM, 2013).

Será utilizado o valor de 700 W/m^2 como irradiação de design para o dimensionamento do campo solar. Esse valor foi obtido com base no gráfico da irradiação normal direta média (vide Figura 34) para os dados da cidade do Rio de Janeiro e para otimização do sistema com menor energia térmica desperdiçada.

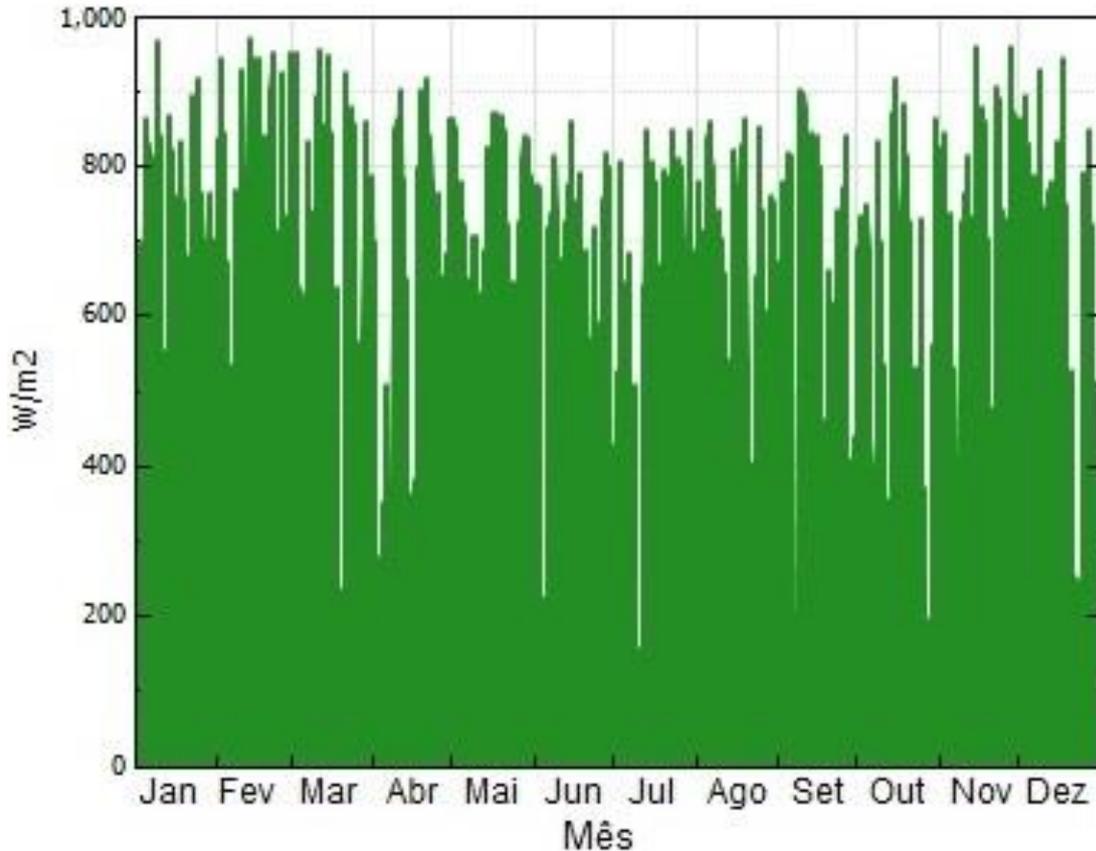


Figura 34 – Gráfico da irradiação normal direta média da cidade do Rio de Janeiro

4.6.1 Planta Simples

Foram feitas diversas análises paramétricas para otimização do sistema, através da variação do múltiplo solar, inclinação (*tilt*) e azimute, de forma a se obter o maior fator de capacidade e o menor LCOE e desperdício de energia para o modelo da planta simples.

Quando o ângulo de azimute dos coletores do campo é zero grau significa que os coletores estão orientados no eixo norte-sul, oeste é 90 graus e leste é -90 graus (SAM, 2013). Como já foi dito no capítulo 4, a orientação mais comum para os sistemas cilindro parabólicos é o eixo norte-sul fixo com o rastreamento no sentido leste-oeste. Pelas as análises que foram feitas o melhor valor encontrado para o ângulo de azimute dos coletores é realmente 0°.

As Figuras 35 e 36 apresentam os gráficos obtidos por de duas das análises paramétricas que foram feitas para otimização do sistema. Nelas foram utilizados múltiplos valores de inclinação (*tilt*) e múltiplo solar correlacionando-os com o LCOE, para um ângulo azimute de 0°.

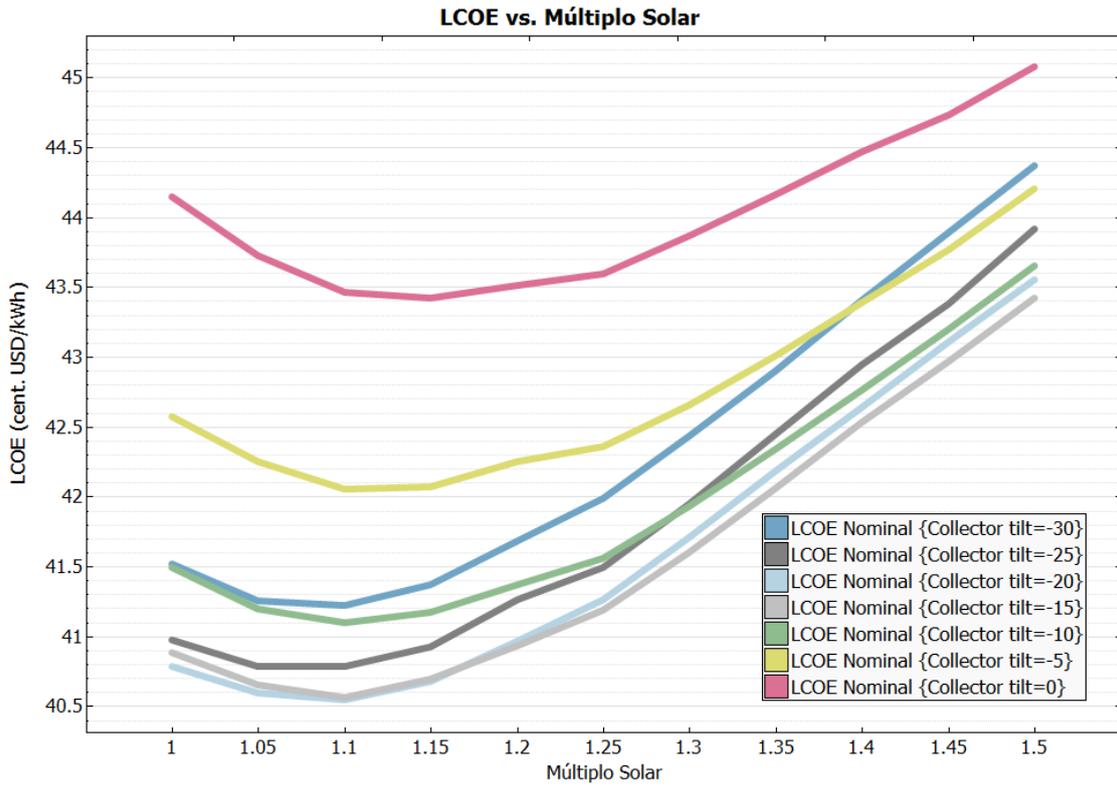


Figura 35 – Análise da inclinação e múltiplo solar para encontrar o menor LCOE

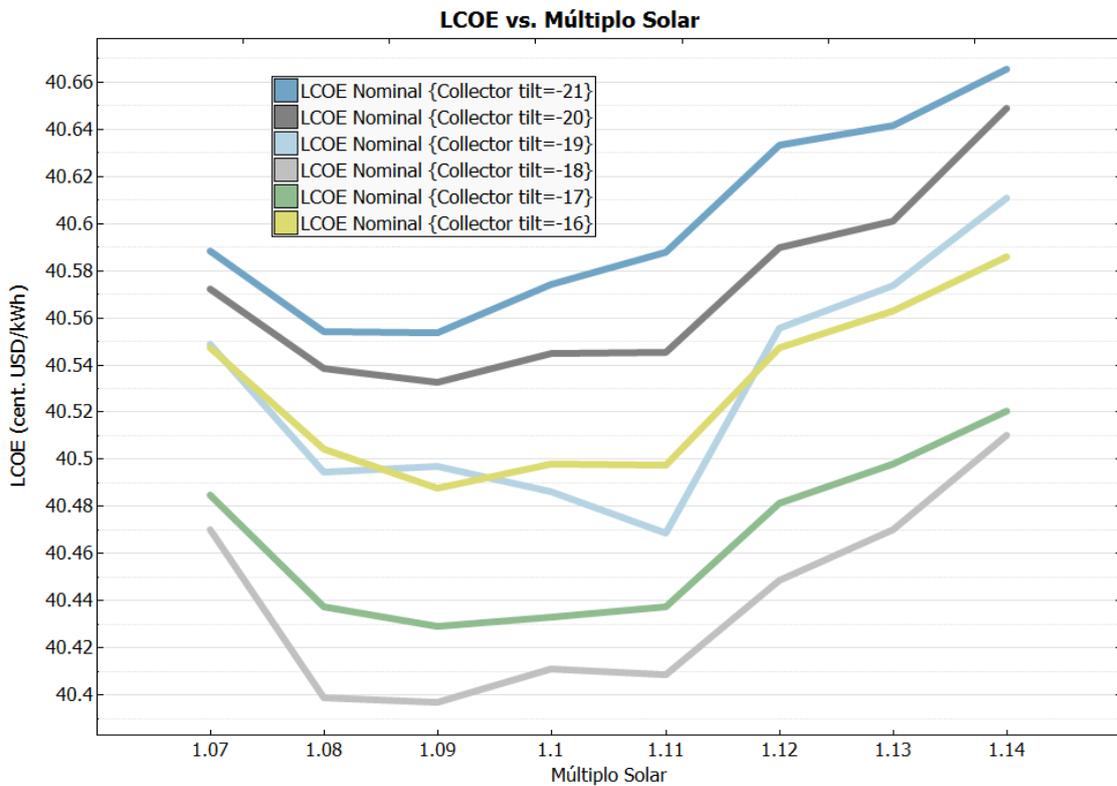


Figura 36 – Análise da inclinação e múltiplo solar para encontrar o menor LCOE

Pela análise pode-se notar que o menor valor de LCOE é obtido com múltiplo solar de 1,09 e -18° de inclinação. O valor da inclinação é negativo, porque o local em estudo se localiza no Hemisfério Sul.

A Figura 37 apresenta o gráfico contendo a quantidade de energia térmica desperdiçada pela planta simples. Como se pode ver o sistema desperdiça uma menor quantidade de energia no inverno, onde os níveis de radiação são menores. A escolha da irradiação de design juntamente com o múltiplo solar foram feitas para otimizar o sistema minimizando o custo nivelado de energia, dimensionando o tamanho apropriado do campo solar para que o sistema consiga produzir energia o suficiente para alimentar o bloco de potência sem desperdiçar muita energia em horas de alto índice de DNI.

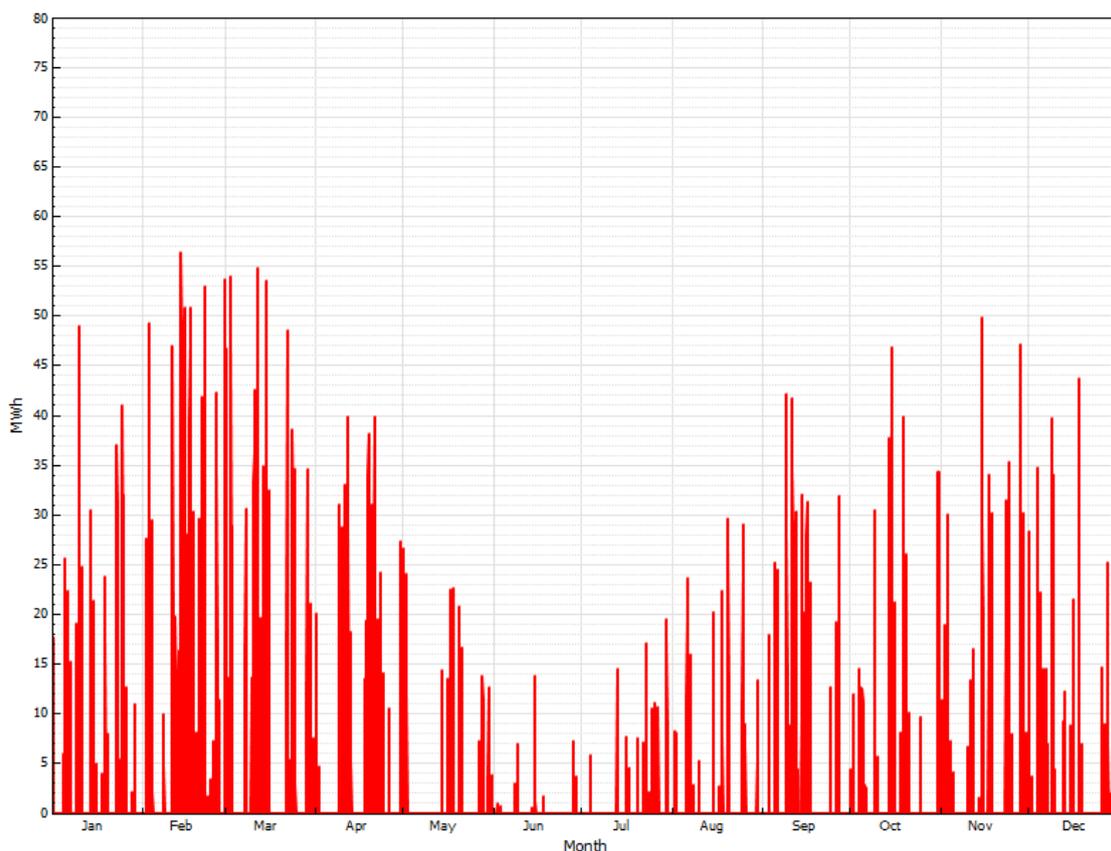


Figura 37 – Gráfico da energia térmica desperdiçada pela planta simples

4.6.2 Planta com Armazenamento Térmico

A adição de um sistema de armazenamento pode elevar a produção de eletricidade do sistema, diminuir o custo nivelado de energia e oferecer maior estabilidade e controle da produção. A energia é estocada e usada em períodos em que a quantidade de energia térmica do campo solar seja menor do que a requerida pelo bloco de potência. Normalmente, é utilizado um campo solar maior nas plantas que apresentam armazenamento, como consequência: as perdas térmicas e o custo do sistema de armazenamento aumentam o LCOE.

As Figuras 38 e 39 apresentam os gráficos de algumas análises paramétricas que foram feitas para achar o melhor custo nivelado de energia, para sistemas de armazenamento com diferentes dimensões.

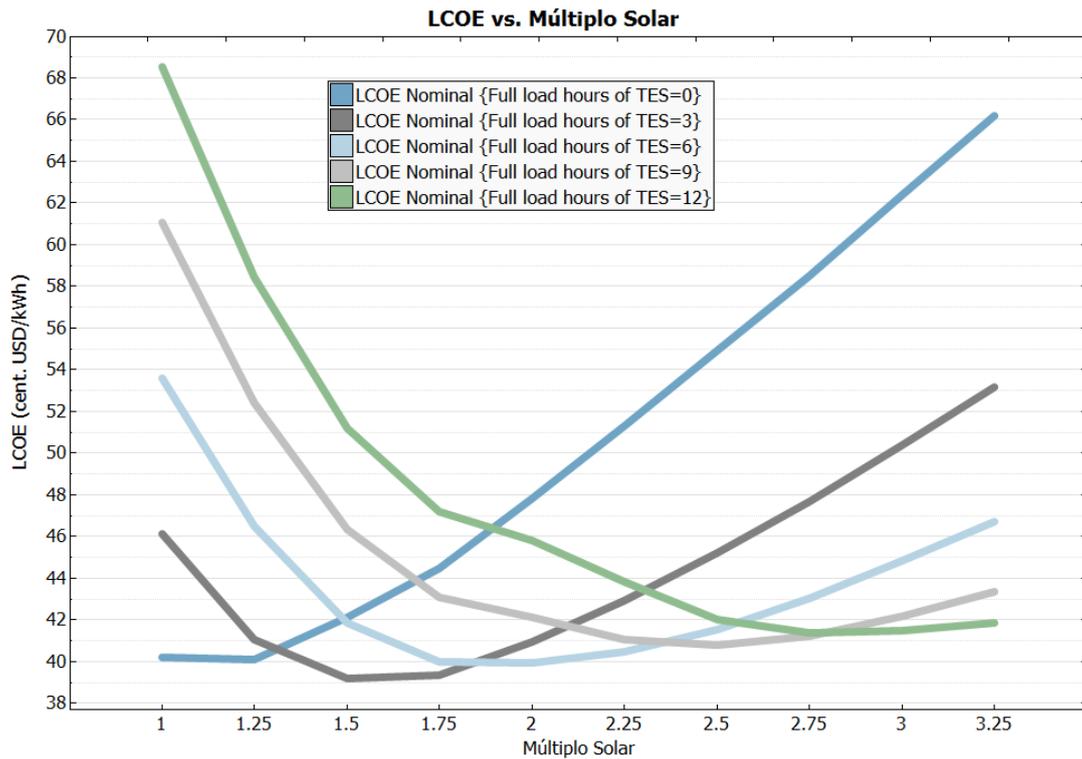


Figura 38 – Variação do múltiplo solar e do número de horas de armazenamento térmico para encontrar o menor LCOE

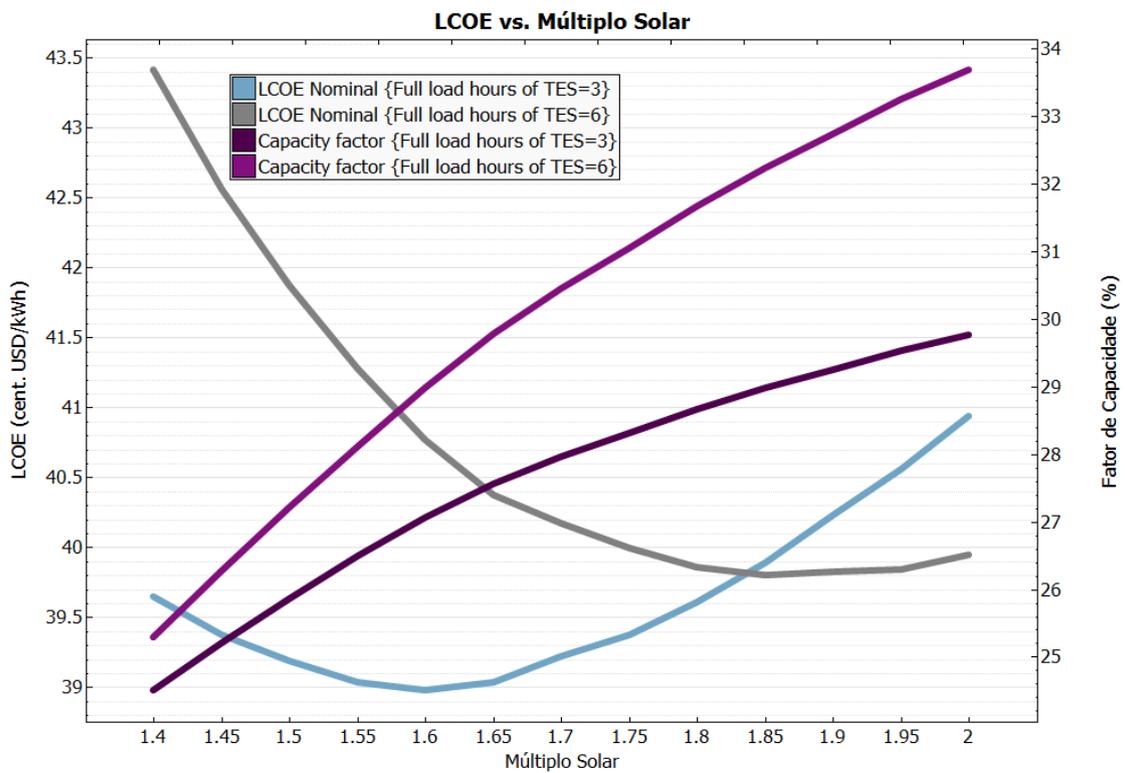


Figura 39 – Efeito do múltiplo solar e do armazenamento térmico no fator de capacidade e no custo nivelado de energia (LCOE)

Como pode ser visto, o sistema com melhor custo-benefício, que apresenta menor LCOE, é o de 3 horas de armazenamento. Porém é importante notar que a escolha da capacidade do armazenamento e do múltiplo solar, também afeta muitos outros fatores do sistema, como a energia elétrica total produzida, área total da planta, fator de capacidade, eficiência etc (vide Figura 39).

Na planta modelada será utilizado o sistema com 6 horas de armazenamento, devido à maior quantidade de eletricidade que o sistema produz, juntamente com o maior controle, flexibilidade e estabilidade da geração. Além disso, muitas plantas que estão em operação e em construção apresentam esse tipo de armazenamento. Logo, será usada o múltiplo solar de 1,84 porque possui menor LCOE para o sistema de 6 horas.

4.6.3 Planta com Hibridização

Como já foi dito anteriormente, a planta híbrida foi dimensionada utilizando 25% de auxílio de gás natural como combustível de *backup* para a potência elétrica nominal da planta. O SAM permite dois modos de operação do sistema de backup, são eles: operação suplementar e nível de *backup* mínimo.

O modo utilizado na planta modelada é o de operação suplementar. Segundo Penafiel (2011), neste modo o SAM assume um sistema de *backup* de capacidade fixa máxima. A fração “*fossil fill fraction*” define o tamanho do sistema de backup como fração da potência elétrica bruta nominal e a energia gerada é adicionada a aquela que vem do campo solar e do sistema de armazenamento de calor. Neste modo, a operação do sistema de hibridização será permanente, sempre quando o calor gerado pelo sistema de *backup* em conjunto com o calor provindo do campo solar for maior que o requerimento mínimo de calor para operação da turbina (“*min turbine operation*”) e quando o calor proveniente do campo solar for menor do que o limite superior da turbina (“*max turbine over design operation*”). Neste modo de operação é possível limitar a quantidade de vapor fornecida pelo sistema de backup na turbina.

No modo de nível de backup mínimo, sempre que a energia solar entregue pelo campo solar para o sistema de potência for menor do que uma determinada fração da capacidade de geração de projeto do bloco de potência, a caldeira de backup fornece toda a energia necessária para chegar a essa geração. Isto faz com que o sistema de backup possa ultrapassar os 25% do vapor de entrada da turbina, o que não é o objetivo desta monografia.

Neste projeto, quando a radiação for insuficiente para operar a turbina à carga nominal, a caldeira de *backup* é acionada para atingir a potência nominal da turbina, mas essa complementaridade é limitada a 25% do vapor de entrada da turbina. Em períodos diurnos de baixa radiação (abaixo do mínimo para operação do campo solar) e durante as noites, a caldeira opera continuamente mantendo a turbina operando com até 25% de sua potência nominal (Schaeffer *et al.*, 2012).

A Tabela 4 apresenta dados da Petrobrás (2013) com os preços de venda do gás natural para as distribuidoras nos quatro trimestres de 2012 (Preços médios não ponderados sem PIS/COFINS e sem ICMS).

É importante ressaltar que o preço do gás natural por ser uma *commodity* está sujeito a flutuações de preços do mercado internacional, sendo importante a análise com diferentes valores do preço do gás natural. A Figura 40 apresenta o gráfico da variação do LCOE em função do múltiplo solar e do custo do gás natural (combustível de backup) para a otimização econômica da planta.

Tabela 4 – Preço de venda do Gás Natural no city gate para as distribuidoras

Preço do Gás Natural (US\$/MMBTU)				
	4T12	3T12	2T12	1T12
Nacional	8,96	9,09	9,38	10,39
Térmico	4,34	4,22	4,28	4,40
Importado	10,62	10,68	10,77	10,26

Fonte: www.petrobras.com.br

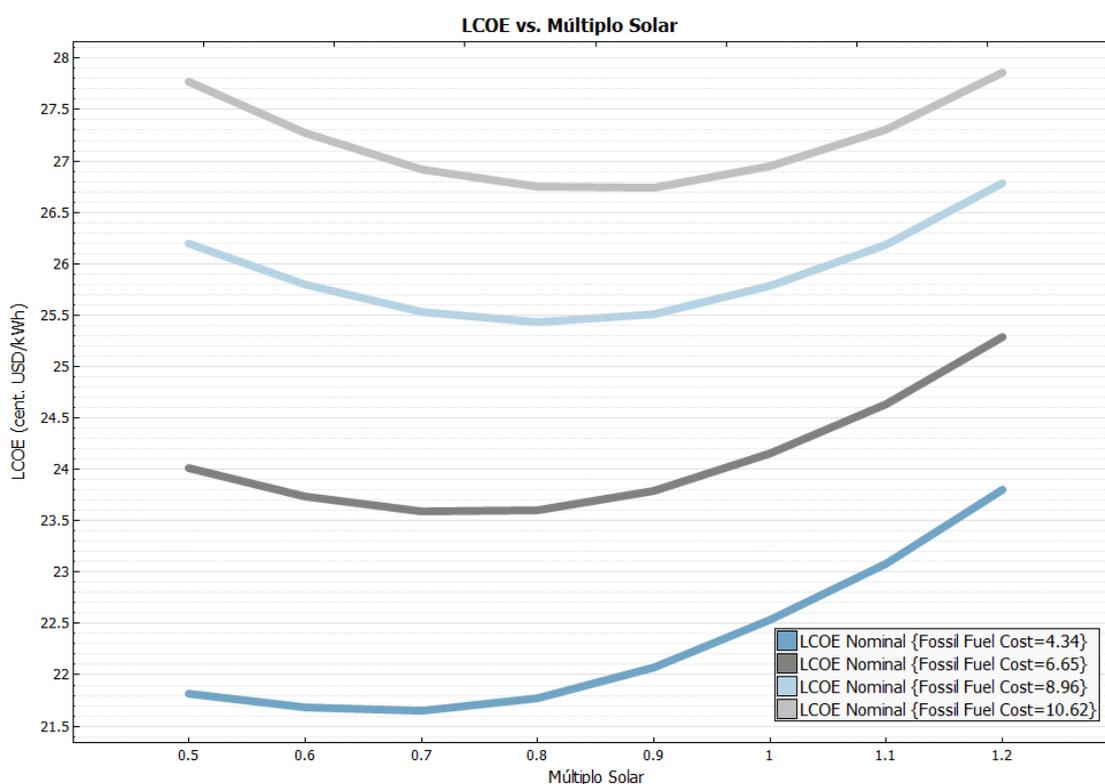


Figura 40 – Análise do custo nivelado de energia (LCOE) em função do múltiplo solar e custo do combustível de backup (gás natural)

Nota-se pela Figura 40 que a variação do valor do custo do combustível fóssil traz uma razoável diferença no LCOE da planta híbrida. O valor escolhido no projeto do custo do combustível é de 4,34 US\$/MMBTU, o mesmo que o praticado no último trimestre de 2012 para as usinas térmicas.

Para baixos preços de combustível de backup o SAM calcula que é preferível gerar uma quantidade baixa de eletricidade com a componente solar, mantendo a geração com o combustível de backup constante. Este fato mostra-se incoerente ao propósito deste trabalho, logo será utilizado o valor não otimizado do múltiplo solar de 0,8 para a planta híbrida.

4.7 Seleção dos Componentes

No capítulo 3 foram apresentados as tecnologias CSP, suas características e componentes: coletores, receptores, fluido de transferência de calor, sistema de armazenamento, fluido de armazenamento, sistema híbrido etc.

Nesta seção são apresentados os detalhes de cada componente das plantas CSP modeladas. A Tabela 5 apresenta um resumo dessas características e componentes escolhidos:

- Os valores do múltiplo solar já foram otimizados para cada tecnologia modelada (vide seção 4.5), tendo o objetivo de minimizar o custo nivelado de energia (LCOE).
- O fluido de transferência de calor utilizado é o Therminol VP-1. Ele é um óleo sintético considerado como fluido padrão para plantas CSP e possui boa eficiência.
- O coletor utilizado é o Solargenix SGX-1, o mesmo usado na planta Nevada Solar One, localizada nos Estados Unidos.
- O receptor utilizado é o Schott PTR70. Foi escolhido devido a sua alta eficiência, com baixas perdas térmicas e grande experiência no mercado, sendo utilizado em muitas plantas em operação, como as plantas Andasol I e II, localizadas na Espanha.
- O SAM não conta com uma base de dados de fabricantes de turbinas. As plantas foram modeladas com turbinas de 100 MW de potência nominal e 37,7% de eficiência de conversão do ciclo termodinâmico. O máximo de operação da turbina acima do projeto é de 105% e o mínimo é de 20%.
- O sistema de resfriamento do condensador escolhido é o úmido, pela disponibilidade de água no local, sendo o resfriamento úmido a abordagem com melhor custo-benefício em áreas com boa disponibilidade de água.
- O sistema de armazenamento de calor modelado é do tipo indireto, com um par de tanques em paralelo, apresentando como fluido de transferência de calor o sal fundido e 6 horas de armazenamento.
- Como já foi explicado na seção 4.5.3, a planta híbrida utilizará o gás natural como combustível de apoio, com uma limitação de até 25% do vapor de entrada da turbina, utilizando o modo de operação suplementar. A planta é modelada com uma eficiência de combustão LHV (*lower heating value*) da caldeira de *backup* de 90%. O sistema opera tanto durante o dia quanto a noite, aumentando a produção anual de energia.

Tabela 5 – Resumo dos componentes das plantas modeladas no SAM

Tecnologias Modeladas					
Características Técnicas			Simplex	TES	Híbrido
Campo Solar	Parâmetros do campo solar	Múltiplo Solar	1,09	1,84	0,80
		Irradiação direta normal de design	700 kW/m ²		
	Fluido de transferência de calor	Tipo	Therminol VP-1		
	Orientação do coletor	Tilt	-18°		
		Azimute	0°		
Coletores	Nome da configuração	Tipo do coletor	Solargenix SGX-1		
Receptores	Nome da configuração	Tipo do receptor	Schott PTR70 2008		
Bloco de potência	Capacidade da planta	Potência de saída bruta da turbina	111 MWe		
		Perdas parasitas	10% (valor padrão do SAM)		
		Potência de saída líquida da turbina (de placa)	100 MWe		
	Ponto de design do bloco de potência	Eficiência de conversão do ciclo termodinâmico	37,7%		
		Pressão de operação da caldeira	100 bar		
		Fração de reposição de água no ciclo	0,013		
		Eficiência LHV da caldeira de backup	-	0,90	-
		Modo de despacho fóssil	Operação Suplementar		
		Controle da planta	Máximo de operação da turbina acima do design	1,05	
	Mínimo de operação da turbina		0,20		
	Sistema de resfriamento	Tipo do resfriamento	Úmido		
		Temperatura ambiente de desenho	20°		
	TES	Sistema de armazenamento de calor	Número de horas do armazenamento de calor	0h	6h
Fluido de armazenamento de calor			-	Sal fundido	-
Sistema de controle de despacho		Fração de potência de saída da turbina	1,05		
		Fração de complementaridade de backup	0%	0%	25%

4.8 Parâmetros Financeiros e Custos das plantas modeladas

Os mercados modelados no SAM são baseados na realidade norte-americana. O Brasil apresenta políticas de incentivos e taxação diferente dos Estados Unidos, então deve se tratar adequadamente os dados no interior do SAM. Como os parâmetros financeiros do SAM causam uma significativa diferença no custo nivelado de energia, esse trabalho irá fazer uma aproximação do cenário atual brasileiro. No Brasil não há dados oficiais de custos associados à tecnologia CSP. Logo, os parâmetros financeiros e os custos do sistema não apresentam um cenário real atual para o Brasil, servindo mais como parâmetros de base para as análises e comparação das plantas modeladas.

O conjunto de parâmetros financeiros modelados foi baseado em alguns valores padrões do SAM e alguns valores propostos por Penafiel (2011). Penafiel tenta fazer uma adaptação para o cenário brasileiro, levando em conta muitos aspectos do cenário nacional, como imposto de renda (IR), taxa PIS/PASEP e COFINS e taxa de contribuição social sobre lucro líquido como composição do tributo federal na simulação do SAM. Em uma de suas modelagens Penafiel (2011), escolheu utilizar 30 anos como período de análise financeira, 10% como taxa de desconto, 0% de inflação (dado que os resultados foram analisados em termos reais), 15% de taxa interna de retorno (TIR), 34% de tributo federal (aproximadamente 27% de imposto de renda e 7% de contribuições), 0,5% do total dos custos instalados como valor considerado para o seguro. No cenário base modelado por Penafiel, é considerado como medida de incentivo a depreciação lineal em 10 anos.

Em um cenário alternativo ele considera o financiamento através do BNDES com a linha FINEM, usando uma taxa de 7,4% a.a., com prazo de amortização de 16 anos e fração de dívida de 70%. Este financiamento também será usado nas modelagens desta monografia. Para mais informações consultar o trabalho realizado por Penafiel (2011).

O SAM permite realizar análises de viabilidade financeira considerando dois critérios distintos: a fixação da taxa interna de retorno (TIR) desejada, com cálculo do preço da energia a ser vendida (PPA - *power purchase agreement*) para seu atingimento, ou a definição do preço da energia e cálculo da taxa de retorno correspondente (Schaeffer *et al.*, 2012). Na modelagem das plantas, foi adotado o primeiro critério.

Quando o SAM é executado, ele fornece informações sobre o custo de instalação e operação do sistema. O SAM organiza os custos em três categorias (SAM, 2013):

- Custos diretos de capital para a compra de equipamentos e mão de obra de instalação.
- Custos indiretos de capital associados à engenharia e custos relacionados à terra.
- Custos de operação e manutenção de equipamentos, mão de obra e outros custos associados com a operação do projeto.

No Brasil não existem dados oficiais de custos para a tecnologia CSP, logo a maioria dos dados sobre custos utilizados na modelagem das plantas são dados padrões propostos pelo SAM de custos utilizados nos EUA. O que não invalida as conclusões, uma vez que o objetivo do trabalho é fazer uma análise comparativa das tecnologias modeladas.

Os parâmetros financeiros utilizados são os mesmos para todas as plantas modeladas e estão apresentados na Tabela 6. Enquanto os custos de capital e de operação e manutenção das plantas encontram-se na Tabela 7.

Tabela 6 – Parâmetros financeiros usados nas simulações das plantas CSP

Parâmetros Financeiros		
Parâmetros de análise	Período de Análise	30 anos
	Inflação	0%
	Taxa real de desconto	10%
Taxas e garantias	Taxa Federal	34%
	Taxa Estadual	7%
	Taxa de Venda	5% do custo total instalado
	Seguro	0,5% do custo total instalado
Valor residual	Valor residual	0% do custo total instalado
Parâmetros do empréstimo	Fração de dívida	70%
	Prazo de amortização	16 anos
	Taxa de juros	7,4% a.a.
Modo de solução	Especificar a TIR e calcular o PPA ou especificar o PPA e calcular a TIR	Especificar a TIR e calcular o preço da energia (PPA)
Meta de TIR específico	TIR mínima requerida	15% (a.a.)
Depreciação	Depreciação	Linear de 10 anos

Tabela 7 – Custos de capital e de operação usados nas simulações das plantas CSP

Custos de capital e de operação				
		Simplex	c/ Armazenamento	c/ Hibridização
Custos diretos de capital	Obras de melhoria de sítio	30 USD/m ²		
	Campo Solar	270 USD/m ²		
	Fluido de transferência de calor	80 USD/m ²		
	Armazenamento térmico	0 USD/KWht	80 USD/KWht	0 USD/KWht
	Sistema de Hibridização	0 USD/kWe		420 USD/kWe
	Bloco de potência	830 USD/kWe		
	Componentes de balanço da planta e controle	110 USD/kWe		
	Contingência	10%		
Custos indiretos de capital	EPC e custos do proprietário	11% dos custos diretos		
	Terra	5000 USD/acre		
Custos de operação e manutenção	Custo fixo por potência	70 USD/kW-ano		
	Custo variável por geração	4 USD/MWh		
	Custo do combustível de hibridização	0 USD/MMBTU		4,34 USD/MMBTU

4.9 Resultados

Depois de se dimensionar o campo solar para cada tecnologia modelada, de modo a se obter um baixo custo nivelado de energia (LCOE), e rodar as simulações, foram obtidos os resultados apresentados na Tabela 8. Com base nesses resultados, pode se realizar uma análise comparativa da influência do múltiplo solar, da capacidade do sistema de armazenamento e da hibridização sobre o custo nivelado de energia, o fator de capacidade, custos do sistema, energia elétrica produzida e área utilizada e consumo de água da planta.

Observa-se pela Tabela 8 que o sistema com menor custo nivelado de energia é o com hibridização. Pois ele apresenta a maior produção de energia anual e os menores custos. Os custos menores são principalmente devido ao menor múltiplo solar e consequentemente menor área do campo solar. O sistema apresenta maior energia gerada apesar da menor coleta de radiação no campo solar, porque o sistema híbrido funciona não só de dia, mas como também de noite, com uma limitação de até 25% do vapor de entrada da turbina com o auxílio do gás natural.

Há de se notar também, uma grande diferença na produção de energia anual do sistema com armazenamento comparado com o simples. As 6 horas de capacidade do sistema de armazenamento proporcionaram um aumento de cerca de 81% na produção de energia comparada com a planta simples (sem armazenamento). Porém os custos do sistema de armazenamento com o maior campo solar e outros componentes quase duplicaram, por isso que apesar do grande aumento de energia produzida, o sistema de armazenamento apresenta um LCOE próximo ao da planta simples. Se os custos do campo solar e do sistema de armazenamento utilizados na modelagem da planta fossem mais baixos, a diferença entre o LCOE da planta com armazenamento e da planta simples seria bem maior.

Tabela 8 – Resultados obtidos nas simulações das plantas CSP

Resultados das plantas modeladas			
Parâmetro	Simples	c/ Armazenamento	c/ Hibridização
Múltiplo Solar	1,09	1,84	0,80
Produção anual (GWh)	155,4	281,7	327,9
LCOE (cent. USD/kWh)	40,40	39,79	21,77
Fator de Capacidade	17,8%	32,2%	37,5%
Custos diretos de capital (milhões USD)	385,3	727,7	364,2
Custos indiretos de capital (milhões USD)	61,1	114,8	57,1
Total de custos de capital (milhões USD)	446,4	842,6	421,3
Custo total por potência instalada (USD/kW)	4.468,72	8.434,01	4.217,28
Uso de água anual (m ³)	686,454	1.176,521	1.609,737
Área total de terra (km ²)	2,7179	4,5983	1,9910

Outro fator importante causado pelo aumento do número de horas de produção, com a incorporação dos sistemas de armazenamento e de hibridização, é o aumento do fator de capacidade, da eficiência e da confiabilidade do sistema, permitindo o maior controle da energia produzida e fazendo com que a oferta chegue mais perto de

corresponder a demanda de energia. Porém há de se notar que como essas plantas operam durante um tempo maior, elas também consomem uma maior quantidade de água, devido ao resfriamento do condensador.

É importante ressaltar que as plantas modeladas necessitam de uma área bem grande para instalação, não sendo fácil encontrar uma área plana de 2 km² (conforme foi apresentado na Tabela 8) na cidade do Rio de Janeiro a um preço razoável.

A Figura 41 apresenta a tabela com os componentes do custo total por potência instalada de cada planta modelada. É notável o maior custo por potência instalada na planta com armazenamento, principalmente pelo grande aumento do custo do campo solar da planta devido ao maior múltiplo solar. Os custos indiretos e de contingência também aumentam, pois eles estão ligados aos custos diretos de capital, além disso, os custos indiretos também estão ligados à área total da planta, que no caso da planta com armazenamento é a maior.

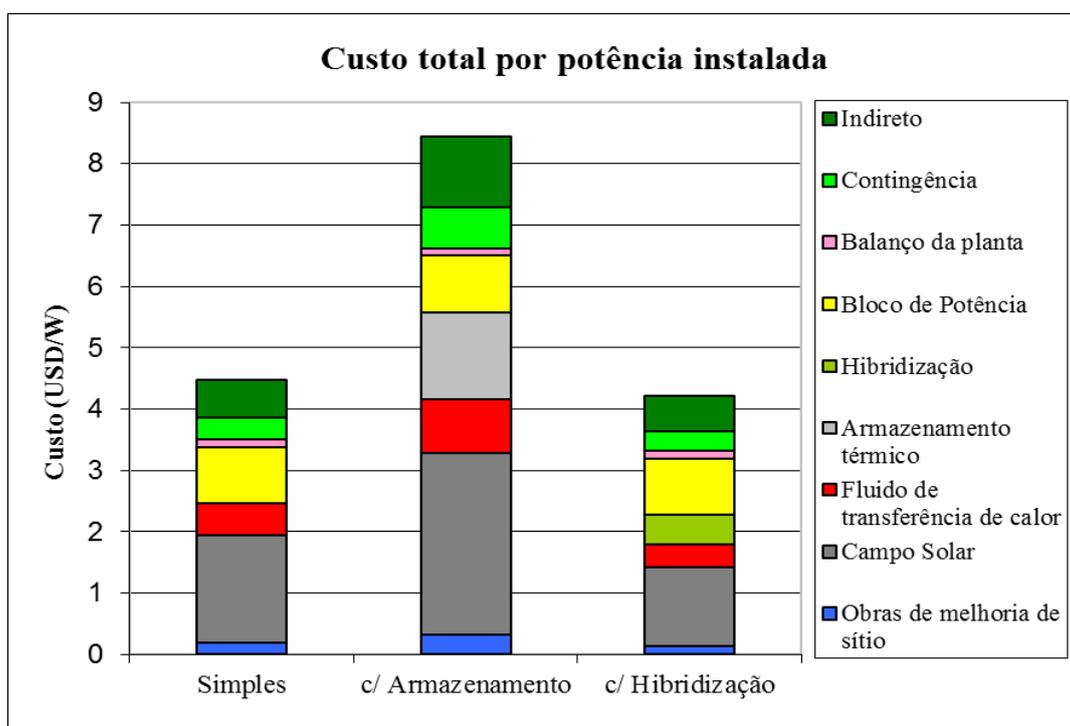


Figura 41 – Custo total por potência instalada e seus componentes

A planta híbrida modelada é a que representa o melhor custo-benefício, porém a planta produz gases de efeito estufa com o uso do gás natural como combustível auxiliar. Na planta híbrida modelada o campo solar entrega cerca de 40% da energia térmica entregue ao ciclo de potência no ano, enquanto que a caldeira auxiliar de combustível fóssil entrega cerca de 60%. Isto ocorre porque mesmo com o campo solar entregando mais energia durante o dia, durante a noite o campo solar não está entregando nenhuma energia ao ciclo de potência, enquanto que a caldeira de combustível auxiliar sempre está entregando energia ao ciclo, menos quando a energia solar é suficiente para abastecer o ciclo de potência sozinha.

Para a planta híbrida apresentar uma menor participação do combustível auxiliar na entrega de energia térmica ao ciclo de potência, pode se usar um sistema de armazenamento de energia térmica ou apenas aumentar o múltiplo solar da planta. Mas essas medidas também aumentariam os custos e a área da planta.

5. Conclusão e recomendações para trabalhos futuros

O desenvolvimento e os investimentos em fontes de energia renovável limpa vêm crescendo em todo o mundo nas últimas décadas, principalmente devido às preocupações ambientais e a necessidade de diminuição da emissão de gases poluentes e do efeito estufa. A energia solar térmica concentrada é uma delas e seu uso vem se apresentando como uma opção para geração de energia elétrica em muitos países que apresentam uma grande quantidade de irradiação solar direta incidente em seus territórios.

O Brasil é um país com grande potencial para a exploração da energia solar, tanto fotovoltaica, quanto solar térmica, pois ele apresenta uma grande quantidade de radiação incidente em seu território. A maior quantidade de DNI incidente no território nacional se encontra no estado da Bahia, sendo este, o melhor local para a instalação de uma usina CSP no país.

A instalação de uma usina CSP no Brasil ainda não é viável devido ao seu alto custo. A planta modelada mais barata foi a híbrida, que apresentou o custo nivelado de energia de 217,7 USD/MWh, que corresponde a 435 R\$/MWh (taxa de conversão 1 USD=R\$ 2,02, em 03/04/2013). O preço médio de venda da geração eólica no Leilão de Energia A-5/2012 (EPE, 2012b) foi de 87,84 R\$/MWh, que é muito mais baixo do que os preços encontrados nas simulações para a geração heliotérmica neste trabalho.

É necessário que o Governo desenvolva mais políticas de incentivos fiscais para o uso da energia solar no país, para deixar a tecnologia mais competitiva e atrair a presença de investidores, como é o caso de outros países onde a tecnologia já existe, como nos EUA e em alguns países europeus.

Ao longo deste trabalho, foram apresentados conceitos e realizados estudos sobre a energia solar térmica concentrada, suas tecnologias, componentes e características. Pode se observar que os coletores cilindro parabólicos é a tecnologia mais testada e madura entre as plantas CSP e a maioria das plantas que estão em operação ou sendo construídas são cilindro parabólicas. Os coletores prato parabólicos é a tecnologia menos testada e ainda está em fase de testes e desenvolvimento.

Foi apresentado e comparado, através de simulações, a utilização do sistema de armazenamento de energia e do sistema híbrido nas plantas CSP. E pode-se concluir a importância de cada sistema de acordo com o objetivo da planta que se deseja construir.

As modelagens feitas no SAM serviram como base para comparação entre diferentes plantas de calhas parabólicas (simples, com armazenamento e híbrida), tendo em vista que o sistema financeiro do SAM é adaptado para o cenário norte americano, que é diferente do cenário brasileiro, e o Brasil também não apresenta dados oficiais de custos associados a tecnologia CSP. Logo, os custos das plantas não apresentam um cenário real para o Brasil atualmente, servindo mais como base para as comparações e análises feitas para as plantas modeladas.

Tanto a planta com armazenamento, quanto a planta híbrida, aumentam a produção de energia da planta, além de proporcionar uma maior estabilidade, flexibilidade e controle sobre a produção, melhorando o despacho de eletricidade e aumentando a garantia de entrega da energia, especialmente, nos períodos de pico de carga. O tamanho do aumento da produção e da estabilidade depende principalmente do tamanho do múltiplo solar, campo solar e bloco de potência de cada planta, assim como a quantidade de capacidade de armazenamento da planta com TES e a quantidade e o custo do combustível auxiliar utilizado na planta híbrida.

A planta com armazenamento normalmente requer uma área bem maior, devido ao maior campo solar, e também apresenta maior custo. Porém a planta híbrida emite

gases de efeito estufa, mesmo que em menor quantidade, com a queima de combustíveis fósseis como combustível auxiliar. Mas a opção da hibridização é de muita importância para o desenvolvimento da tecnologia CSP, pois, por ela aumentar a eficiência da planta e diminuir seus custos, a tecnologia se torna mais competitiva em relação aos meios de geração elétrica convencionais, atraindo a presença de investidores e facilitando a implantação da tecnologia, o que serve de grande importância para a geração de energia solar térmica concentrada ser implantada e continuar evoluindo. Além disso as plantas híbridas normalmente não apresentam as ineficiências térmicas associadas ao desligamento e ligamento da turbina a vapor da CSP convencional que só funciona de dia.

Neste trabalho foi observado, que a longo prazo a tecnologia tende a reduzir seus custos, através de melhorias técnicas e incentivos fiscais. Muitos estudos e experienciais estão sendo realizados para o desenvolvimento de novos materiais e componentes utilizados nas plantas.

Pode-se concluir que para o desenvolvimento e instalação de plantas heliotérmicas no Brasil é muito importante o país estabelecer uma linha de pesquisa e desenvolvimento para a tecnologia solar e criar unidades de teste e demonstração, que serviriam para aplicação de tecnologias desenvolvidas localmente, formação de pessoal e aprimoramento de dados solarimétricos, de forma a capacitar o país para o aproveitamento dessa fonte de energia. Logo, a longo prazo, a energia solar térmica concentrada pode ser uma alternativa para atender à crescente demanda de energia elétrica no país.

Este trabalho apresentou a simulação de três plantas cilindro parabólicas (simples, com armazenamento e híbrida) considerando os dados meteorológicos da cidade do Rio de Janeiro. Uma sugestão para os trabalhos futuros seria simular plantas de diferentes tecnologias, como torre de receptor central, Linear Fresnel e prato parabólica, em outros lugares do Brasil, como na região Nordeste, fazendo uma comparação entre as diferentes tecnologias CSP.

6. Referências Bibliográficas

BARBOSE, G., BOLINGER, M., BRINKMAN, B., *et al.* **SunShot Vision Study**. SunShot U. S. Department of Energy, 2012. Disponível em: <http://www1.eere.energy.gov/solar/sunshot/vision_study.html>. Acesso em: 20 jan. 2013.

BEN 2012 – **Balanco Energético Nacional 2012: Ano base 2011**. Empresa de Planejamento Energético - Ministério de Minas e Energia. Brasil, 2012a. Disponível em: <<https://ben.epe.gov.br.br>>.

BEN 2012 – **Balanco Energético Nacional 2012: Síntese do Relatório Final, ano base 2011**. Empresa de Planejamento Energético - Ministério de Minas e Energia. Brasil, 2012b. Disponível em: <<https://ben.epe.gov.br.br>>.

BLAIR, N., MEHOS, M., CHRISTENSEN, C. “Modeling Photovoltaic and Concentrating Solar Power Trough Performance, Cost, and Financing with the Solar Advisor Model”. **SOLAR 2008 - American Solar Energy Society (ASES)**. San Diego, California, USA, 3-8 May, 2008. Disponível em: <<http://www.nrel.gov>>.

BLOEM, H., MONFORTI-FERRARIO, F.; SZABO, M., *et al.* **Renewable Energy Snapshots 2010**. JRC Scientific and Technical Reports. Ispra, Itália, 2010. Disponível em: <<http://iet.jrc.ec.europa.eu/>>. Acesso em: 25 mar. 2013.

BRAKMANN, G., RAINER, A., TESKE, S., *et al.* **Solar Thermal Power 2020: exploiting the heat from the sun to combat climate change**. Greenpeace, 2003. Disponível em: <<http://www.greenpeace.org/international/en/publications/reports/solar-thermal-power-2020/>>. Acesso em: 22 mar. 2013.

CAVALCANTI, E., BRITO, R. “Geração heliotérmica: uma nova opção de energia limpa para o Brasil”. **VIII Congresso Brasileiro de Energia – CBE**. Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 30 de Novembro a 2 de Dezembro, 15p, 1999.

CHIGUERU, T., FRAIDENRAICH, N. MOSZKOWICZ, *et al.* **Atlas Solarimétrico do Brasil: Banco de Dados Terrestres**. Recife: Ed. Universitária da UFPE, 2000.

CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. **Energia Solar Princípios e Aplicações**. CEPTEL – Sistema Eletrobrás, 2006. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br>>.

DRACKER, R., RIFFELMANN, K. “Integrated Thermal Storage for Concentrating Solar Power”. **Integrated Energy Policy Report Workshop**. California, USA, 31 de Julho, 2008. Disponível em: <<http://www.energy.ca.gov/>>.

EASAC. **Concentrating solar power: its potential contribution to a sustainable energy future**. Novembro, 2011. Disponível em: <www.easac.eu>.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira**. Rio de Janeiro, 2012a. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Leilão de Energia A-5 / 2012: Leilão de geração para 2017 contrata usinas hidrelétricas e parques eólicos**. São Paulo, 2012b. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>.

FILHO, J. **Projeto, construção e levantamento de desempenho de um concentrador solar cilindro parabólico com mecanismo automático de rastreamento solar**. Dissertação de M.Sc., UFRN, Natal, RN, Brasil, 2008.

GREENPRO. **Energia Fotovoltaica: manual sobre tecnologias, projeto e instalação**. 2004a. Disponível em: <<http://www.greenpro.de/po/fotovoltaico.pdf>>.

GREENPRO. **Energia Solar Térmica: manual sobre tecnologias, projeto e instalação**. 2004b. Disponível em: <<http://www.greenpro.de/po/solartermico.pdf>>.

GUIMARÃES, A. P., RIBEIRO, C., BASTOS, L., *et al.* **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Grupo de Trabalho de Energia Solar. Rio de Janeiro, 2004. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br>>.

HERREIRA, E. **Simulação de um ciclo Rankine Orgânico acionado por energia solar**. Dissertação de M.Sc., PUC, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2012.

KALOGIROU, S. **Solar energy engineering: processes and systems**. USA: Elsevier, 2009.

LEBEÑA, E., COSTA, J. **Conversão Térmica da Energia Solar**. Sociedade Portuguesa de Energia Solar. Lisboa, Portugal.

LIBBY, C., BEDARD, R. **New Mexico Central Station Solar Power: Summary Report**. Electric Power Research Institute – EPRI, 2008.

LODI, C. **Perspectivas para a Geração de Energia Elétrica no Brasil utilizando a Tecnologia Solar Térmica Concentrada**. Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2011.

LUCENA, A. **Proposta Metodológica para Avaliação da Vulnerabilidade às Mudanças Climáticas Globais no Setor Hidroelétrico**. Tese de D.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2010.

MADEIRA, R. **Custos Associados à Energia Termo Solar de Receptor Central**. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2009.

MALAGUETA, D. **Geração Heliotérmica: Princípios e Tecnologias**. CRESESB. Rio de Janeiro, 2012. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br>>.

MICHAEL, J., GILMAN, P. **Technical Manual for the SAM Physical Trough Model**. NREL, 2011. Disponível em: <<http://www.nrel.gov>>.

MILLER, A., LUMBY, B. **Utility Scale Solar Power Plants: A Guide For Developers and Investors**. International Finance Corporation, 2012. Disponível em: <<http://www1.ifc.org/wps/wcm/connect/04b38b804a178f13b377ffdd29332b51/SOLAR%2BGUIDE%2BBOOK.pdf?MOD=AJPERES>>. Acesso em: 12 jan. 2013.

MME - Ministério de Minas e Energia, 2012. **Informativo Tarifário Energia Elétrica Brasil**. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br>>.

PACHECO, J., SHOWALTER, S., KOLB, W. “Development of a Molten-salt Thermocline Thermal Storage System for Parabolic Trough Plants”. **Solar Energy: The Power Choose**. 24 de Abril, 2001. Disponível em: <<http://www.nrel.gov>>.

PEREIRA, E., MARTINS, F., ABREU, S., *et al.* **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 1ª Edição, INPE, 2006. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br>>.

PENAFIEL, R. **Cenários de Geração de Eletricidade a partir de Geradores Heliotérmicos no Brasil: A Influência do Armazenamento de Calor e da Hibridização**. Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2011.

PHILIBERT, C., FRANKL, P., DOBROTKOVA, Z., *et al.* **Technology Roadmap: Concentrating Solar Power**. Internacional Energy Agency – IEA, 2010. Disponível em: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/csp_roadmap.pdf>. Acesso em: 19 mar. 2013.

PRICE, H. “A Parabolic Trough Solar Power Plant Simulation Model”. **Internacional Solar Energy Conference**. Havaí, 16-18 Março, 2003. Disponível em: <<http://www.nrel.gov>>.

RAGHEB, M. **Solar Thermal Power and Energy Storage Historical Perspective**. Illinois: University of Illinois at Urbana-Champaign, 2011. Disponível em: <<http://www.solarthermalworld.org/node/3303>>. Acesso em: 18 mar. 2013.

SCHAEFFER, R., LUCENA, A., SZKLO, A., *et al.* **Energia e a Economia Verde: Cenários Futuros e Políticas Públicas**. Fundação Brasileira para o Desenvolvimento Sustentável (FBDS), 2011. Disponível em: <http://fbds.org.br/fbds/IMG/pdf/doc-545.pdf>. Acesso em: 19 mar. 2013.

SCHAEFFER, R., SZKLO, A., BORBA, B., *et al.* **Potencial de Integração em Larga Escala de Energia Solar (Fotovoltaica e Térmica) para Geração Centralizada de Eletricidade no Brasil**. PPE/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2012.

SES - Stirling Energy Systems. **Solar Dish Stirling Systems Report For NREL CSP Technology Workshop**. Março, 2007. Disponível em: <http://www.nrel.gov/csp/troughnet/pdfs/2007/liden_ses_dish_stirling.pdf>. Acesso em: 20 mar. 2013.

Solar Advisor Model – SAM, 2008. **DRAFT CSP Reference Manual**. Disponível em: <<https://sam.nrel.gov/>>.

System Advisor Model – SAM, 2013. – **SAM’s Help System**. Disponível em: <<https://sam.nrel.gov/>>.

WAGNER, M., ZHU, G. “A Generic CSP Performance Model for NREL’s System Advisor Model”. **SolarPACES 2011**. Granada, Espanha, 20-23 Setembro, 2011. Disponível em: <<http://www.nrel.gov>>.

WAGNER, M., ZHU, G. “A direct-steam Linear Fresnel performance model for NREL’s System Advisor Model”. **ASME 2012 6th International Conference on Energy Sustainability & 10th Fuel Cell Science, Engineering and Technology Conference**. San Diego, USA, 23-26 Julho, 2012. Disponível em: <<http://www.nrel.gov>>.

WILCOX, S., MARION, W. **Users Manual for TMY3 Data Sets**. NREL, 2008. Disponível em: <<http://www.nrel.gov>>.