



**Universidade Federal de Campina Grande**

**Centro de Engenharia Elétrica e Informática**

Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

YURI RAMOS DE SOUSA

**ESTUDO COMPARATIVO ENTRE TECNOLOGIAS DE ENERGIA  
SOLAR TÉRMICA: CILINDRO PARABÓLICO VS. RECEPTOR  
CENTRAL**

Campina Grande, Paraíba  
Novembro de 2015

YURI RAMOS DE SOUSA

ESTUDO COMPARATIVO ENTRE TECNOLOGIAS DE ENERGIA  
SOLAR TÉRMICA: CILINDRO PARABÓLICO VS. RECEPTOR  
CENTRAL

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à  
Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica da  
Universidade Federal de Campina Grande  
como parte dos requisitos necessários para a  
obtenção do grau de Bacharel em Ciências no  
Domínio da Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Geração de Energia

Orientador:

Professor Leimar de Oliveira, D. Sc.

Campina Grande, Paraíba  
Novembro de 2015

YURI RAMOS DE SOUSA

ESTUDO COMPARATIVO ENTRE TECNOLOGIAS DE ENERGIA  
SOLAR TÉRMICA: CILINDRO PARABÓLICO VS. RECEPTOR  
CENTRAL

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à Unidade  
Acadêmica de Engenharia Elétrica da Universidade  
Federal de Campina Grande como parte dos requisitos  
necessários para a obtenção do grau de Bacharel em  
Ciências no Domínio da Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Geração de Energia

Aprovado em        /        /

**Professor Ubirajara Rocha Meira, D. Sc.**  
Universidade Federal de Campina Grande  
Avaliador

**Professor Leimar de Oliveira, D. Sc.**  
Universidade Federal de Campina Grande  
Orientador, UFCG

## RESUMO

Um crescente desenvolvimento no tocante a geração de energia a partir de fontes renováveis vem sendo observado nos últimos anos. A energia solar desempenha um papel importante nesta questão, e a tecnologia de geração termossolar (CSP) se mostra uma possibilidade viável no mundo inteiro. No Brasil, o potencial CSP ainda não é aproveitado, mas se mostra com potencial bastante considerável a sua implantação. Utilizando o software SAM, diversos arranjos de plantas foram simulados, focando nas duas tecnologias em maior operação no cenário mundial, a tecnologia cilindro-parabólico e a de receptor central. Buscou-se observar a viabilidade econômica da tecnologia no Brasil, mais precisamente na região nordeste, para os casos de plantas simples ou com a presença de um sistema de armazenamento térmico. Os resultados das simulações mostraram que a tecnologia ainda não se mostra economicamente competitiva no Brasil, sendo necessária a análise de alternativas para o incentivo da tecnologia.

**Palavras-chave:** CSP, SAM, Termossolar, Cilindro-Parabólico, Receptor Central.

## ABSTRACT

Recently, energy systems based on renewable power developments has been increasing. Solar power has an important role in this subject and concentrated solar power (CSP) is proving to be practicable around the world. In Brazil CSP has a significant potential, however, it is not well known in the country. By using the software SAM, different plants configurations were simulated, focusing in both most developed technologies in the area, parabolic-trough and central receiver. It was observed the viability of this technology implementation, most precisely in the northeast of Brazil. Plants with thermal storage and simple configuration were simulated. The results show that this technology is not competitive in Brazil and it is necessary analysis of alternatives to improve its development in the country.

**Keywords:** CSP, SAM, Parabolic-Trough, Central Receiver, Solar Thermal Power.

## AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus, por estar sempre presente na minha vida, me guiando e me dando forças para que eu pudesse superar todas as adversidades.

Aos meus pais Idevaldo e Virgínia, e meus irmãos Rodrigo, Gustavo e Vitor, pelo apoio e incentivo incondicional, e por acreditarem em mim e nas minhas escolhas.

Agradeço também aos meus amigos de curso, onde aprendemos que juntos seguidos mais fortes.

Aos meus amigos de intercâmbio, com os quais dividi muitos dos momentos mais marcantes da minha vida.

Finalmente, agradeço aos meus familiares e aos meus verdadeiros amigos, que sempre estiveram ao meu lado torcendo por mim e pelo meu sucesso.

# LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANA – Agência Nacional das Águas

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BEN – Balanço Energético Nacional

CSP – Concentrated Solar Power

DNI – Direct Normal Irradiation

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

GW – Gigawatt

GWh – Gigawatt hora

IEA – International Energy Agency

IRENA – International Renewable Energy Agency

LCOE – Levelized Cost of Energy

MS – Múltiplo Solar

MME – Ministério de Minas e Energia

MW – Megawatt

MWh – Megawatt hora

NREL – National Renewable Energy Laboratory

SAM – System Advisor Model

SWERA – Solar and Wind Energy Resource Assessment

TMY – Typical Meteorological Year

TWh – Terawatt hora



# Sumário

Capítulo I – Introdução .....	1
Capítulo II – Geração de Energia no Brasil .....	7
2.1 Matriz Energética do Brasil .....	7
2.2 Energia solar .....	12
Capítulo III – Fundamentação .....	15
3.1 Visão geral das tecnologias CSP .....	15
3.2 Cilindro Parabólico .....	17
3.2.1 Histórico da tecnologia CSP cilindro parabólica .....	18
3.2.2 Princípio de funcionamento da tecnologia CSP cilindro parabólica .....	20
3.2.3 Equipamentos que constituem o coletor solar cilindro parabólico .....	22
3.2.4 Exemplos de instalações utilizando a tecnologia CSP cilindro parabólica .....	27
3.3 Torre Solar .....	28
3.3.1 Histórico da tecnologia CSP torre solar .....	29
3.3.2 Princípio de funcionamento da tecnologia CSP torre solar .....	31
3.3.3 Equipamentos que constituem o sistema de torre solar .....	33
3.3.4 Exemplos de instalações utilizando a tecnologia CSP torre solar .....	38
Capítulo IV – Estudo de Caso .....	40
4.1 Procedimento metodológico .....	40
4.2 <i>System Advisor Model</i> – SAM: Software de simulação .....	40
4.3 Recurso solar no Brasil e escolha da localidade .....	42
4.4 Custo Nivelado de Energia – LCOE .....	45
4.5 Irradiação de Projeto e Múltiplo Solar (MS) .....	46
4.5.1 Cilindro parabólico .....	46
4.5.2 Torre solar .....	49

4.6 Arranjo das plantas.....	49
4.6.1 Campo solar .....	50
4.6.2 Bloco de geração .....	50
4.6.3 Armazenamento térmico.....	51
4.7 Modelo Financeiro e Custo dos Componentes .....	52
4.8 Simulações .....	55
4.8.1 Planta cilindro parabólico simples.....	56
4.8.2 Planta cilindro parabólico com armazenamento .....	57
4.8.3 Planta torre solar simples .....	58
4.8.4 Planta torre solar com armazenamento.....	59
4.9 Incentivos financeiros.....	61
4.9.1 Políticas de incentivo na Espanha .....	62
4.9.2 Políticas de incentivo nos Estados Unidos.....	63
4.10 Resultados.....	63
4.10.1 Análise da relação entre o armazenamento térmico e fator de capacidade no SAM .....	67
4.10.2 Repartição indicativa dos custos .....	71
4.10.3 Custo nivelado de energia a partir de CSP no mundo .....	72
Capítulo V – Conclusão .....	74
Referências Bibliográficas .....	76

## Lista de Figuras

Figura 1 - Visão geral das tecnologias CSP. ....	1
Figura 2 - Estimativa da capacidade instalada de plantas CSP no mundo até 2015.....	3
Figura 3 - Panorama atual da tecnologia CSP ao redor do mundo, dados de junho de 2015. ...	4
Figura 4 - Cenários para expansão da geração a partir de CSP no mundo até 2050. ....	5
Figura 5 - Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica no Brasil. ....	7
Figura 6 - Crescimento da geração de energia a partir do recurso térmico no Brasil.....	9
Figura 7 - Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica no Brasil. ....	10
Figura 8 - Matriz de produção de energia elétrica no Brasil. ....	10
Figura 9 - Crescimento da geração de energia a partir do recurso eólico no Brasil. ....	11
Figura 10 - Componentes da radiação solar. ....	12
Figura 11 - Mapa DNI do Brasil.....	13
Figura 12 - Esquemático da família de tecnologias CSP, onde (a) cilindro parabólico, (b) refletor linear Fresnel, (c) torre solar, (d) disco Stirling. ....	16
Figura 13 - Estrutura básica de um coletor CSP cilindro parabólico.....	17
Figura 14 - Parte da SEGS, Deserto Mojave – EUA. ....	19
Figura 15 - Parte de um campo de coletores da SEGS, Deserto Mojave – EUA. ....	19
Figura 16 - Divisão da tecnologia CSP em fase de operação, construção ou comissionamento no mundo, dados correspondentes à capacidade em MW até junho de 2015. ....	20
Figura 17 - Movimento do coletor parabólico de forma a rastrear a posição do sol. ....	21
Figura 18 - Princípio de funcionamento de uma planta com coletor cilindro parabólico.....	21
Figura 19 - Caixa de suporte principal com os braços de suporte do tubo receptor.....	23
Figura 20 - Configuração anterior somado com o poste de apoio a terra. ....	23
Figura 21 - Configuração anterior em conjunto com os braços de suporte dos espelhos refletores.....	24
Figura 22 - Configuração anterior, agora com os espelhos e o tubo receptor, formando a estrutura completa do coletor. ....	24
Figura 23 - Coletor EuroTrough.....	24
Figura 24 - Coletor SENERtrough.....	26
Figura 25 - Coletor HelioTrough.....	26
Figura 26 - Tubo de suporte como uma barra contínua trás benefícios ao sistema. ....	27
Figura 27 - Vista superior de uma das usinas Andasol, localizadas na Espanha. ....	28
Figura 28 - Tanques do sistema de armazenamento térmico da usina Andasol 3. ....	28

Figura 29 - Estrutura básica de uma planta com tecnologia de torre solar. ....	29
Figura 30 - Usina Solar II, localizada nos Estados Unidos. ....	30
Figura 31 - (a) Usinas em construção atualmente no mundo; (b) Projetos em desenvolvimento. Dados correspondentes à capacidade em MW até junho de 2015. ....	31
Figura 32 - Esquemático de uma usina de torre solar. ....	32
Figura 33 - Heliostato e seus componentes. ....	33
Figura 34 - Campo de heliostatos na usina Khi Solar One, na África do Sul. ....	35
Figura 35 - Heliostatos da usina Abengoa PS10, localizada em Sevilha, Espanha. ....	35
Figura 36 - Estrutura de suporte de aço (à esquerda), e de concreto (à direita). ....	37
Figura 37 - Usina Ivanpah na Califórnia, Estados Unidos. ....	38
Figura 38 - Vista superior de uma das torres do complexo Ivanpah na Califórnia, Estados Unidos. ....	39
Figura 39 - Tela de abertura do SAM. ....	41
Figura 40 - Configurações de projeto no SAM. ....	42
Figura 41 - Mapa DNI do Brasil. ....	43
Figura 42 - Mapa DNI do Nordeste. ....	43
Figura 43 - DNI de Bom Jesus da Lapa. ....	47
Figura 44 - Estatísticas mensais para DNI. ....	48
Figura 45 - Múltiplo Solar vs. LCOE. ....	48
Figura 46 - Ciclo Rankine e seus processos. ....	51
Figura 47 - Gráfico MS vs LCOE para planta de cilindro parabólico simples. ....	56
Figura 48 - Gráfico MS vs LCOE para planta de cilindro parabólico com armazenamento. ...	57
Figura 49 - Gráfico MS vs LCOE para planta de torre solar simples. ....	59
Figura 50 - Gráfico MS vs LCOE para planta de torre solar com armazenamento. ....	60
Figura 51 - Funcionamento de uma planta com sistema de backup e armazenamento solar. ...	67
Figura 52 - Custo total por potência instalada e seus componentes. ....	71
Figura 53 - Expectativa do declínio dos custos de plantas CSP no mundo. ....	73

## Lista de Tabelas

Tabela 1- Geração elétrica por fonte em GWh no Brasil entre 2009 e 2013. ....	8
Tabela 2 - Geração elétrica por fonte em GWh no Brasil entre 2009 e 2013. ....	8
Tabela 3 - Parcela de energia solar na produção de energia elétrica do país. ....	14
Tabela 4 - Classificação das tecnologias CSP de acordo com o tipo de foco/receptor .....	15
Tabela 5 - Custo dos componentes dos heliostatos.....	34
Tabela 6 - Resumo dos fluidos de transferência de calor.....	36
Tabela 7- Dados climatológicos cidades do Nordeste com dados disponíveis para o SAM. ..	44
Tabela 8 - Dados climatológicos da cidade Bom Jesus da Lapa no SAM. ....	45
Tabela 9 - Resumo dos parâmetros financeiros.....	53
Tabela 10 - Custo dos componentes para tecnologia cilindro parabólico simples e com armazenamento.....	54
Tabela 11 - Custo dos componentes para tecnologia torre solar simples e com armazenamento.....	55
Tabela 12 - LCOE em função do MS para planta de cilindro parabólico simples.....	56
Tabela 13 - LCOE em função do MS para planta de cilindro parabólico com armazenamento.....	57
Tabela 14- Dados técnicos para as plantas CSP cilindro parabólico.....	58
Tabela 15 - LCOE em função do MS para planta de torre solar simples.....	58
Tabela 16 - LCOE em função do MS para planta de torre solar simples, valores mais refinados.....	59
Tabela 17- LCOE em função do MS para planta de torre solar com armazenamento.....	59
Tabela 18 - LCOE em função do MS para planta de torre solar com armazenamento.....	60
Tabela 19- Dados técnicos para as plantas de tecnologia torre solar.....	61
Tabela 20 - Resultados obtidos nas simulações das plantas CSP cilindro parabólico.....	64
Tabela 21 - Resultados obtidos nas simulações das plantas CSP torre solar.....	66
Tabela 22 - Fator de capacidade em plantas CSP nos EUA em um período de 1 ano.....	69
Tabela 23 - Resultados das simulações para CSP cilindro parabólico.....	70
Tabela 24 - Médias mundiais de LCOE.....	72

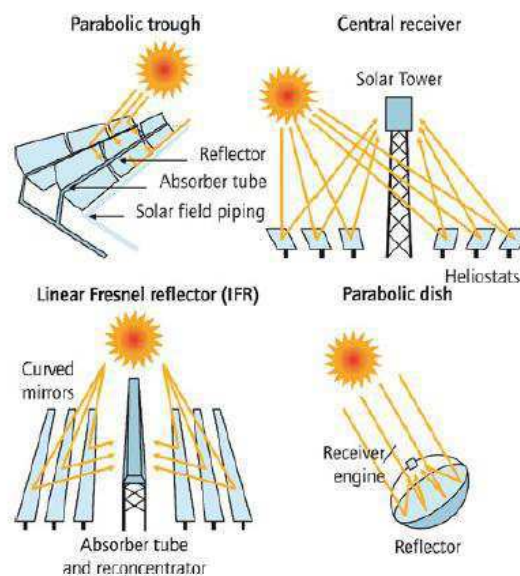
## Capítulo I – Introdução

O futuro do fornecimento de energia no mundo deve ser baseado na utilização de técnicas de geração de energia elétrica por fontes renováveis, buscando assim uma geração de energia sustentável. A imensa capacidade energética fornecida pelo sol a terra deve ser levada em consideração no tocante à geração de energia elétrica, concomitantemente seu caráter verde. O sucesso em seu desenvolvimento eficaz e lucrativo moldará o futuro da produção energética no mundo (Reeken et. al, 2014).

A geração solar se dá por meio de duas possibilidades tecnológicas, o sistema fotovoltaico, de tecnologia bastante difundida em caráter mundial e o sistema heliotérmico, que também pode responder como planta de energia solar concentrada (CSP). Basicamente, a primeira consiste em converter a energia solar diretamente em energia elétrica, e a segunda em concentrar a radiação solar em um ponto focal, produzindo calor em alta temperatura, em seguida convertendo energia mecânica em energia elétrica com a utilização de uma turbina (Penafiel, 2011).

Existem quatro principais tecnologias CSP disponíveis atualmente, a de cilindro parabólico, receptor central, Fresnel, e disco-parabólico. Na Figura 1, pode ser visualizado o funcionamento básico de cada uma das tecnologias mencionadas.

Figura 1 - Visão geral das tecnologias CSP.



Fonte: (Buck et. al, 2014)

Somando a capacidade os projetos em fase de operação, construção e em comissionamento no mundo, a capacidade dos projetos com a tecnologia CSP chegam a 5897.5 MW, dados catalogados em junho de 2015 (CSP Today, 2015). Deste valor, 4569 MW ou 77,44% dos projetos utilizam a tecnologia de calha parabólica, 1096 MW ou 18,58% são de projetos utilizando a tecnologia de receptor central, 231 MW ou 3,92% correspondem à tecnologia Fresnel e 3,5 MW ou 0,06% são de projetos com a tecnologia de disco parabólico. Pode-se observar claramente que as tecnologias mais desenvolvidas para geração solar térmica atualmente são a de cilindro parabólico, ou de calha parabólica e a de receptor central ou torre solar, que dominam esse setor com 96% da capacidade total.

Este foi o principal motivo para a escolha das análises destas duas tecnologias em particular, uma vez que são as que estão mais presentes no mercado mundial. A análise feita neste estudo tem como objetivo observar o Estado da Arte de ambas as tecnologias em soma a verificação da viabilidade econômica para implantação da tecnologia no Brasil, focando efetivamente no nordeste brasileiro. No tocante a questão econômica, simulações foram realizadas no software *System Advisor Model* – SAM, que possibilita a visualização de diversas possibilidades de arranjos das plantas bem como uma análise financeira e de política de incentivos bastante completos, resultando em uma análise detalhada e precisa dos dados levantados.

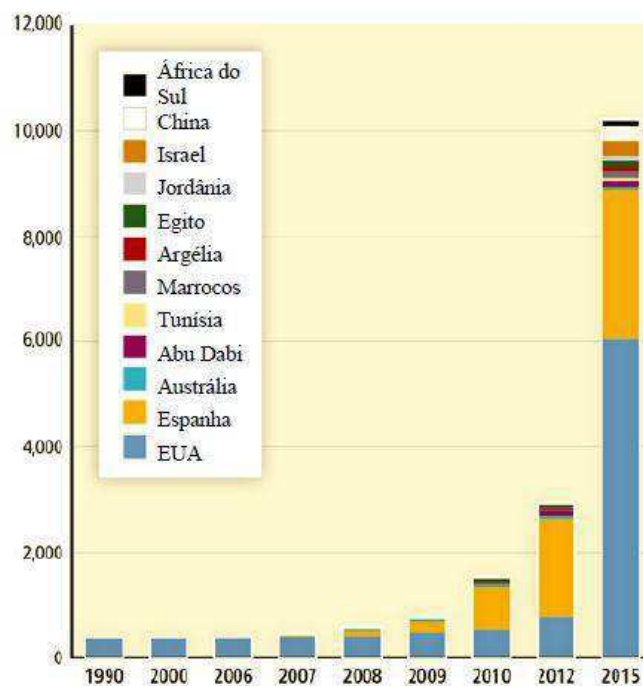
Dois países se destacaram muito nos últimos anos no que se diz respeito ao desenvolvimento da tecnologia CSP e construção das plantas, os Estados Unidos e a Espanha. Isso se deu devido às políticas de incentivo a utilização de energias renováveis nestes países.

No caso dos EUA, esses incentivos se deram a partir da homologação das regulações PURPA (*Public Utilities Regulatory Policies Act*) e a política nacional RPS (*Renewable Portfolio Standard*) (Fernandez-Garcia et. al, 2010; Wiser et. al, 2010). Na década de 1980, as primeiras usinas solares comerciais foram instaladas nos Estados Unidos, as SEGS, que no decorrer dos anos formou um complexo de nove usinas e estão em operação até os dias atuais.

Na Espanha esse desenvolvimento é mais recente, e o principal incentivo foi à definição de uma *feed-in-tariff* que era atraente para os investidores (González, 2008). Esse fator reflete nos dados atuais obtidos a partir da SolarPACES (*Solar Power and Chemical Energy Systems*), onde dos 4429 MW operacionais no mundo até junho de 2015, 2304 MW ou 52% estão localizados na Espanha.

Todavia o desenvolvimento destas tecnologias de geração heliotérmica não se restringe apenas a esses dois países citados. O gráfico apresenta dados a respeito do desenvolvimento da tecnologia no mundo. É mostrada a perspectiva desde os anos 1990, onde começou a operação de plantas CSP nos Estados Unidos, a entrada da Espanha neste contexto, a partir de 2007 e uma estimativa da capacidade em MW até o ano de 2015. A estimativa teve como base projetos em fase de planejamento em diferentes países no mundo. Esses dados podem ser observados na Figura 2, a seguir.

Figura 2 - Estimativa da capacidade instalada de plantas CSP no mundo até 2015.

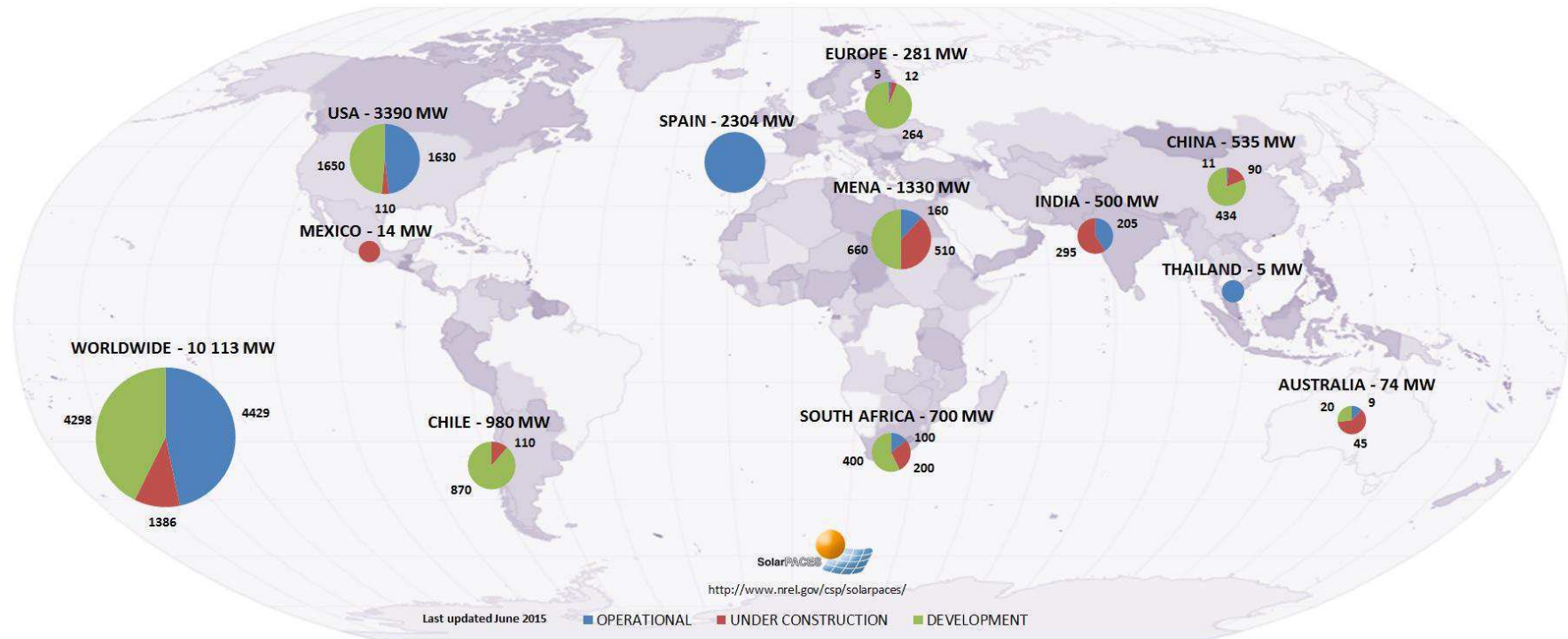


Fonte: (Arvizu et. al, 2011)

Em um trabalho desenvolvido pela SolarPACES, um levantamento de dados envolvendo projetos CSP ao redor de todo mundo foi feito, os projetos destacados já estão em fase operacional, em construção ou em desenvolvimento e mostra de maneira bastante clara a expansão destas tecnologias por todos os continentes. Na Figura 3 é evidenciado esse levantamento atualizado para o mês de junho de 2015, ou seja, o cenário da tecnologia de concentração solar atual.



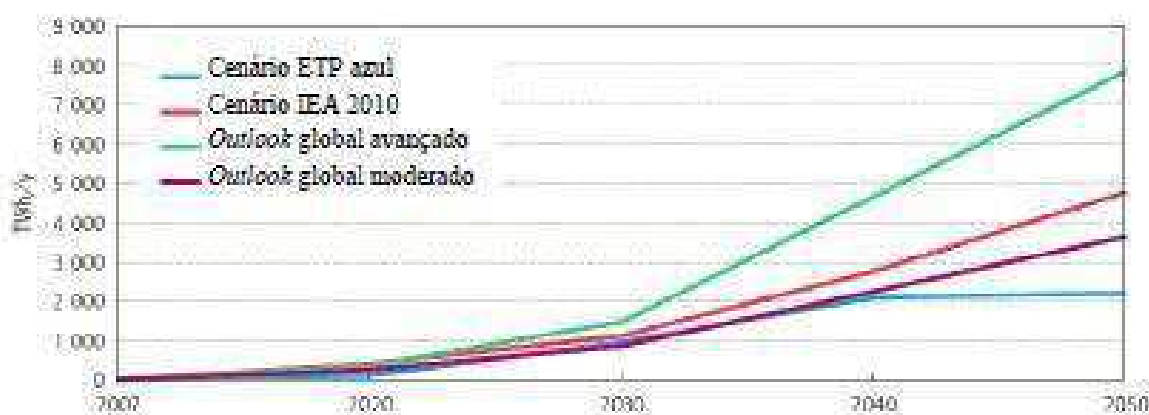
Figura 3 - Panorama atual da tecnologia CSP ao redor do mundo, dados de junho de 2015.



Fonte: (SolarPACES, 2015)

Além disso, a *International Energy Agency* - IEA apresenta previsões a cerca do desenvolvimento da CSP até o ano de 2050, comparando o cenário previsto pela própria IEA com outros três estudos. Independente do cenário analisado, os estudos apontam sempre para uma perspectiva otimista do crescimento da tecnologia. A variação se deu no intervalo entre 2 TWh/ano e 8 TWh/ano. As possibilidades moderadas da análise apontam um crescimento que vai de menos de 1 TWh/ano nos dias atuais para entre 3,5 TWh/ano e 5 TWh/ano como pode ser observado na Figura 4 (IEA, 2010).

Figura 4 - Cenários para expansão da geração a partir de CSP no mundo até 2050.



Fonte: (IEA, 2010)

Pode-se observar a partir destes dados que a tecnologia CSP vem sendo bastante inserida no cenário do aproveitamento da energia solar e consequentemente das energias renováveis. O estudo desta tecnologia vem sendo desenvolvido no mundo inteiro e este trabalho tem como objetivo analisar essa aplicabilidade no território brasileiro. Essa análise se torna relevante uma vez que o potencial solar do Brasil é bastante considerável, como colocado no Atlas Solar Brasileiro emitido em 2006 e pelos dados do software *GeoSpatial Toolkit*, que será mostrado no decorrer do trabalho.

Este trabalho está dividido em mais quatro capítulos, além da introdução. O segundo capítulo apresenta informações a respeito da geração de energia no Brasil, uma visão geral do comportamento da matriz energética brasileira nos últimos anos, ou seja, de como está distribuída a capacidade instalada e a produção de energia por cada fonte e destacando o

crescimento da geração térmica e a consequente redução da participação das energias renováveis, devido principalmente a questão da crise hídrica. Além disto, considerações a respeito da energia solar no Brasil, destacando o potencial energético desta fonte no país.

O terceiro capítulo contém a fundamentação teórica das tecnologias discutidas neste trabalho. É realizada uma abordagem geral das tecnologias CSP, bem como o histórico, princípio de funcionamento, os equipamentos constituintes e exemplos de instalações em operação das CSP cilindro parabólico e de torre solar, de forma detalhada.

O quarto capítulo evidencia os procedimentos metodológicos do estudo de caso em questão. É realizada a apresentação e o passo a passo da entrada dos dados necessários para do software utilizado para as simulações das diferentes configurações de plantas, o SAM. As questões que dizem respeito à escolha da localidade de implantação da planta no nordeste brasileiro, irradiação solar e arranjo das plantas também são descritas neste capítulo. Definições importantes como o custo nivelado de energia, que são utilizados na análise dos resultados obtidos com as simulações e toda a questão de modelagem financeira, custo dos componentes e incentivos financeiros são discutidas. Por fim, são apresentados os resultados e as análises das simulações realizadas.

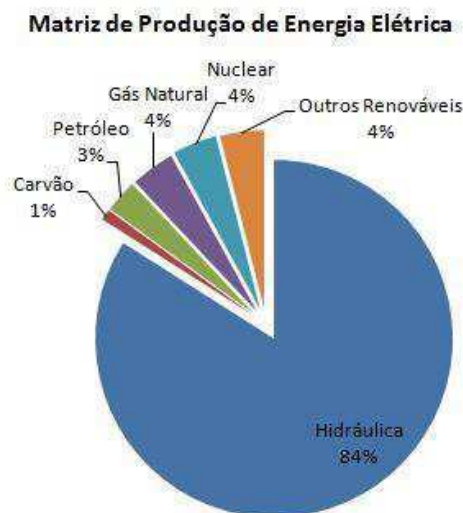
O quinto e último capítulo é de caráter conclusivo, onde o balanço geral do trabalho é feito bem como recomendações para trabalhos futuros.

## Capítulo II – Geração de Energia no Brasil

### 2.1 Matriz Energética do Brasil

O Brasil foi sempre conhecido por ter em sua matriz de capacidade de geração de energia elétrica uma grande porcentagem de geração a partir de recursos renováveis, principalmente a partir de recursos hidráulicos. Em 2006, de acordo com o Atlas Brasileiro de Energia Solar o Brasil tinha 84% da matriz de produção de energia elétrica baseado em fontes hidráulicas. Na Figura 5 foram colocados os dados fornecidos pelo Atlas, onde pode ser visto com bastante clareza o predomínio do recurso hidráulico na produção de energia. Panorama que foi bastante modificado com o passar dos anos até os dias atuais, como será visto na sequência do capítulo.

Figura 5 - Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica no Brasil.



Fonte: (Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2006)

Nos últimos anos vem se notando um crescimento na participação de outras fontes na capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil e levou a porcentagem dos

recursos hidráulicos na produção de energia elétrica a 67,9% (EPE, 2014), uma queda de 16,1% em relação aos dados computados em 2006.

Na Tabela 1 são apresentadas as participações por fonte hidráulica, térmica, eólica e solar na geração de energia dos anos 2009 a 2013, com dados do Balanço Energético Nacional do ano 2014.

Tabela 1- Geração elétrica por fonte em GWh no Brasil entre 2009 e 2013.

Recurso	2009	2010	2011	2012	2013
Hidráulico	83,4%	78,2%	80,55%	75,18%	68,6%
Térmico	15,9%	21,37%	18,94%	23,89%	30,3%
Eólico	0,3%	0,42%	0,5%	0,91%	1,2%
Solar	<0,01%	<0,01%	<0,01%	<0,01%	<0,01%

Fonte: (EPE, 2014)

Da tabela anterior comprova-se o que foi abordado anteriormente, no que se diz respeito ao crescimento na participação de outras fontes na geração de eletricidade no Brasil. É importante destacar a participação da energia eólica, que mesmo tendo pequena porcentagem na capacidade total teve um aumento bastante considerável em sua produção de energia. Outra observação interessante está na participação do recurso solar na geração, que continua praticamente nulo mesmo com seu grande potencial energético no Brasil, fator que será abordado posteriormente.

Tabela 2 - Geração elétrica por fonte em GWh no Brasil entre 2009 e 2013.

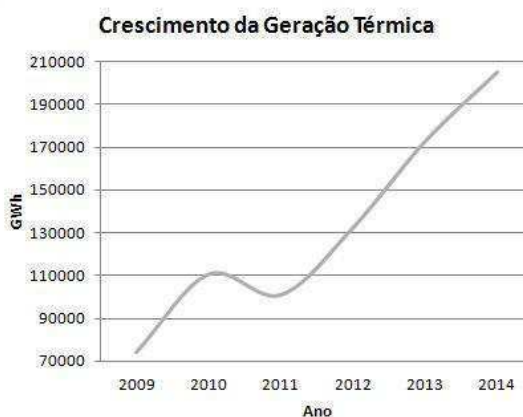
Recurso	2009	2013
Hidráulico	390.988 GWh	390.992 GWh
Térmico	73.932 GWh	172.457 GWh
Eólico	1.238 GWh	6.576 GWh

Fonte: (EPE, 2014)

A Tabela 2 resume os valores de geração por fonte em GWh e de maneira mais clara percebe-se as mudanças no panorama da matriz energética de produção de energia no Brasil. Enquanto o recurso hídrico manteve-se praticamente constante, os recursos térmicos tiveram um aumento de cerca de 100.000 GWh e a produção eólica teve um aumento de mais de cinco

vezes entre os anos de 2009 a 2013. Na Figura 6, a seguir, é esboçado o crescimento da geração térmica em GWh de 2009 a 2014 no Brasil, evidenciando de forma clara a constante crescente na participação das térmicas no país. Comportamento que faz com que o Brasil tenha uma perda razoável no seu caráter renovável de geração.

Figura 6 - Crescimento da geração de energia a partir do recurso térmico no Brasil.



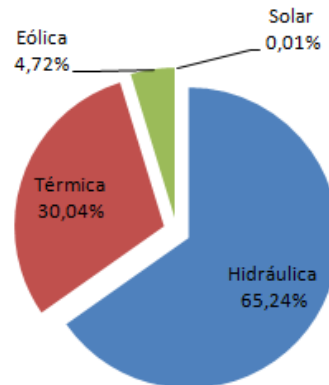
Fonte: Elaboração própria a partir de (EPE, 2014; MME, 2015).

O gráfico da Figura 7 resume a porcentagem de potência instalada para os empreendimentos em operação no Brasil nos dias atuais, baseado nos dados fornecidos pelo Banco de Informações de Geração - BIG disponível no site da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

O Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico do Brasil feito pelo Ministério de Minas e Energia, com base em dados da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE e da Eletrobrás, divulgou dados contabilizados até dezembro de 2014 da matriz de produção de energia elétrica no Brasil. Como pode ser visualizado na Figura 8 há diferenças entre a matriz de capacidade instalada e a energia efetivamente gerada.

Figura 7 - Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica no Brasil.

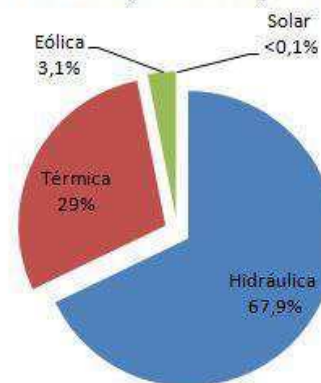
**Matriz de Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica**



Fonte: (ANEEL, 2015)

Figura 8 - Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

**Matriz de Produção de Energia Elétrica**



Fonte: (CCEE, 2014; Eletrobrás, 2014)

Existe constantemente a preocupação mundial a respeito da produção de energia a partir de energias renováveis, mas nota-se que no Brasil sua participação está diminuindo e dando espaços para ativação de termelétricas por todo o país devido à redução dos recursos hídricos no país.

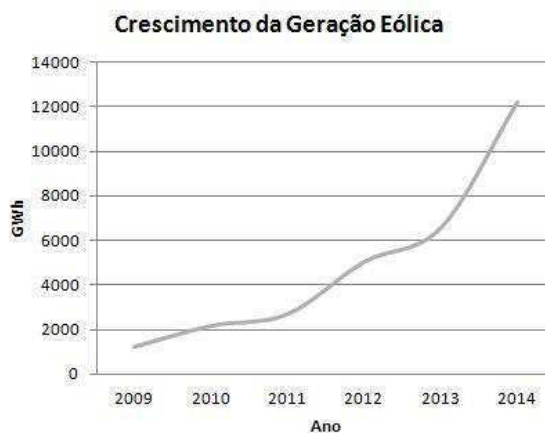
De acordo com o “Encarte Especial sobre a Crise Hídrica” divulgada pela Agência Nacional de Águas – ANA desde 2012 uma gradativa redução nos índices pluviométricos do país contribuiu para a diminuição na oferta de água para o abastecimento da população. Além

disso, regiões como o semiárido brasileiro possuem condições desfavoráveis em relação a recursos hídricos independente do período atual, que se mostra crítico em todas as regiões. A chamada crise hídrica afeta diretamente a produção de energia elétrica do Brasil, uma vez que tal recurso é a principal matriz energética do país. Todavia, outros recursos de fontes renováveis podem ser aproveitados, como a energia eólica e solar que tem tecnologias maduras e são utilizadas de maneira efetiva em todo o mundo.

Como se pôde perceber na Figura 7, a participação de energia a partir da matriz solar no Brasil é de apenas 0,01%, ou seja, praticamente nula. Entretanto, em 2006 foi publicado o Atlas Brasileiro de Energia Solar, que objetivou o fornecimento de uma base de dados confiáveis para o desenvolvimento de políticas públicas e atração do investimento da iniciativa privada no tocante a energias renováveis, mais precisamente da energia eólica e solar (Pereira et. al, 2006).

A utilização do recurso eólico já vem se destacando como foi possível observar anteriormente, e fazendo a comparação com o ano de 2013 houve um aumento de 85,6% na produção de eletricidade utilizando este recurso em 2014, ou seja, passou de 6.578 GWh para 12.210 GWh e uma expansão da potência instalada de 122% (BEN, 2015). Na Figura 9 há o esboço do crescimento da geração eólica desde 2009 até 2014, deixando claro mais uma vez o quanto a mesma vem crescendo no Brasil e se mostrando propícia continuar nessa ascendente de participação na geração.

Figura 9 - Crescimento da geração de energia a partir do recurso eólico no Brasil.



Fonte: Elaboração própria a partir de (EPE, 2014; BEN, 2015).

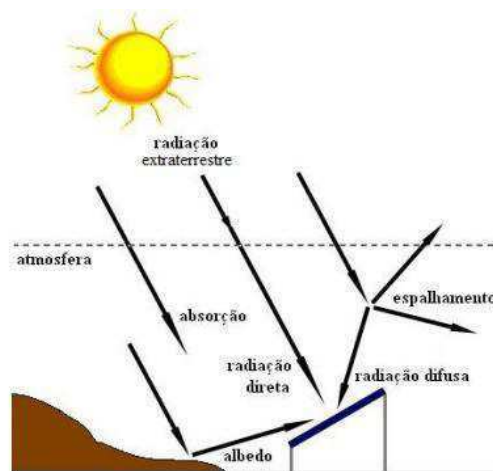


## 2.2 Energia solar

A energia solar pode ser aproveitada para geração de energia elétrica por sistemas de conversão térmicos ou fotovoltaicos. O objeto de estudo deste trabalho é um tipo de conversão térmica, trata-se mais precisamente da energia solar concentrada, ou *Concentrated Solar Power* - CSP como é mais conhecida mundialmente.

A radiação solar que chega a superfície da Terra incidindo em uma superfície refletora constitui-se de duas componentes, a direta e a difusa. A primeira atinge a superfície diretamente da direção do Sol, e a segunda é proveniente de todas as direções e chega à superfície após sofrer espalhamento pela atmosfera da terra. No caso de um dia totalmente nublado, toda radiação que chega à superfície é radiação difusa, no caso contrário pelo menos 20% da mesma atinge a superfície (Pinho, 2014). Na Figura 10 são apresentadas as componentes da radiação solar.

Figura 10 - Componentes da radiação solar.



Fonte: (Pinho et. al, 2008)

A componente direta da irradiação solar ou *Direct Normal Irradiance* – DNI é o principal parâmetro de interesse no tocante a tecnologias CSP, pois pode ser concentrada em pequenas áreas com a utilização de espelhos ou lentes. De acordo com desenvolvedores da tecnologia, valores pelo menos entre 1.900 kWh/m<sup>2</sup>/ano a 2.100 kWh/m<sup>2</sup>/ano são considerados típicos para a utilização da tecnologia, e valores abaixo disso com mais vantagens para outras

tecnologias de energia solar. Além disso, locais propícios para implantação dessa tecnologia requer locais quentes e com poucas nuvens, características encontradas no semiárido brasileiro (IEA, 2010).

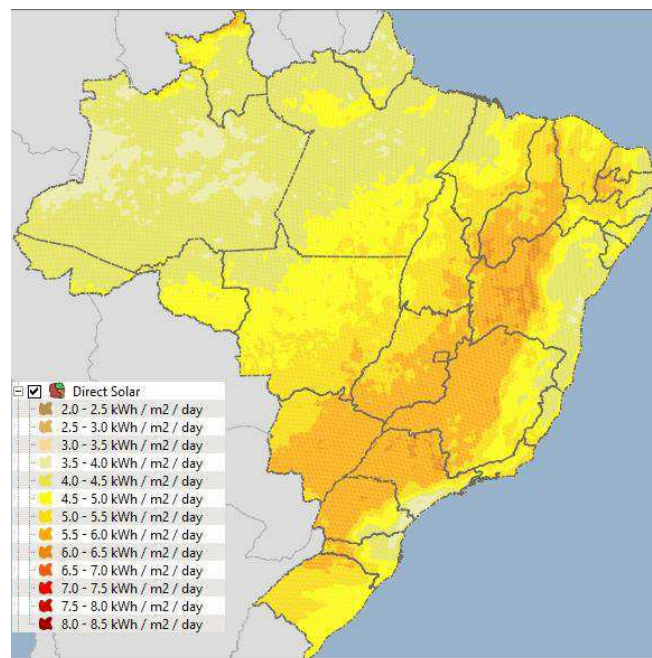
São quatro as principais tecnologias com concentradores solar, que são caracterizadas de acordo com as diferentes configurações dos coletores ou espelhos refletores: cilindro parabólico, receptor central ou torre solar, linear Fresnel e disco parabólico.

Informações a respeito da DNI e do levantamento de dados para geração dos mapas de irradiação direta foi feito pelo projeto SWERA - *Solar Wind Energy Resource Assessment* estão presentes no Atlas Brasileiro de Energia Solar de 2006.

O software *GeoSpatial Toolkit* - GsT é utilizado neste trabalho para gerar o mapa DNI do Brasil de modo a verificar as melhores áreas para a construção de uma planta CSP e da mesma maneira que o Atlas Brasileiro de Energia Solar utiliza a mesma base de dados do projeto SWERA.

O mapa DNI do Brasil pode ser visualizado a seguir, na Figura 11, onde é possível observar diversas localidades propícias à instalação de plantas CSP.

Figura 11 - Mapa DNI do Brasil.



Fonte: GeoSpatial Toolkit.

Informações mais detalhadas a respeito do GsT e das localidades indicadas para implementação dos projetos CSP podem ser encontradas no Capítulo IV deste trabalho, onde é feita uma série de simulações e uma análise comparativa de algumas configurações de plantas CSP no nordeste brasileiro englobando duas dentre as quatro tecnologias principais que trabalham com energia solar concentrada.

Como dito anteriormente a participação da geração solar no Brasil continua quase que irrisória mesmo o país se mostrando bastante propício a esse tipo de geração pelo menos no que se diz respeito ao recurso solar. A partir de dados da edição de junho de 2015 da “Resenha Energética Brasileira” feita pelo Ministério de Minas e Energia do Brasil - MME essa questão pode ser comprovada. A Tabela 3 resume a participação da energia solar na produção de energia elétrica do país.

Tabela 3 - Parcela de energia solar na produção de energia elétrica do país.

Ano	Energia Solar	Oferta Total de Energia Elétrica
2013	5 GWh	570.835 GWh
2014	16 GWh	590.479 GWh

Fonte: Elaboração própria a partir do (MME, 2015).

Ao observar os dados da Tabela 3 fica claro a quase nula presença da energia solar no Brasil. Colocando em termos percentuais, as contribuições em 2013 e 2014 foram respectivamente de 0,00086% e 0,0027%. Números expressivamente baixos para um país cujo recurso solar é abundante tanto para geração fotovoltaica quanto termossolar. Ao observar o mapa DNI do Brasil, é razoável supor que esse panorama pode ser modificado com a inserção das tecnologias CSP no país. No entanto, o fator predominante para implantação de novas tecnologias é o econômico e uma abordagem mais detalhada será feita no decorrer deste trabalho.

## Capítulo III – Fundamentação

Neste capítulo, será feita uma abordagem do histórico e Estado da Arte das tecnologias de geração termossolar, mais especificamente das tecnologias CSP cilindro parabólica e de torre solar.

### 3.1 Visão geral das tecnologias CSP

O funcionamento básico de uma planta solar concentradora se dá a partir da irradiação direta solar (DNI) sobre superfícies refletoras (espelhos), que redirecionam os raios solares a um foco, aquecendo assim um fluido de trabalho, que através de trocas de calor geram vapor, acionando uma turbina e gerando energia elétrica (IEA, 2010).

Existem quatro diferentes tipos de tecnologias CSP, são elas: (a) cilindro parabólico, (b) refletor linear Fresnel, (c) torre solar, (d) disco Stirling. As diferenças entre as mesmas se dá pelo tipo de foco e pelo tipo de receptor.

O tipo de foco pode ser pontual, ou seja, a irradiação solar é refletida sobre um ponto ou do tipo linear, onde a irradiação é focada sobre uma linha. Percebe-se que temperaturas mais elevadas são atingidas nas de focos pontuais. No caso do tipo dos receptores, eles variam entre receptores fixos e móveis. Os do tipo móvel atuam em conjunto com o movimento do sistema coletor, seguindo sempre a direção de maior incidência de irradiação solar. Já os do tipo fixo, permanecem parados não tendo relação com o movimento dos coletores (Lodi, 2011). A Tabela 4 classifica a família de tecnologias CSP de acordo com seu tipo de foco e receptor.

Tabela 4 - Classificação das tecnologias CSP de acordo com o tipo de foco/receptor

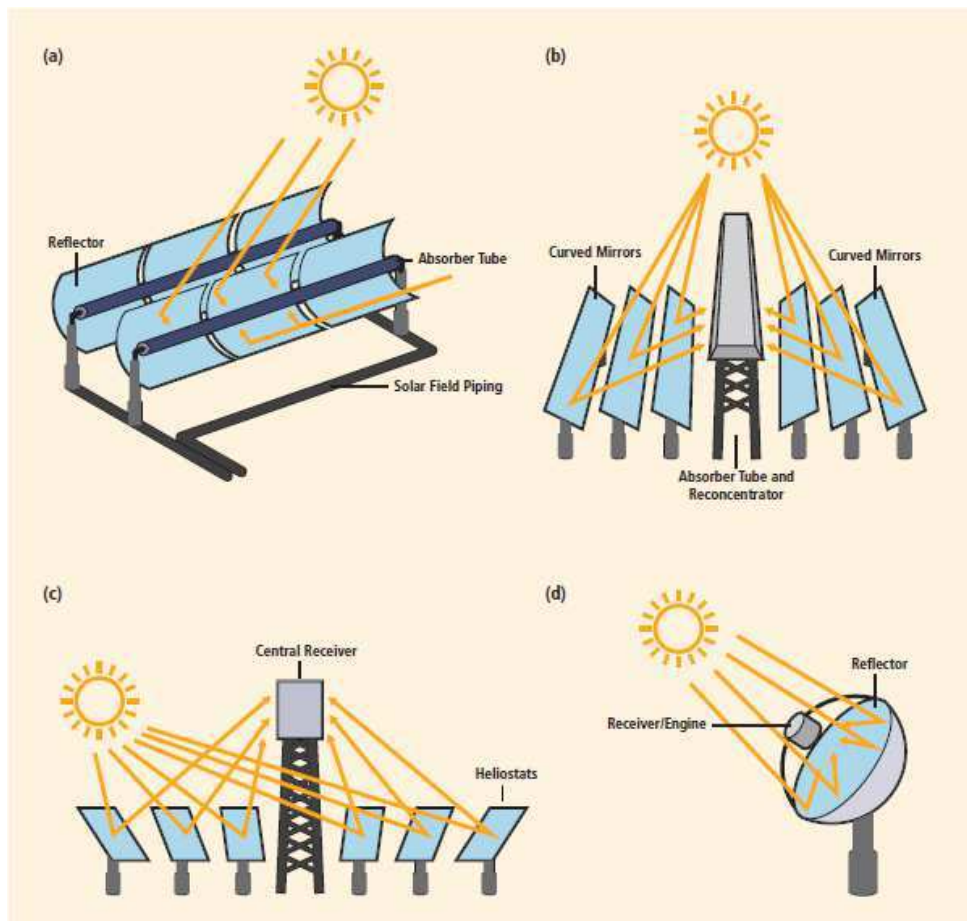
	Foco Linear	Foco Pontual
Receptor Fixo	Refletor Linear Fresnel	Torre Solar
Receptor Móvel	Cilindro Parabólico	Disco Parabólico

Fonte: (IEA, 2010)

Na Figura 12 é ilustrado o esquemático básico da família de tecnologias CSP, exibindo as ilustrações dos arranjos das tecnologias por concentradores solar.

As tecnologias abordadas neste trabalho de conclusão de curso são a cilindro parabólico e a de torre solar, a primeira é de foco linear e a segunda de foco pontual. Além disso, ambas as tecnologias são as de maior índice de operação, planejamento e desenvolvimento no mundo, conseqüentemente, uma ampla gama de usinas podem ser exemplificadas, bem como as algumas características das mesmas, como, por exemplo, a questão de armazenamento térmico e hibridização (CSP Today, 2015).

Figura 12 - Esquemático da família de tecnologias CSP, onde (a) cilindro parabólico, (b) refletor linear Fresnel, (c) torre solar, (d) disco Stirling.



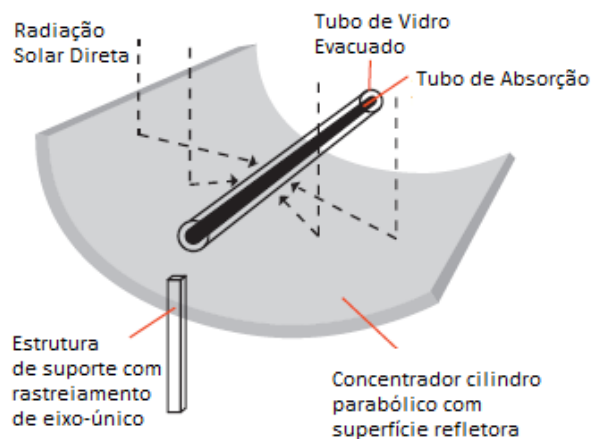
Fonte: (Richter et. al, 2009)

### 3.2 Cilindro Parabólico

No tocante a geração de energia elétrica a partir de concentradores solar, a tecnologia cilindro parabólico, ou de calha parabólica é a que possui maior capacidade instalada em operação, bem como plantas em construção ou em desenvolvimento (CSP Today, 2015). Desta maneira, percebe-se que é a tecnologia mais madura na área atualmente.

Na Figura 13 pode-se perceber basicamente a estrutura do coletor de calha parabólica, indicando as principais partes constituintes do mesmo. Os equipamentos que constituem a estrutura completa do arranjo de uma usina com o uso da tecnologia em questão serão abordados posteriormente, bem como as diferentes estruturas de suporte, os tipos de materiais refletores, fluido de trabalho, dentre outras características.

Figura 13 - Estrutura básica de um coletor CSP cilindro parabólico.



Fonte: (Reeken et. al, 2014), adaptado pelo autor.

Pode-se concluir que os coletores em formato de calha parabólica concentram a energia solar efetivamente em um tubo receptor, que corre ao longo do interior da superfície curvada em sua linha focal. No interior deste tubo circula um fluido de trabalho, que pode ser um óleo sintético, por exemplo. O fluido é aquecido e então bombeado através de trocadores de calor para produzir vapor superaquecido. Este vapor é convertido em eletricidade a partir de um gerador a vapor convencional (Richter et. al, 2009).

### 3.2.1 Histórico da tecnologia CSP cilindro parabólica

Esta seção apresenta um breve histórico dos modelos de tecnologia cilindro parabólica ao longo dos anos desde sua primeira aparição até os dias atuais.

O primeiro coletor conhecido deste tipo foi apresentado no ano de 1880 por John Ericsson, e foi utilizado em um motor de ar quente. Todavia, a primeira patente da tecnologia foi obtida por Wilhelm Meier e Adolf Remshardt em 1907, e o propósito era geração de vapor. Em 1913, Frank Shuman em conjunto com Charles Vernon Boys desenvolveu uma planta de bombeamento para irrigação, no qual a energia era fornecida por coletores parabólicos. O projeto fez sucesso, porém, foi fechada com Primeira Guerra Mundial e investimentos na área foram cessados devido às tecnologias por combustão serem mais rentáveis (Fernandez-García et. al, 2010).

Houve cerca de sessenta anos de estagnação no desenvolvimento das tecnologias de concentradores solar. Porém, com a crise do petróleo nos anos setenta, governos realizaram novas medidas e investimentos foram realizados no tocante a energias alternativas, e com isso a tecnologia CSP voltou a ser desenvolvida (Reeken et. al, 2014).

Essas novas medidas e investimentos tiveram como resultados diversos desenvolvimentos na tecnologia cilindro parabólica, e alguns exemplos podem ser observados a seguir.

Entre 1977 e 1982 a empresa Acurex instalou sistemas de demonstração utilizando a tecnologia cilindro parabólica com uma área total de abertura de cerca de 10.000 m<sup>2</sup> nos Estados Unidos. Em 1981 uma usina foi instalada em Coolidge, Arizona com capacidade de 150 kWe. (Reeken et. al, 2014). Em 1979 a primeira planta solar comercial foi instalada em Albuquerque, Novo México, pela *Sandia National Laboratory* (Lodi, 2011).

Projetos também começaram a ser desenvolvidos na Europa, mais precisamente na Espanha. Em 1981 um projeto demonstrativo foi instalado em Tabernas na Espanha, no mesmo ano a Plataforma Solar de Almeria foi colocada em operação. A partir de 1986 a empresa *Southern California Edison - SCE* em conjunto com a *LUZ International Limited* desenvolveram as duas primeiras usinas solares comerciais, as *Solar Electric Generating System – SEGS I e II*. Dando continuidade, a LUZ assinou diversos contratos padrões juntamente com a SCE para o desenvolvimento das SEGS III até IX. A capacidade combinada dessas usinas é de 354 MW (Ragheb, 2011). As figuras 14 e 15 ilustram partes das SEGS instaladas no deserto de

Mojave, localizado nos EUA e exemplificam de maneira bastante clara a disposição de um campo de coletores de tecnologia cilindro parabólico.

Todavia, problemas internos levaram a empresa LUZ a não obter sucesso na instalação da SEGS X e sua falência foi decretada em 1991. Este foi um dos motivos para o pouco desenvolvimento da tecnologia nos anos noventa. Em 2004, a Espanha introduziu uma tarifa especial, chamada tarifa *feed-in*, encorajando o desenvolvimento de energias renováveis. Esta medida desencadeou ao redor do mundo um grande desenvolvimento das tecnologias CSP, principalmente a de tecnologia cilindro parabólica (Reeken et. al, 2014).

Figura 14 - Parte da SEGS, Deserto Mojave – EUA.



Fonte: Sandia National Laboratory.

Figura 15 - Parte de um campo de coletores da SEGS, Deserto Mojave – EUA.



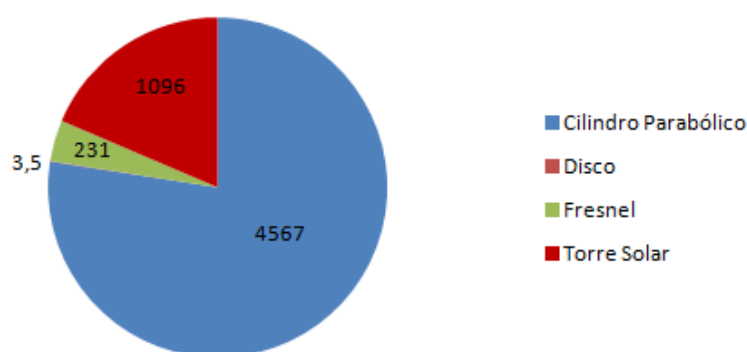
Fonte: Ellen McKnight Photography.

Analisando os projetos em operação, construção e em fase de comissionamento, percebe-se claramente a superioridade no número das aplicações que utilizam a tecnologia de calha



parabólica e em seguida a de torre solar, em comparação com o restante da família de tecnologias CSP. A Figura 16 resume a partir de um gráfico, a capacidade em MW nas três fases citadas anteriormente.

Figura 16 - Divisão da tecnologia CSP em fase de operação, construção ou comissionamento no mundo, dados correspondentes à capacidade em MW até junho de 2015.

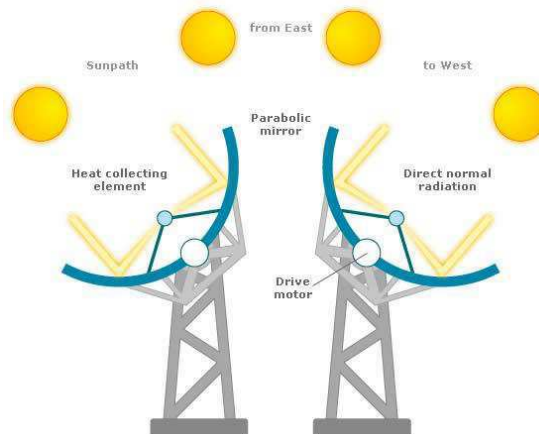


Fonte: (CSP Today, 2015)

### 3.2.2 Princípio de funcionamento da tecnologia CSP cilindro parabólica

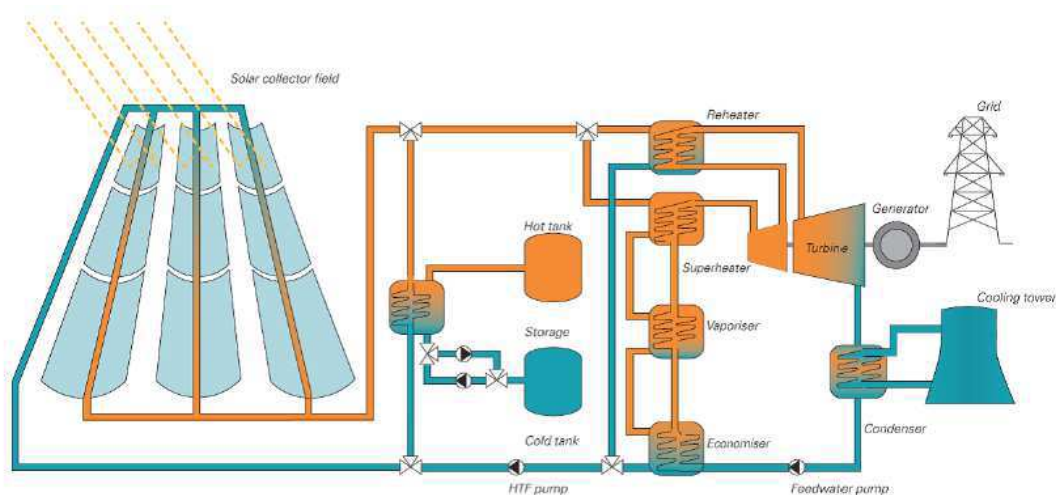
O concentrador solar de formato cilindro parabólico é um dispositivo óptico, projetado para coletar a radiação direta do sol e convertê-la em calor. Para isso que isso ocorra mais efetivamente, o coletor rastreia continuamente a posição do sol, havendo conseqüentemente uma maior eficiência no sistema (Kalogirou, 2009), a Figura 17 evidencia esse comportamento. O elemento onde o calor é concentrado se localiza no ponto focal do aparato em formato de calha parabólica, como observado mais claramente nas figuras 13 e 14. O fluido de transferência circula dentro do tubo receptor e transporta a energia absorvida para o bloco de geração, onde a partir de trocadores de calor é gerado vapor aquecido, que vai acionar uma turbina e gerar a energia elétrica (Reeken et. al, 2014). A Figura 18 ilustra o sistema completo de geração em questão, mostrando o campo solar onde a energia solar é concentrada e convertida em calor, e o bloco de geração, onde estão os trocadores de calor, sistema de condensação e onde há a conversão do calor concentrado em eletricidade.

Figura 17 - Movimento do coletor parabólico de forma a rastrear a posição do sol.



Fonte: [www.solarpower2day.net](http://www.solarpower2day.net)

Figura 18 - Princípio de funcionamento de uma planta com coletor cilindro parabólico.



Fonte: (Reeken et. al, 2014)

As plantas também podem ser hibridizadas, como forma de *backup* com combustíveis fósseis ou biomassa, garantindo uma produção mais duradoura. Este recurso é utilizado pela maioria das plantas em atividade (IEA, 2010). Além disso, também há possibilidade de sistema de armazenamento térmico, como presente em plantas CSP na Espanha e Estados Unidos (Arvizu et. al, 2011). Um exemplo de uma usina com armazenamento térmico é a *Solana Generating Station*, desenvolvida pela empresa Abengoa Solar e está localizada no Arizona,

Estados Unidos. É um sistema do tipo indireto utilizando dois tanques, utiliza sais fundidos como fluido de transferência e tem capacidade de armazenamento de 6 horas (NREL, 2015).

### 3.2.3 Equipamentos que constituem o coletor solar cilindro parabólico

Além dos coletores e tubo de absorção de calor, para estrutura do coletor por inteiro também é necessário os equipamentos de suporte e de torque, e são bastante importantes na configuração do sistema. As diferentes tecnologias no tocante aos coletores diferem principalmente quanto à estrutura de suporte, o que será observado com exemplos durante esta seção.

O campo solar é formado por um conjunto de coletores solares, em inglês *Solar Collector Assembly* -SCA. Os coletores solares são compostos por alguns subsistemas chave, como estrutura dos concentradores, os espelhos ou equipamentos refletores, o receptor linear ou elemento coletor de calor e dos sistemas de equilíbrio.

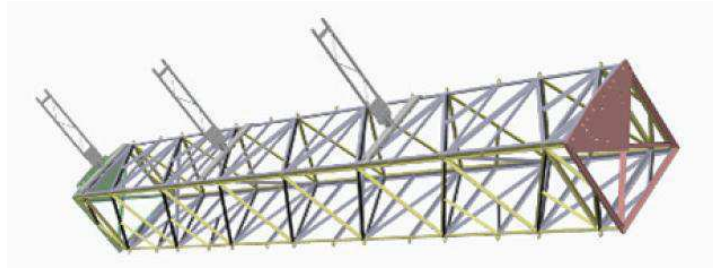
No Estado da Arte da tecnologia CSP cilindro parabólica, a estrutura de suporte do concentrador leva em conta diversas peculiaridades. O suporte das estruturas refletoras e dos receptores tem que obedecer a uma rigidez específica, a fim de manter o alinhamento óptico do sistema e permitir a movimentação do coletor para que as estruturas refletoras continuem a rastrear o movimento do sol, conseqüentemente, mantendo a eficiência do sistema. Além disso, deve ser levada em consideração a ação de forças externas como o vento, que influencia, por exemplo, no tamanho do comprimento do coletor, funcionando assim como um fator limitante (Reeken, et. al, 2014).

Para exemplificar de forma mais clara e detalhada cada componente da estrutura de suporte de um coletor de calha parabólica, o coletor EuroTrough servirá como exemplo. Posteriormente, outros coletores também bastante utilizados atualmente nas plantas CSP serão exemplificados, mas de forma menos detalhada.

As estruturas de suporte principal podem ser basicamente um tubo de torque, ou uma caixa de torque. Geralmente os materiais utilizados são o aço ou o alumínio. Nos últimos anos estudos vem sendo desenvolvidos e tipos alternativos de estruturas de suporte estão sendo estudados

(Reeken et. al, 2014). Na Figura 19 é retratada a estrutura do tipo *torque box*, juntamente com os braços de suporte para o tubo receptor.

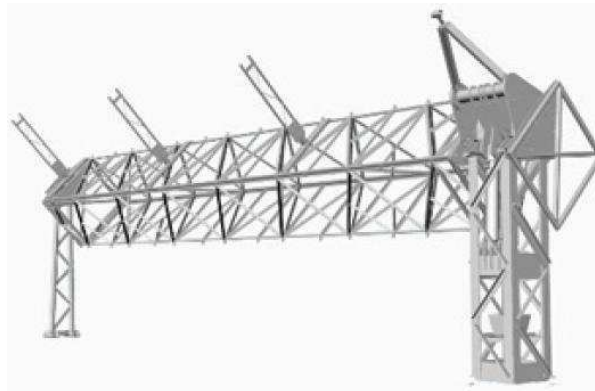
Figura 19 - Caixa de suporte principal com os braços de suporte do tubo receptor.



Fonte: (Reeken et. al, 2014)

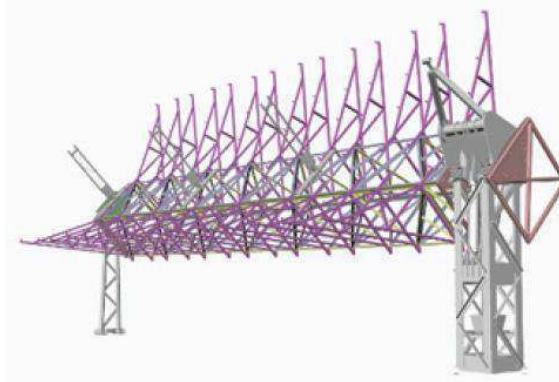
Juntamente com a estrutura suporte principal, os postes e fundação também são importantes aspectos da configuração do campo solar, bem como os braços de suporte para os espelhos, completando ai o sistema por completo. Os braços de suporte para os painéis espelhados são fixados adequadamente a caixa de suporte principal, visando também à questão do rastreamento do sol para manter o sistema com a eficiência máxima possível ao longo do dia (Reeken, 2014). Nas figuras 20, 21, e 22 é possível observar passo a passo a junção de todos os equipamentos necessários para a construção do coletor por completo de forma bastante clara e objetiva.

Figura 20 - Configuração anterior somado com o poste de apoio a terra.



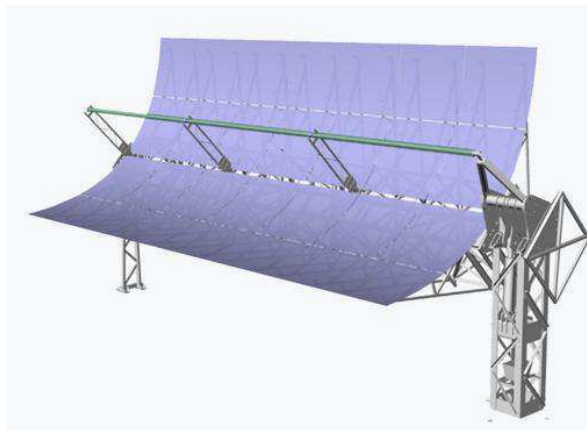
Fonte: (Reeken, et. al, 2014)

Figura 21 - Configuração anterior em conjunto com os braços de suporte dos espelhos refletoras.



Fonte: (Reeken, et. al, 2014)

Figura 22 - Configuração anterior, agora com os espelhos e o tubo receptor, formando a estrutura completa do coletor.



Fonte: (Reeken, et. al, 2014)

Figura 23 - Coletor EuroTrough.



Fonte: [www.heliotrough.com](http://www.heliotrough.com)

Na Figura 23 é ilustrado o coletor EuroTrough físico, observado em uma usina de tecnologia cilindro parabólico que utiliza este tipo de coletor. É possível observar cada equipamento abordado anteriormente de maneira bastante clara. Essa é basicamente a configuração de diversos outros tipos de coletores com espelhos curvados parabolicamente.

Os coletores desenvolvidos pela LUZ nas SEGS de I a IX, os LS-1, LS-2 e LS-3. Atualmente os mais conhecidos são os coletores Solargenix - SGX, EuroTrough, SENERtrough e o ENEA Collector. E os mais recentemente desenvolvidos são os coletores HelioTrough – HT, Ultimate Trough – UT, SENERtrough-2, SkyTrough, Large Aperture Trough – LAT 73, Abengoa E2 e AirLight. As principais diferenças entre os diferentes tipos de coletores são efetivamente nos materiais utilizados, a escolha da estrutura de suporte principal entre armação em tubo ou caixa, o ângulo de aberturados coletores, continuidade da superfície refletora, dentre outras peculiaridades que buscam sempre alcançar preços mais competitivos e alta eficiência (Reeken, et. al, 2014).

O coletor SENERtrough é o mais comumente construído dentre os coletores. A estrutura de suporte principal é do tipo tubo, diferentemente do observado anteriormente no exemplo do coletor EuroTrough e é apoiado por mancais de deslizamento. Os braços de suporte dos painéis refletores também têm diferenças importantes. Já as dimensões dos painéis refletores e do tubo receptor utilizadas são as mesmas do coletor LS-3, e o comprimento do coletor igual ao do EuroTrough (Reeken, et. al, 2014). Na Figura 24 é possível observar o coletor em questão, bem como o tubo de torque, substituindo o tipo caixa, e as diferenças nos braços de suporte das superfícies espelhadas.

Como exemplo dos coletores desenvolvidos recentemente, será abordado o coletor HelioTrough, que também tem como estrutura de suporte principal tipo tubo, e foi desenvolvido pela Flagsol GmbH juntamente com a *Schlaich Bergermann und Partner*.

Figura 24 - Coletor SENERtrough.



Fonte: [www.sener.es](http://www.sener.es)

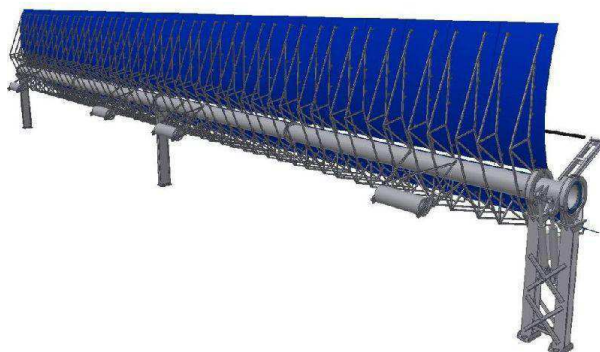
Os projetos de tais coletores buscaram alcançar diversas características. Tais características são: a redução o número de equipamentos como, por exemplo, os de conexão, redução de custos de montagem e manutenção, aumentar o tempo de vida do sistema, espelhos refletores sem espaçamentos, aumento de eficiência devido à diminuição de perdas por calor, utilização de menos espaço, dentre outras. Houve também um aumento na largura de abertura dos espelhos para 6.78 metros, e o comprimento conjunto de coletores solares para 191 metros (Kötter et. al, 2012; Riffelmann et. al, 2009). Na Figura 25 é apresentado um coletor do tipo HelioTrough, onde é possível observar de maneira clara características como o não espaçamento entre os espelhos, proporcionando uma maior área refletora. Outra característica bastante importante pode ser vista na Figura 26, trata-se do tubo de suporte que se mostra como uma barra contínua, diferentemente de todas as outras tecnologias de coletores desenvolvida. Essa característica dá ao sistema, por exemplo, uma maior resistência a torções e reduz tensões nos materiais.

Figura 25 - Coletor HelioTrough.



Fonte: (Kötter et. al, 2012)

Figura 26 - Tubo de suporte como uma barra contínua trás benefícios ao sistema.



Fonte: [www.heliotrough.com](http://www.heliotrough.com)

### 3.2.4 Exemplos de instalações utilizando a tecnologia CSP cilindro parabólica

Como observado anteriormente, usinas que utilizam esse tipo de tecnologia são as mais comuns e as que estão mais em operação nos dias atuais. Alguns exemplos já foram citados, como o caso das usinas SEGS de I a IX, que estão localizadas nos Estados Unidos. Outro exemplo bastante interessante são as usinas Andasol, as quais apresentam sistema de armazenamento térmico. No total são três usinas, localizadas na Espanha e capacidade de geração de 50 MW cada. Além disso, essas plantas trabalham com um sistema de armazenamento térmico utilizando sais fundidos, permitindo assim a operação à noite ou em períodos nublados com capacidade máxima de operação de 7.5 horas. Na Figura 28 é ilustrado o sistema de armazenamento indireto de dois tanques presentes nas usinas Andasol (Richter et. al, 2009).

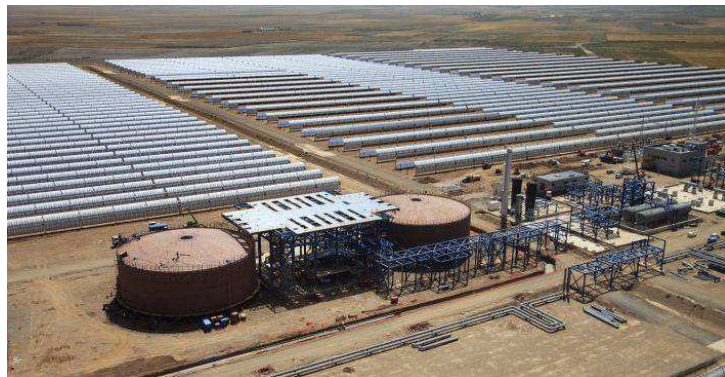


Figura 27 - Vista superior de uma das usinas Andasol, localizadas na Espanha.



Fonte: [www.greenpeace.org](http://www.greenpeace.org)

Figura 28 - Tanques do sistema de armazenamento térmico da usina Andasol 3.



Fonte: [www.solarmillennium.de](http://www.solarmillennium.de)

### 3.3 Torre Solar

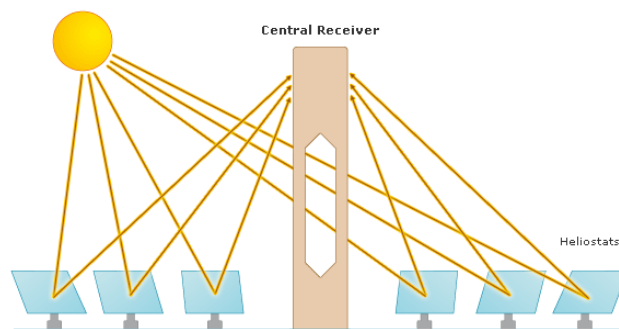
Como pode ser observado na Figura 16, percebe-se que as usinas que utilizam a tecnologia de torre solar ou de receptor central, estão em segundo lugar no número de MW instalados no mundo atualmente, atrás somente da tecnologia cilindro parabólica, que domina o mercado. Além disso, há um crescimento da aplicação deste tipo de tecnologia considerando o histórico recente (CSP Today, 2015), e como grande exemplo de usinas CSP de receptor central, tem-se

o complexo Ivanpah, localizado na Califórnia, Estados Unidos e tem uma capacidade de 377 MW, sendo a usina de energia solar térmica de maior capacidade no mundo.

Na Figura 29 observa-se o princípio básico de funcionamento de uma planta de tecnologia torre solar. Similarmente a tecnologia de calha parabólica, as superfícies refletoras são posicionadas de maneira a concentrar a radiação solar em um ponto focal. A diferença então é o tipo de foco em questão, e como se pode perceber o receptor central remete a um foco pontual, localizado no topo de uma torre. A classificação de acordo com o tipo de receptor e tipo de foco das tecnologias CSP pode ser encontrada na Tabela 4.

Neste tipo de receptor, uma maior concentração é alcançada, conseqüentemente maiores temperaturas. Os espelhos são geralmente dispostos em um campo circular e individualmente, rastreiam a posição do sol, de modo a refletir sempre da maneira mais eficiente possível. A energia é absorvida por um fluido de trabalho, utilizado para gerar vapor que vai alimentar uma turbina convencional e gerar eletricidade (Richter et. al, 2009). Princípio de funcionamento bastante similar ao da tecnologia com refletores curvados parabolicamente, já abordados neste trabalho.

Figura 29 - Estrutura básica de uma planta com tecnologia de torre solar.



Fonte: opex-energy.com

### 3.3.1 Histórico da tecnologia CSP torre solar

Esta seção apresenta um breve histórico dos modelos de tecnologia de receptor central ao longo dos anos até a atualidade.

Nos anos 1980, algumas instituições e companhias começaram o desenvolvimento de plantas de teste ou demonstração da tecnologia de torre solar. Como exemplo da Plataforma Solar de Almeria - SPA, na Espanha, e constituía de duas configurações de torre solar com 5MW e 2,5MW. Foram instaladas usinas de teste como a CNRS na França e NSTTF nos Estados Unidos. Além disso, em Daggett nos Estados Unidos, foi desenvolvido a usina Solar I, e em seguida sua remodelação a Solar II. Esta usina utilizava sais fundidos como fluido de trabalho e para armazenamento térmico (Buck et. al, 2014).

No ano de 2007, a primeira planta comercial de tecnologia torre solar começou a operar na Espanha, a PS10, desenvolvida pela Abengoa. Após a PS10, foram desenvolvidas a PS20 e a Gemasolar, na Espanha e a Sierra SunTower e a Ivanpah, nos Estados Unidos. Atualmente a Ivanpah é a maior usina termosolar do mundo (Buck et. al, 2014).

Uma vista superior da usina Solar II é percebida na Figura 30, é possível observar a disposição dos espelhos em uma espécie de campo circular, onde cada espelho tem um controle individual de rastreamento dos raios solares. No centro da configuração, onde está localizada a torre com o receptor no topo, também está localizado o sistema de armazenamento térmico. Outros exemplos das usinas deste tipo serão fornecidos mais adiante.

Figura 30 - Usina Solar II, localizada nos Estados Unidos.

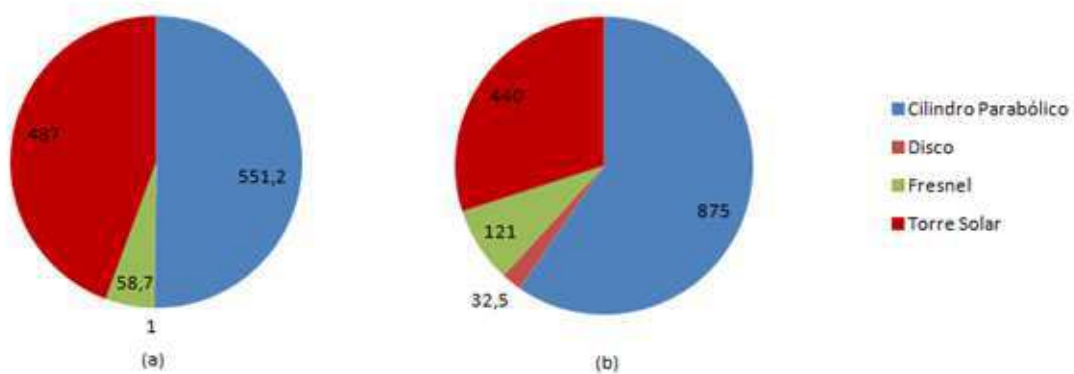


Fonte: Sandia National Laboratories.

A Figura 31, a seguir, trás as informações a respeito das plantas CSP em fase de desenvolvimento ou em fase de construção atualmente. A maior parcela do gráfico continua sendo composta pelas plantas com tecnologia cilindro parabólica, mas é importante notar uma

maior distribuição das outras tecnologias das famílias CSP, principalmente o aumento na tecnologia de receptor central. Nas plantas em construção, Figura 31(a), nota-se uma porcentagem de quase 50% destinadas a usinas de torre solar, mostrando sua importância e confiabilidade. Os dados estão dispostos em MW e foram fornecidos pelo site da CSP Today.

Figura 31 - (a) Usinas em construção atualmente no mundo; (b) Projetos em desenvolvimento. Dados correspondentes à capacidade em MW até junho de 2015.



Fonte: (CSP Today, 2015)

### 3.3.2 Princípio de funcionamento da tecnologia CSP torre solar

O Estado da Arte de uma usina CSP com receptor central consiste em alguns componentes principais, que são o campo de heliostatos, o receptor, a torre, o bloco de geração e o sistema de armazenamento, quando houver (IEA, 2010).

O campo de heliostatos, ou seja, a superfície refletora do sistema é composta por um número bastante elevado de heliostatos, que possuem sistema de rastreamento da radiação solar para refletir sempre em direção ao receptor localizado no topo da torre. Os espelhos podem ser suavemente curvados, para maior concentração (Richter et. al, 2009).

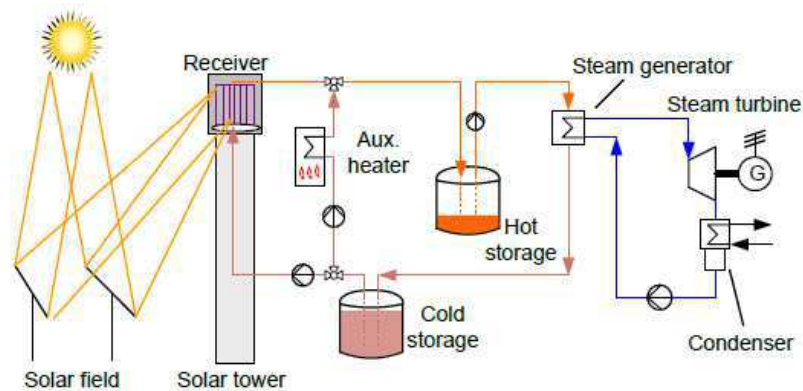
No receptor é onde a irradiação solar concentrada é absorvida e convertida para calor. Esse calor é transferido para o fluido de trabalho presente no mesmo, geralmente sais fundidos, água ou ar, e é aquecido a elevadas temperaturas (IEA, 2010).

A torre tem função nada mais do que carregar o receptor no seu topo. Sua estrutura pode ser constituída de concreto. O bloco de geração nada mais é onde o vapor superaquecido move uma turbina e há a geração de energia elétrica. Também são no bloco de geração que são aplicados as técnicas de hibridização como sistema de *backup* para a configuração completa da planta (Buck et. al, 2014).

O sistema de armazenamento de calor é onde a energia excedente da usina é armazenada. A liberação do calor ocorre quando há energia solar insuficiente, por exemplo, nos casos de neblina e noite, (Buck et. al, 2014). Dessa maneira a garantir o funcionamento da usina por mais tempo, não apenas durante o dia.

É esquematizada na Figura 32 uma usina de tecnologia CSP torre solar, e os componentes principais também estão indicados na mesma.

Figura 32 - Esquemático de uma usina de torre solar.



Fonte: (Buck et. al, 2014)

Há uma série de benefícios consequentes desse tipo de tecnologia. Primeiramente o sistema passa a atingir temperaturas até 1000 °C, em consequência a isso, uma maior eficiência do sistema de conversão de energia (Behar, 2013). Além disso, sistemas de hibridização podem ser facilmente acoplados a configuração da usina e potencial de geração de eletricidade com elevado fator de capacidade, a partir da instalação de sistemas de armazenamento térmico. Outro bom ponto da tecnologia de receptor central é o grande potencial para redução de custos e aumento da eficiência, características que se aplicam a toda família de tecnologias CSP.

### 3.3.3 Equipamentos que constituem o sistema de torre solar

Nesta seção, os equipamentos constituintes da planta de geração solar de receptor central vão ser abordados mais detalhadamente, enfatizando as características construtivas necessárias para que os mesmos desempenhem suas funções da maneira mais eficiente possível.

#### 3.3.3.1 Heliostatos

Os equipamentos componentes de um heliostato podem ser visualizados na Figura 33 a seguir. Os espelhos tem função de refletir efetivamente a luz solar. É possível observar que os espelhos refletores estão sendo apoiados por uma estrutura de suporte, similarmente ao que acontece em um coletor solar cilindro parabólico. Essa estrutura faz o suporte dos espelhos e é conectada a um poste e transmite ao solo as solicitações da estrutura, fixando-a adequadamente, além de também ser importante no tocante a orientação dos espelhos em direção ao sol e o suporte a cargas externas, como o vento por exemplo. Pela Figura 33 também é possível notar uma caixa preta, a qual possui a parte de controle do sistema, além de uma espécie de braço, funcionando como uma unidade de elevação dos espelhos. A função das estruturas de controle é basicamente o movimento dos espelhos refletores na direção do sol para garantir a maior eficiência do sistema ao longo do dia (Buck et. al, 2014).

Figura 33 - Heliostato e seus componentes.



Fonte: BrightSource Energy

No Estado da Arte da tecnologia CSP de torre solar que nas características de projeto de um heliostato, vários fatores são levados em consideração. Esses fatores são a orientação do eixo, as unidades de controle, que podem ser linear, de rotação ou controle hidráulico. Também podem ser citados os aspectos relacionados aos espelhos, como os tipos de revestimento e espessura do mesmo, bem como as dimensões deste equipamento, as quais ainda não foi definido um tamanho ótimo, visto que vantagens e desvantagens são observadas com o aumento ou diminuição do heliostato, conseqüentemente essa questão está relacionada com fatores como, por exemplo, o tipo de terreno onde será feita a instalação e fundação. Além disso, os limites dos erros de curvatura e rastreamento do sol também são levados em consideração, assim como a velocidade de rotação e a resistência ao vento.

Os heliostatos representam cerca de 40% do custo de uma planta de torre solar, e a fração relativa a cada componente pode ser observada na Tabela 5.

Tabela 5 - Custo dos componentes dos heliostatos.

Componente	% de Custo
Espelhos	25 – 30
Estrutura de suporte dos espelhos	15 – 20
Postes e fundação	10 – 15
Sensores de posição e controle	5 – 10
Unidades de controle	30 – 35
Montagem e instalação	10 – 15

Fonte: (Buck et. al, 2014)

Nas figuras a seguir são expostos alguns exemplos de heliostatos em usinas CSP com tecnologia de torre solar na África e Europa.

Figura 34 - Campo de heliostatos na usina Khi Solar One, na África do Sul.



Fonte: [www.abengoa.com](http://www.abengoa.com)

Figura 35 - Heliostatos da usina Abengoa PS10, localizada em Sevilha, Espanha.



Fonte: [www.abengoa.com](http://www.abengoa.com)

### 3.3.3.2 Fluido de trabalho

O receptor que está localizado no topo da torre, tem em seu interior um fluido de trabalho. Esse fluido absorve a energia solar concentrada, convertendo-a em energia térmica que seguirá para o bloco de geração ou para o sistema de armazenamento, se houver.

Alguns exemplos de fluido de transferência de calor (*Heat Transfer Fluid/Media - HTF*) podem ser citados como, por exemplo, vapor de água, ar e sais fundidos (Richter et. al, 2009).

Serão trabalhados mais detalhadamente apenas os fluidos de transferência de calor mais trabalhados em pesquisas, que são o ar, vapor e sais fundidos.



Basicamente, o vapor produzindo vai ser utilizado diretamente em um ciclo de vapor, onde o vapor é superaquecido e utilizado para acionar as turbinas e conseqüentemente gerar energia. No caso do ar, o mesmo tem algumas vantagens como ser disponível sem custos, não ter limites de temperatura e ser inofensivo ao meio ambiente, questão bastante levada em consideração atualmente na geração de energia. Por outro lado tem baixa capacidade de transferência de calor quando tubos são utilizados (Buck et. al, 2014).

Uma mistura entre nitrato de sódio ( $\text{NaNO}_3$ ) e nitrato de potássio ( $\text{KNO}_3$ ), por exemplo, se caracteriza como sais fundidos, para transferência de calor. Tem ponto de fusão em  $220^\circ\text{C}$  e é aquecido até  $565^\circ\text{C}$ . Em temperaturas maiores a mistura começa a se decompor, prejudicando o trabalho. Além de trabalhar como fluido de transferência de calor, sais fundidos também podem ser utilizados para armazenamento de calor. Sais fundidos possuem boa capacidade de transferência de calor, além de se encaixar nas faixas de temperatura para turbinas a vapor comuns. Uma desvantagem desse fluido é o elevado ponto de fusão (Buck et. al, 2014).

Na Tabela 6 podem ser vistos os três exemplos de fluido citados de forma comparativa. Também é possível observar exemplos de sua utilização em plantas CSP de torre solar já em funcionamento.

Tabela 6 - Resumo dos fluidos de transferência de calor.

Fluido	Transferência de calor	Faixa de temperatura	Custos	Perigo ao meio ambiente	Notas
Ar	Ruim	Boa	Bom	Não	-
Vapor	Boa	Média	Bom	Não	Utilizados nas plantas PS10/PS20/Ivanpah/ Khi Solar One
Sais fundidos	Boa	Média	Médio	Não	Pode ser utilizado como meio de armazenamento de calor. Utilizado na planta Gemasolar

Fonte: (Buck et. al, 2014), adaptado pelo autor.

### 3.3.3.3 Receptor

Como dito anteriormente, os receptores são os dispositivos localizados no topo da torre, onde recebe a radiação solar refletida pelo campo de heliostatos, fazendo a conversão térmica e transferindo para o fluido de transferência de calor.

Os receptores podem ser classificados em duas possíveis configurações, o receptor externo e o receptor de cavidade. O receptor externo está totalmente exposto, sem proteção e consiste em um conjunto de painéis receptores que estão posicionados formando um cilindro vertical no topo da torre. No caso do receptor de cavidade, um conjunto de painéis receptores também é faz parte da montagem, todavia está localizado no interior de uma cavidade aberta, havendo proteção sobre as condições ambientais e redução da radiação e perdas por convecção (Wagner, 2008).

Existem algumas vantagens e desvantagens das duas configurações de receptores. O receptor externo perde um pouco em eficiência, pois o mesmo está totalmente exposto às condições climáticas e ambientais. Todavia, o campo de heliostatos pode estar disposto circulando a torre 360°. Já o receptor de cavidade, perde um pouco na questão da disposição dos heliostatos, visto que a angulação será reduzida, porém uma maior eficiência pode ser atingida devido a estar protegido (Wagner, 2008).

A Figura 36, a seguir, exemplifica os dois tipos de receptores.

Figura 36 - Estrutura de suporte de aço (à esquerda), e de concreto (à direita).



Fonte: designboom; [www.torresolenergy.com](http://www.torresolenergy.com)

### 3.3.4 Exemplos de instalações utilizando a tecnologia CSP torre solar

Em comparação com a tecnologia de calha parabólica, mesmo as plantas de receptor central ainda estando um pouco atrás, pode-se dizer que já estão bem estabelecidas em caráter mundial. Vários exemplos foram citados ao longo desta seção. As plantas PS10, PS20 e Gemasolar estão localizadas em Sevilha, na Espanha, e tem capacidade de 11 MW, 20 MW e 19.9 MW respectivamente, a terceira com sistema de armazenamento de calor para 15 horas. A maior usina CSP de tecnologia torre solar do mundo é a *Ivanpah Solar Electric Generating System* (ISEGS) está localizada na Califórnia, EUA. O complexo da usina Ivanpah, consiste numa capacidade total de 377 MW e foi desenvolvida pela *BrightSource Energy*, e tem parcerias com empresas como a Google.

Nas figuras a seguir pode ser visualizada a usina Ivanpah, localizada na Califórnia, EUA. Pode-se observar que os *layouts* dos campos de heliostatos da usina são dispostos ao redor das torres, envolvendo efetivamente 360°.

Figura 37 - Usina Ivanpah na Califórnia, Estados Unidos.



Fonte: [www.brightsourceenergy.com](http://www.brightsourceenergy.com)

Figura 38 - Vista superior de uma das torres do complexo Ivanpah na Califórnia, Estados Unidos.



Fonte: [www.brightsourceenergy.com](http://www.brightsourceenergy.com)

## Capítulo IV – Estudo de Caso

### 4.1 Procedimento metodológico

A proposta deste trabalho consiste na comparação de duas tecnologias de concentração solar tanto em caráter tecnológico em si, quanto em caráter de viabilidade econômica. Para analisar e fazer as comparações de desempenho e de viabilidade econômica das diferentes tecnologias e suas possíveis aplicações em território brasileiro, o software *System Advisor Model* - SAM foi utilizado. Serão modeladas para ambas as tecnologias cilindro parabólico e torre solar, duas configurações diferentes de plantas. Um modelo mais simples possível, sem a presença de armazenamento térmico, e outro modelo com a possibilidade de armazenamento de 6 horas. Após realizar as simulações no SAM, será realizada uma análise comparativa dos resultados obtidos para cada tipo tecnologia CSP estudada e entre os tipos, de modo a observar a melhor opção possível.

### 4.2 *System Advisor Model* – SAM: Software de simulação

Originalmente chamado de “*Solar Advisor Model*”, o SAM foi inicialmente desenvolvido pelo *National Renewable Energy Laboratory* - NREL em colaboração com *Sandia National Laboratories* no ano de 2005 para uso interno do departamento de energia dos Estados Unidos, mas apenas em 2007 foi lançado abertamente ao público. Em 2010 o nome do software foi modificado para o utilizado atualmente devido à presença de opções de modelagem de diferentes tecnologias, não restringindo apenas a energia solar fotovoltaica ou solar concentrada (NREL, 2014).

Figura 39 - Tela de abertura do SAM.



Fonte: (SAM, 2013)

O SAM é um modelo de desempenho e financeiro projetado para facilitar decisões a cerca de projetos envolvendo energias renováveis (NREL, 2014). Este software faz análise de desempenho e estimativa de custos para os diversos tipos de modelos disponíveis, que são os de energia solar fotovoltaica, CSP, para aquecimento de água, energia eólica, geotérmico e utilizando biomassa. No tocante as tecnologias CSP, o SAM disponibiliza as quatro tecnologias do tipo que são a cilindro parabólico, torre solar, Fresnel e disco-parabólico. As opções de modelagem financeira também são diversas, partindo desde o mercado residencial, comercial e produção independente de energia.

Basicamente, após abrir o software escolher o tipo de tecnologia e o modelo financeiro o SAM automaticamente preenche os valores de entrada com valores default do programa. Cabe ao usuário fazer as devidas modificações dos parâmetros de entrada, por exemplo, nas informações a respeito do tipo de equipamento que se deseja trabalhar, informações a respeito de incentivos financeiros, tudo isso baseado também na localização desejada para a construção da planta (NREL, 2014).

Este conjunto de características e possibilidades fez com que o software SAM fosse considerado uma ferramenta bastante adequada para os objetivos do trabalho, que busca efetivamente essa comparação de modelos financeiros com as diferentes tecnologias.

Figura 40 - Configurações de projeto no SAM.



Fonte: (SAM, 2013)

A questão financeira e de incentivos é baseado para projetos dentro do território dos Estados Unidos. Desta forma, ao trabalhar-se com a simulação dentro do Brasil os parâmetros financeiros e as questões envolvendo incentivos fiscais devem ser trabalhadas adequadamente dentro do software de modo a reproduzir a realidade brasileira nas simulações efetuadas (Penafiel, 2011). No decorrer do trabalho mais detalhes a cerca do SAM serão evidenciados, facilitando a compreensão do passo a passo realizado para possibilitar as simulações.

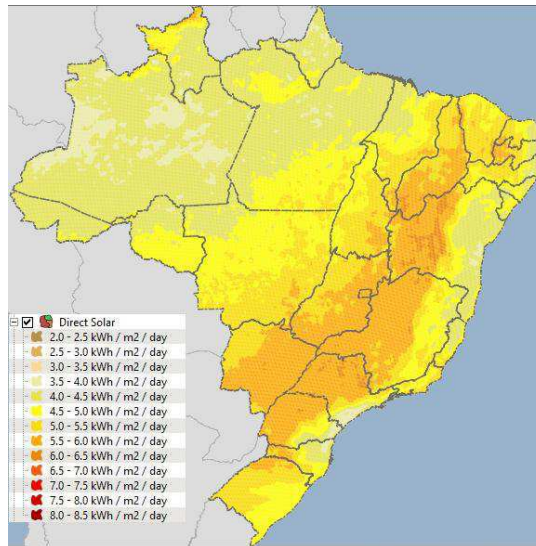
### 4.3 Recurso solar no Brasil e escolha da localidade

O próximo passo no SAM é determinar a localização onde a usina CSP será instalada. Para projetos deste tipo, irradiação solar direta (DNI) necessária deve se encontrar entre valores de 1.700 kWh/m<sup>2</sup>/ano a 2.400 kWh/m<sup>2</sup>/ano (Ummel, 2010; NREL, 2005) e valores na casa de 2.000 kWh/m<sup>2</sup>/ano são considerados adequados (Arvizu et. al, 2011).

Utilizando o software *GeoSpatial Toolkit* foi possível gerar o mapa DNI do Brasil, conseqüentemente, observar as localidades mais adequadas para implementação da planta CSP. O *GeoSpatial Toolkit* é um software que integra sistemas de informações geográficas (SIG), foi desenvolvido pelo NREL e financiado pela UNEP com base de dados do programa

SWERA (*Solar Wind Energy Resource Assessment*). Na Figura 41 é ilustrado o mapa DNI do Brasil, com dados atualizados pela última vez em outubro de 2013.

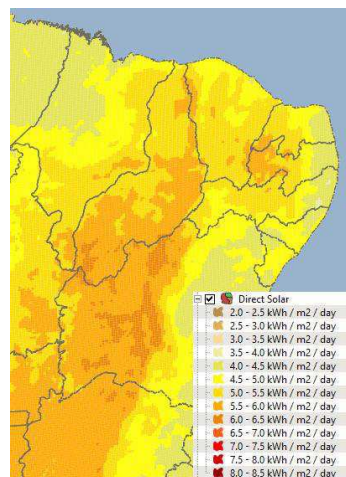
Figura 41 - Mapa DNI do Brasil.



Fonte: GeoSpatial Toolkit.

Observa-se então que as áreas com melhores índices de radiação estão localizadas no Nordeste, áreas do Sudeste, mais especificamente no Estado de São Paulo, no norte da região Sul e algumas áreas do Centro-Oeste brasileiro. O Nordeste foi escolhido como área de estudo. Na Figura 42 o mapa da região é ampliado, de modo a verificar os locais dentro do Nordeste em que se pode fazer a instalação de uma usina CSP. Destacam-se os estados Bahia, Piauí e o sertão do Estado da Paraíba.

Figura 42 - Mapa DNI do Nordeste.



Fonte: GeoSpatial Toolkit.



Todavia, as localizações que podem ser utilizadas no SAM tornam-se limitadas, pois não se tem disponível uma grande variedade de dados climatológicos em base horária de cidades do Brasil em formatos que possam ser lidos pelo software. O próprio SAM trás descrito na aba de localização e recurso solar os tipos de formatos adequados ao programa, que são: TMY3 (.csv) ,TMY2 (.tm2) e EPW (.epw) e disponibiliza os links de procura para dados de cada formato, para o caso em que seja necessário o download dos dados necessários e carregados no SAM.

De acordo com o site do departamento de energia dos Estados Unidos, existem dados climatológicos nos formatos citados anteriormente para 1042 localidades nos EUA, 71 localidades no Canadá e mais de 1000 localidades espalhadas por 100 países em todo o mundo. No caso do Brasil, tem-se apenas 20 localidades disponíveis que são: Belém, Belo Horizonte, Boa Vista, Bom Jesus da Lapa, Brasília, Campo Grande, Cuiabá, Curitiba, Florianópolis, Fortaleza, Jacareacanga, Manaus, Petrolina, Porto Nacional, Porto Velho, Recife, Rio de Janeiro, Salvador, Santa Maria e São Paulo.

Os principais dados climatológicos das cidades localizadas no Nordeste podem ser observados na Tabela 7.

Tabela 7- Dados climatológicos cidades do Nordeste com dados disponíveis para o SAM.

Cidade	DNI [kWh/m <sup>2</sup> /ano]	Temperatura de bulbo seco [°C]	Velocidade do vento [m/s]
Bom Jesus da Lapa	2.198,5	26,1	1,6
Fortaleza	1.593,9	27,2	3,8
Petrolina	1.833,7	26,8	4,1
Recife	1.591,8	27,1	3,2
Salvador	1.679,9	25,9	2,1

Fonte: SWERA

De acordo com os dados da tabela, apenas as cidades de Bom Jesus da Lapa e Petrolina estão no intervalo adequado de valores entre 1.700 kWh/m<sup>2</sup>/ano a 2.400 kWh/m<sup>2</sup>/ano. Devido ao melhor DNI, escolheu-se então o município de Bom Jesus da Lapa como localidade para simulação das plantas CSP no Brasil.

Tabela 8 - Dados climatológicos da cidade Bom Jesus da Lapa no SAM.

Dados de Localidade	Cidade	Bom Jesus da Lapa
	Estado	Bahia
	Altitude	458 m
	Latitude	-13.27°
	Longitude	-43.42°
Dados climatológicos (Anuais)	Irradiação direta normal – DNI	2.198,5 kWh/m <sup>2</sup>
	Irradiação global horizontal	2.143,2 kWh/m <sup>2</sup>
	Temperatura de bulbo seco	26.1°C
	Velocidade do vento	1,6

Fonte: (SAM, 2013)

#### 4.4 Custo Nivelado de Energia – LCOE

Uma definição importante a ser abordada antes de prosseguir com as configurações de entrada do SAM é a do custo nivelado de energia. O LCOE para energias renováveis é mais elevado quando comparado com o das energias convencionais e varia de acordo com a tecnologia utilizada, o país, eficiência e custos de capital e operacional por exemplo. É basicamente a relação entre os custos totais envolvidos na planta ao longo da vida útil do projeto e sua geração de eletricidade (IRENA, 2012).

Para a modelagem financeira adotada no SAM, o LCOE é a quantidade ou um montante que o projeto deve receber por cada unidade de eletricidade que é vendida para cobrir custos de financiamento, instalação e operação, bem como atender as restrições financeiras do projeto. As equações a seguir representam como é calculada a LCOE pelo SAM (SAM, 2013).

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

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

Onde:

$LCOE$  é o custo nivelado de energia.

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

$Q_n$  (kWh) é a eletricidade gerada pelo projeto no ano ' $n$ ', calculada pelo modelo de desempenho com base nos dados climatológicos e parâmetros de desempenho do sistema.

$N$  é o período de análise em anos do projeto.

$d_{nominal}$  é a taxa de desconto nominal, ou seja, com inflação.

$d_{real}$  é a taxa de desconto real, ou seja, sem inflação.

Para o caso da taxa de inflação zero os LCOE real e nominal são equivalentes. Na modelagem das plantas deste trabalho, as melhores alternativas foram consideradas como as plantas que obtiveram menores LCOE.

## 4.5 Irradiação de Projeto e Múltiplo Solar (MS)

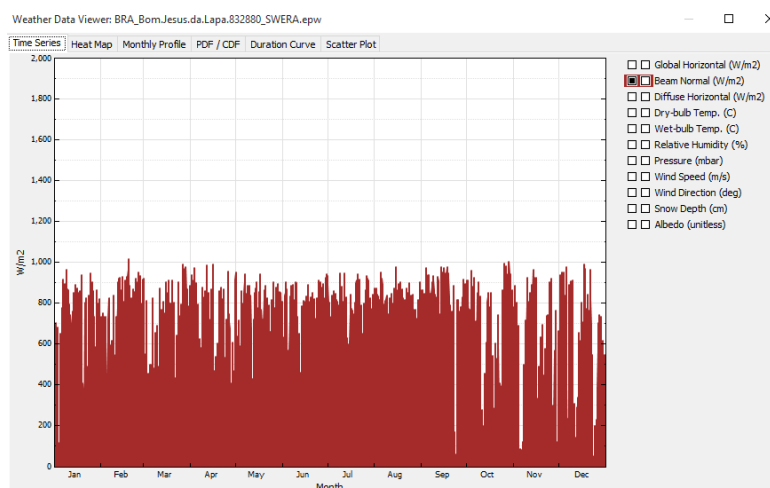
### 4.5.1 Cilindro parabólico

A irradiação de projeto e o múltiplo solar estão diretamente relacionados no dimensionamento da planta CSP. A irradiação de projeto, dada em  $W/m^2$  está relacionada com a área de abertura do campo de refletores que vai operar o bloco de potência da planta. O múltiplo solar está ligado à relação entre a superfície do campo solar da planta de fato, e a superfície necessária para o funcionamento em capacidade nominal do bloco de potência da planta de acordo com a irradiação de projeto (NREL, 2011; Malagueta, 2013).

No próprio SAM, recomenda-se a determinação da irradiação de projeto para valores próximos ao valor máximo de DNI esperada para o local. Todavia, recomenda-se que essa irradiação de projeto seja definida como a média das máximas diárias da região (Malagueta,

2013; Filho, 2014). Na Figura 43 pode ser observado o gráfico com dados de hora em hora, gerado pelo SAM da DNI da cidade de Bom Jesus da Lapa.

Figura 43 - DNI de Bom Jesus da Lapa.



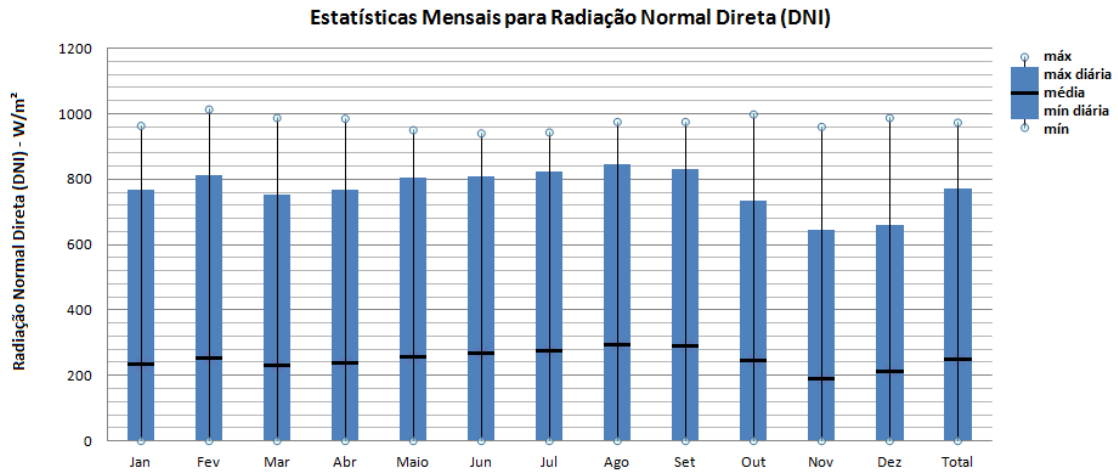
Fonte: Dados gerados no SAM.

Pela visualização da média das máximas diárias não fica claro observando este gráfico, optou-se por exportar os valores para uma planilha no formato (.xlsx), o que é disponibilizado pelo software, e gerar outro gráfico de modo a que os dados fiquem melhores representados para possibilitar a escolha da irradiação de projeto. Deste modo, foram calculadas as máximas diárias para cada mês do ano o valor final sendo a média dos valores para cada mês. Desta forma, foi definido como a irradiação de projeto o valor  $770 \text{ W/m}^2$ . A Figura 44 resume as estatísticas mensais para a DNI da cidade de Bom Jesus da Lapa, contendo os valores máximos e mínimos gerais e diários e a média.

Definida a irradiação de projeto, o próximo passo é escolher o múltiplo solar adequado para a configuração do sistema. Para plantas com a tecnologia cilindro parabólico sem armazenamento térmico é entre 1.4 e 1.5 (SAM, 2013). Entretanto, deve-se buscar a otimização do múltiplo solar de modo a obter o menor custo nivelado de energia, o LCOE (Lodi, 2011; Penafiel, 2011).

Existem duas maneiras de definir o campo solar no SAM, a primeira é inserindo o valor do múltiplo solar e a segunda a área de abertura. A primeira alternativa foi escolhida por ser possível fazer essa relação com o LCOE e por não termos restrição a respeito da área de abertura dos espelhos neste trabalho.

Figura 44 - Estatísticas mensais para DNI.

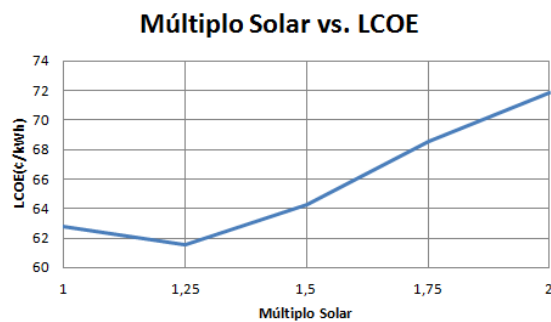


Fonte: Elaboração própria com dados obtidos no SAM.

A Figura 45 evidencia a relação entre o múltiplo solar e o LCOE para a localização de Bom Jesus da Lapa. O gráfico pode ser gerado pelo SAM.

É possível observar pelo gráfico que para casos gerais na localização especificada, que os valores de do múltiplo solar que resultam no menor LCOE possível para uma planta CSP cilindro parabólico sem armazenamento estão próximos a 1,25.

Figura 45 - Múltiplo Solar vs. LCOE.



Fonte: Elaboração própria com dados obtidos no SAM.

#### 4.5.2 Torre solar

No caso da modelagem de uma planta com a tecnologia CSP de torre solar, a questão da otimização do múltiplo solar é tratada de maneira diferente. Não se tem nenhuma indicação do valor mais adequado para este caso, e há variações quando modela-se plantas com a presença de armazenamento térmico.

Todavia, quando este tipo de planta é selecionado, as abas de trabalho do SAM diferem da de outros tipos de tecnologias. Uma ferramenta bastante importante neste caso é a “*Optimization Wizard*”. Esta ferramenta está disponível na aba de configuração do campo de heliostatos, e o múltiplo solar é um dado de entrada e ao modificá-lo, os resultados são novas configurações a respeito da altura da torre e do receptor e otimizando o campo solar. Para chegar-se ao múltiplo solar que resulte em um menor LCOE houve a variação do valor de entrada do *Optimization Wizard* até encontrar o valor mais adequado. O valor do múltiplo solar também pode ser modificado na aba de configuração da torre e do receptor, porém deve-se voltar a aba anterior e utilizar a ferramenta de otimização.

Esta atenção com a otimização do campo de heliostatos se dá devido a sua importância financeira no projeto, que se situa entre 30-40% do custo de instalação total da planta. Consequentemente, é sempre importante buscar a minimização do capital investido. É importante notar também que os parâmetros financeiros que podem ser modificados no SAM também exercem influência na ferramenta *Optimization Wizard* (SAM, 2013).

#### 4.6 Arranjo das plantas

Para cada tecnologia têm-se as partes principais que são o campo solar, ou de heliostatos, o bloco de geração e o armazenamento térmico.

#### 4.6.1 Campo solar

Para tecnologia CSP de cilindro parabólico, no campo solar, como mencionado no Estado da Arte da tecnologia, estão presentes os coletores solar, o fluido de transferência (HTF) e os receptores. No caso da simulação feita neste trabalho o coletor selecionado foi o Solargenix SGX-1, apresentado no capítulo anterior, e o receptor o Schott PTR70 2008. O coletor SGX-1 pode ser encontrado na planta Solar One, que se localiza nos Estados Unidos. Já o receptor Schott PTR70 2008 pode ser encontrado nas plantas Andasol-1 e Andasol-2, localizadas na Espanha (NREL, 2015). O fluido de transferência escolhido foi o Therminol VP-1, considerado padrão para plantas CSP (Bianchini, 2013). Todos fazem parte da configuração default do programa, e já que foram encontrados exemplos de suas aplicações se mantiveram inalterados.

No caso da tecnologia de torre solar, em conjunto com o campo de heliostatos está a torre e o receptor. Foi selecionado o receptor externo e seus dados de altura e diâmetro são ajustados quando feita a otimização do campo solar pela ferramenta *Optimization Wizard*, bem como a altura da torre em si.

#### 4.6.2 Bloco de geração

Nesta aba do SAM, há a possibilidade de configuração da capacidade de potência da planta, do ponto de projeto do bloco de potência, controle da planta e o sistema de resfriamento.

Para todos os casos simulados neste trabalho, foi utilizada a potência da planta de 100 MW. Este valor é padrão ao software utilizado. As únicas alterações feitas para os dois tipos de tecnologias simulados nesta aba foram o modo de despacho fóssil para complementar, e no sistema de resfriamento onde foi alterada a temperatura ambiente de projeto para 26 °C. Todos os outros parâmetros permaneceram os padrões do SAM.

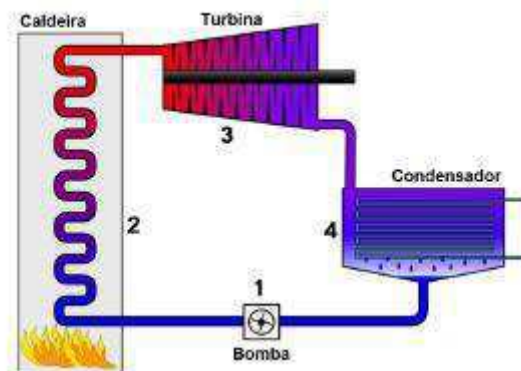
Outra consideração a ser feita é a respeito dos ciclos termodinâmicos para conversão da energia no bloco de geração das termossolares. Os mais comuns para o caso das CSP são os ciclos Rankine, Brayton ou Stirling, e utilizam turbina a vapor, turbina a gás e o motor Stirling, respectivamente.

No bloco de geração de ambas as tecnologias simuladas, a energia térmica fornecida pelo campo solar é convertida em energia elétrica a partir de uma turbina a vapor, em ciclo Rankine. No SAM, não se tem a opção de escolher o tipo de ciclo termodinâmico a ser utilizado, o ciclo Rankine é o padrão e utilizado tanto para a parabólica quanto para torre.

#### 4.6.2.1 Ciclo Rankine

A Figura 46 ilustra as fases do ciclo Rankine. Inicialmente, há o bombeamento do fluido de trabalho sem que ocorra troca de calor. Em seguida, a transformação do fluido em vapor a pressão constante na caldeira, seguido por sua expansão na turbina. Por fim o vapor é condensado a uma pressão constante e o ciclo reinicia.

Figura 46 - Ciclo Rankine e seus processos.



Fonte: (Filho, 2014)

O capítulo anterior abordou os princípios de funcionamento para cada uma das tecnologias estudadas, onde se percebe de forma clara a utilização de turbinas a vapor para conversão de energia elétrica, caracterizando o ciclo Rankine descrito.

#### 4.6.3 Armazenamento térmico

Na aba referente ao sistema de armazenamento térmico do sistema, existe a configuração do sistema de armazenamento, onde se pode colocar, por exemplo, o número de horas de



armazenamento que se deseja e o número de pares de tanques que se deseja, e o controle de despacho de energia. No caso da tecnologia cilindro parabólico, o fluido de armazenamento selecionado foi o Therminol VP-1, por ser o mesmo utilizado como fluido de transferência. Para a tecnologia de receptor central, o tipo de componente utilizado para armazenamento térmico é definido no momento da escolha da tecnologia, que no caso foi a de sais fundidos. Para ambas as tecnologias o tipo de armazenamento selecionado foi o de dois tanques. Todos os outros parâmetros permaneceram os padrões definidos pelo SAM.

#### 4.7 Modelo Financeiro e Custo dos Componentes

Como descrito anteriormente, o SAM tem sua modelagem financeira baseado no mercado dos Estados Unidos, e os dados tem que ser tratado da melhor maneira possível para se adequar a realidade brasileira. Selecionou-se o modelo para produtores independentes o IPP – *Independent Power Producer*. No SAM, existem as abas de financiamento e de incentivos. Um estudo bastante específico foi desenvolvido para tentar adequar os parâmetros financeiros do SAM para a realidade do Brasil. Foi colocada uma taxa interna de retorno (TIR) de 15% a.a., um período de análise financeira de 30 anos, 10% de taxa real de desconto, de maneira a analisar em termos reais utilizou-se 0% de inflação, 34% de tributo federal, onde 27% seria de imposto de renda e 7% de contribuições, e o seguro de 0,5% do custo total da instalação. Além disso, uma depreciação linear de 10 anos (Penafiel, 2011).

Esses parâmetros também serviram como base para diversos trabalhos (Malagueta, 2013; Filho, 2014; Bianchini, 2013). Para as plantas simuladas neste trabalho, serão utilizados os mesmos parâmetros financeiros trabalhados pelos autores citados, já que se mostrou bastante confiável como pode ser observado pelo aproveitamento do mesmo em diversos estudos de simulações de plantas CSP no Brasil. Mesmo tendo impacto direto sobre o LCOE, não foi introduzido nenhum incentivo financeiro por parte do governo.

A Tabela 9 resume os parâmetros financeiros utilizados neste estudo para ambas as tecnologias em análise.

Tabela 9 - Resumo dos parâmetros financeiros.

Parâmetros Financeiros		
TIR	15% a.a.	
Parâmetros de Empréstimo	Fração da dívida	-
	Prazo de amortização	
	Taxa de Juros	
Parâmetros de Análise	Período de análise	30 anos
	Inflação	0% a.a.
	Taxa real de desconto	10% a.a.
Taxas e garantias	Taxa Federal	34% a.a.
	Taxa Estadual	0% a.a.
	Taxa de venda	5% do total instalado
	Seguro	0,5% do total instalado
Valor residual	0%	
Depreciação	Linear de 10 anos	

Fonte: (Penafiel, 2011)

Devido a não se ter dados oficiais a respeito dos custos dos componentes para tecnologias CSP no Brasil (Lodi, 2011), decidiu-se utilizar os valores padrões definidos pelo SAM, que são os valores utilizados em aplicações nos Estados Unidos. Modificou-se apenas os valores de contingência para 20%, um valor considerado conservador visto que o padrão do SAM é de 7% e o proposto por Lodi foi de 10%, e o valor da terra para 1.000 \$/acre (Malagueta, 2013). As tabelas 10 e 11 resumem os custos de capital diretos e indiretos, bem como os custos de operação e manutenção das plantas de receptor central e cilindro parabólico.

Tabela 10 - Custo dos componentes para tecnologia cilindro parabólico simples e com armazenamento.

Custos dos componentes – Cilindro Parabólico			
		Simple	c/ Armazenamento
Custos diretos de capital	Melhorias no terreno	30 \$/m <sup>2</sup>	
	Campo solar	270 \$/m <sup>2</sup>	
	Fluido de transferência	80 \$/m <sup>2</sup>	
	Armazenamento	-	80 \$/kWh
	Sistema de hibridização	-	
	Bloco de potência	830 \$/m <sup>2</sup>	
	Contingência	20%	
Custos indiretos de capital	EPC e custos do proprietário	11%	
	Terra	1.000 \$/acre	
Custos de operação e manutenção	Custo fixo por potência	65 \$/kW/ano	
	Custo variável por geração	4 \$/MWh	

Fonte: Elaboração própria com dados do SAM.

Tabela 11 - Custo dos componentes para tecnologia torre solar simples e com armazenamento.

Custos dos componentes – Receptor Central			
		Simple	c/ Armazenamento
Custos diretos de capital	Melhorias no terreno	15 \$/m <sup>2</sup>	
	Campo de heliostatos	180 \$/m <sup>2</sup>	
	Fluido de transferência	Não fornecido pelo SAM	
	Armazenamento	-	27 \$/kWh
	Sistema de hibridização	-	
	Bloco de potência	1.200 \$/m <sup>2</sup>	
	Contingência	20%	
Custos indiretos de capital	EPC e custos do proprietário	11%	
	Terra	1.000 \$/acre	
Custos de operação e manutenção	Custo fixo por potência	65 \$/kW/ano	
	Custo variável por geração	4 \$/MWh	

Fonte: Elaboração própria com dados do SAM.

#### 4.8 Simulações

Foram simuladas quatro modelos de plantas CSP no SAM:

- Cilindro parabólico simples;
- Cilindro parabólico com armazenamento;
- Torre solar simples;
- Torre solar com armazenamento.

Como descrito anteriormente, para cada caso trabalhado buscou-se a otimização do múltiplo solar utilizado de modo a minimizar o LCOE. Em seguida, ajustou-se o valor do múltiplo

solar e as plantas foram simuladas novamente. A partir dos novos valores de saída, encontrados na simulação é feita a comparação entre cada caso. Os ajustes foram feitos após o preenchimento adequado dos parâmetros financeiros e custo dos componentes para cada caso com os dados expostos nas tabelas 10 e 11.

#### 4.8.1 Planta cilindro parabólico simples

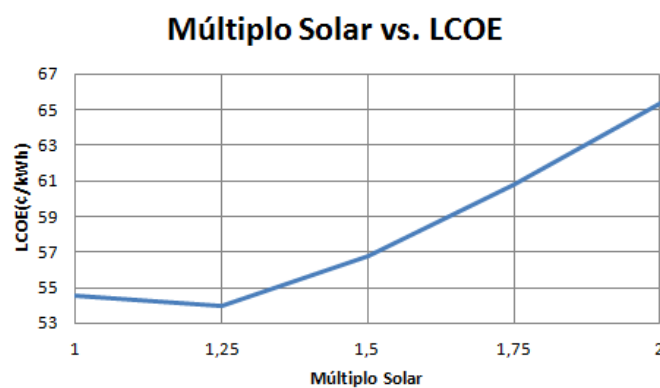
Para o caso da simulação de uma planta sem armazenamento térmico, o próprio SAM sugere o uso da ferramenta de parametrização para otimização do múltiplo solar. Variou-se o fator em intervalos de 0.25 e construiu-se o gráfico do LCOE em função do MS. Os valores encontrados na simulação estão na Tabela 12, seguidos do gráfico correspondente para a mesma.

Tabela 12 - LCOE em função do MS para planta de cilindro parabólico simples.

MS	1,0	1,25	1,5	1,75	2,0
LCOE [¢/kWh]	54,58	53,97	56,78	60,78	65,30

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do SAM.

Figura 47 - Gráfico MS vs LCOE para planta de cilindro parabólico simples.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do SAM.

Do gráfico da Figura 47, é possível perceber o valor de MS que tem o menor LCOE é o de 1,25. Este valor foi o utilizado para simulação da planta simples.

#### 4.8.2 Planta cilindro parabólico com armazenamento

Como colocado por Buck et. al (2014), no caso de plantas com armazenamento térmico, é necessário um campo solar maior, devido a necessidade de bombear o fluxo de trabalho até o sistema de armazenamento, além de para o bloco de geração onde ocorre efetivamente a geração de energia.

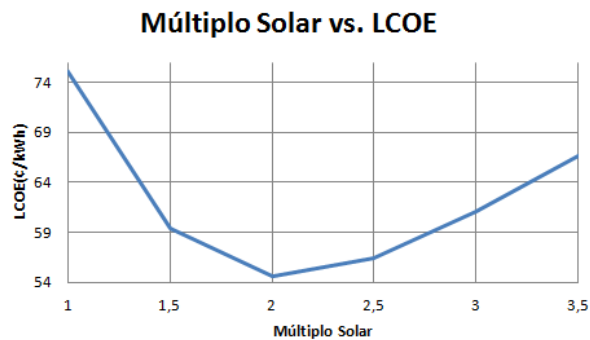
Para este caso, variou-se o MS em intervalos de 1 a 3,5 em intervalos de 0,5. Os valores encontrados na simulação estão na Tabela 13, seguidos do gráfico correspondente para a mesma.

Tabela 13 - LCOE em função do MS para planta de cilindro parabólico com armazenamento.

MS	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5
LCOE [¢/kWh]	75,1	59,39	54,59	56,46	61,14	66,63

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do SAM.

Figura 48 - Gráfico MS vs LCOE para planta de cilindro parabólico com armazenamento.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do SAM.

Do gráfico da Figura 48, é possível perceber o valor de MS que tem o menor LCOE é o de 1,25. Este valor foi o utilizado para simulação da planta com armazenamento de 6h.

Na Tabela 14 foram resumidos os principais dados técnicos dos dois sistemas cilindro parabólico simulados no trabalho, abordando parâmetros do campo solar, coletor, receptor, bloco de potência e armazenamento térmico. Para os parâmetros que não especificados na tabela foram utilizados os valores default do software em uso.

Tabela 14- Dados técnicos para as plantas CSP cilindro parabólico.

Dados técnicos para as plantas cilindro parabólico			
Tipo de planta		Simplex	Com Armazenamento
Campo Solar	Múltiplo solar	1,25	2,0
	Irradiação de projeto	770 W/m <sup>2</sup>	
	Fluido de transferência	Therminol VP-1	
Coletor	Solargenix SGX-1		
Receptor	Schott PTR70 2008		
Bloco de potência	Potência nominal	111 MWe	
	Potência de projeto	110 MWe	
	Perdas parasíticas	10% (Padrão do SAM)	
	Eficiência do ciclo termodinâmico	37,74%	
	Tipo do resfriamento	Úmido	
	Temperatura ambiente de projeto	26°C	
Armazenamento Térmico	Número de horas de armazenamento	-	6h
	Fluido de armazenamento	-	Therminol VP-1

Fonte: Elaboração própria com dados obtidos no SAM.

#### 4.8.3 Planta torre solar simples

De maneira similar ao realizado anteriormente, variou-se o múltiplo solar em intervalos de 0,25 para a planta sem armazenamento solar. No caso da tecnologia de receptor central, a otimização é feita utilizando a ferramenta *Optimization Wizard* do SAM, onde a cada valor de MS inserido, uma nova otimização era realizada, buscando-se assim observar o menor LCOE.

Tabela 15 - LCOE em função do MS para planta de torre solar simples.

MS	1,0	1,25	1,5	1,75	2,0
LCOE [¢/kWh]	73,3	62,09	60,40	61,96	65,27

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do SAM.

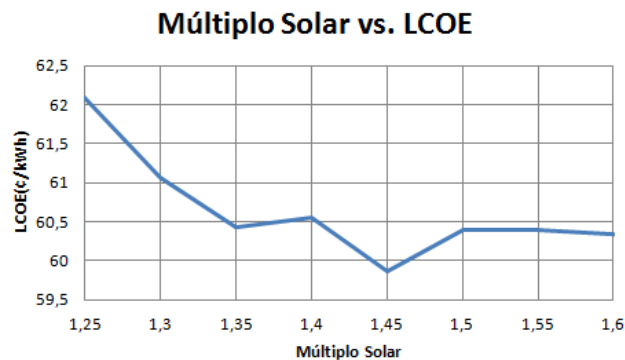
A partir da Tabela 15, resolveu-se analisar um intervalo mais refinado de MS fazendo uma nova bateria de simulações com espaçamentos menores.

Tabela 16 - LCOE em função do MS para planta de torre solar simples, valores mais refinados.

MS	1,25	1,3	1,35	1,45	1,5	1,55	1,6
LCOE [€/kWh]	62,09	61,07	60,43	59,86	60,40	60,39	60,35

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do SAM.

Figura 49 - Gráfico MS vs LCOE para planta de torre solar simples.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do SAM.

Do gráfico da Figura 49, é possível perceber o valor de MS que tem o menor LCOE é o de 1,45. Este valor foi o utilizado para simulação da planta torre solar simples.

#### 4.8.4 Planta torre solar com armazenamento

Similarmente ao caso da planta de calha parabólica com armazenamento, o espaçamento utilizado entre as diferentes simulações para o múltiplo solar foi de 0,5.

Tabela 17- LCOE em função do MS para planta de torre solar com armazenamento.

MS	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5
LCOE [€/kWh]	82,66	58,46	49,41	48,18	51,14	54,91

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do SAM.



A partir da Tabela 17, resolveu-se analisar um intervalo mais refinado de MS fazendo uma nova bateria de simulações com espaçamentos menores. Dessa vez o intervalo foi de 0,2 entre 2,0 e 3,0.

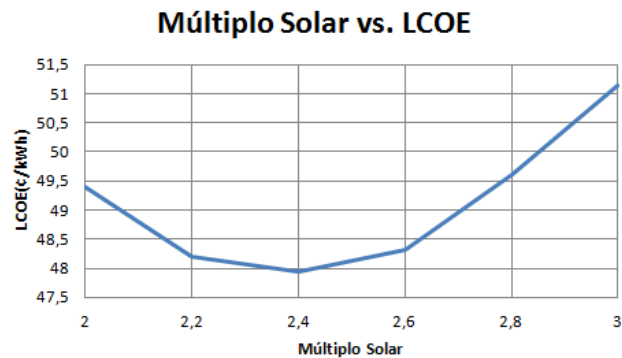
Tabela 18 - LCOE em função do MS para planta de torre solar com armazenamento.

MS	2,0	2,2	2,4	2,6	2,8	3,0
LCOE [¢/kWh]	49,41	48,21	47,95	48,32	49,61	51,14

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do SAM.

Percebe-se então, que o valor de MS para o menor LCOE foi o de 2,4. Este valor foi o utilizado para simulação da planta torre solar com armazenamento térmico.

Figura 50 - Gráfico MS vs LCOE para planta de torre solar com armazenamento.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do SAM.

A Tabela 19 resume os principais dados técnicos dos dois modelos CSP de torre solar simulados. Para os parâmetros que não especificados na tabela foram utilizados os valores default do software em uso.

Tabela 19- Dados técnicos para as plantas de tecnologia torre solar.

Dados técnicos para as plantas de torre solar			
Tipo de planta		Simplex	Com Armazenamento
Campo de Heliostatos	Múltiplo solar	1,45	2,4
	Ângulo de extensão	360°	
	Área de reflexão	144,375 m <sup>2</sup>	
Torre e receptor	Altura da torre	155,56 m	205,56 m
	Tipo de receptor	Externo	
	Diâmetro do receptor	15,89 m	
	Fluido de transferência	Sais fundidos	
Bloco de potência	Potência nominal	115 MWe	
	Potência de projeto	110 MWe	
	Perdas parasíticas	10% (Padrão do SAM)	
	Eficiência do ciclo termodinâmico	41,2%	
	Tipo do resfriamento	Úmido	
	Temperatura ambiente de projeto	26°C	
Armazenamento Térmico	Número de horas de armazenamento	-	6h
	Fluido de armazenamento	-	Sais fundidos

Fonte: Elaboração própria com dados obtidos no SAM.

#### 4.9 Incentivos financeiros

É importante destacar que existe uma aba no SAM destinada a incentivos financeiros por parte do governo para implantação da planta. Exemplos de políticas governamentais que buscam o incentivo da tecnologia CSP podem ser vistos nos EUA e Espanha. O primeiro possui políticas como a *Renewable Portfolio Standard – RPS*, que fez com que vários estados norte-americanos tivessem obrigações no tocante à implantação de energias renováveis. Já o segundo teve como política mais importante à implantação da tarifa *feed-in* atraindo bastantes investidores na área de CSP (Fernández-García et. al, 2010).

#### 4.9.1 Políticas de incentivo na Espanha

Na Espanha, diversas leis para o setor elétrico e decretos reais foram feitos buscando o incentivo às energias renováveis. De maneira sucinta as mais importantes determinações podem ser observadas a seguir.

A Lei do Setor Elétrico 54/1997 determinou o sistema de tarifação como o *feed-in*, e tomou medidas como a criação do Regime Especial (à parte do Regime Ordinário), que vislumbrou um tratamento específico a tecnologias com energias renováveis que atendessem as determinações do regime (Fernandez-Garcia et. al, 2010).

O Decreto Real 2818/1998 veio a complementar as lacunas deixadas pela Lei 54/1997, onde foram propostos os procedimentos administrativos e as condições e especificações para as plantas terem direito ao Regime Especial. Além disso, determinou-se também uma revisão anual dos incentivos, evitando custos excessivos a população e lucros excessivos dos produtores (González, 2008).

O Decreto Real 436/2004 foi importantíssimo para os desenvolvimentos das tecnologias CSP, devido à definição de uma tarifa *feed-in-tariff* que era atraente para os investidores e para os bancos. Este decreto buscou também conciliar os interesses das três principais partes envolvidas: o governo, o operador da rede elétrica da Espanha (*Red Electrica de España – RED*) e os autoprodutores de energias de fontes renováveis (EFR), com o objetivo de tornar a lei mais eficiente e estimular o desenvolvimento do setor. O acesso ao *grid* continuou pendente no D. R. 436 (González, 2008).

Mais uma revisão foi feita na lei e em 2007 foi homologado o Decreto Real 661. Ao contrário do D. R. 436, este decreto teve mais participação do operador da rede elétrica e dos produtores de energias a partir de fontes renováveis, o que levou a uma longa negociação entre estes agentes e o governo. Além disso, a prioridade de acesso ao *grid* foi reafirmada para geradoras EFR. Outras medidas do D. R. 661 foram à alteração da base de suporte financeiro e as revisões dos incentivos passaram para cada quatro anos a partir de 2010 (González, 2008).

#### 4.9.2 Políticas de incentivo nos Estados Unidos

Não diferentemente do que aconteceu na Espanha, os EUA também homologaram leis no setor elétrico buscando o incentivo às tecnologias renováveis. Basicamente tem-se as regulações PURPA (*Public Utilities Regulatory Policies Act*) e a política nacional RPS (*Renewable Portfolio Standard*).

A política federal de incentivo PURPA teve início entre o final da década de 1970 e começo da década de 1980 e definiu a tarifação *feed-in* para fontes alternativas de energia, determinando um preço pré-definido de aquisição da energia elétrica. Essa política foi base no desenvolvimento de energias renováveis nos Estados Unidos até a introdução da emenda RPS (Fernandez-Garcia et. al, 2010).

No tocante a política nacional *Renewable Portfolio Standard* – RPS, os fornecedores de energia elétrica tem de atingir uma quantidade mínima de participação com energias renováveis na geração ao longo do tempo e está presente em diversos países como Austrália, Bélgica, Canadá, China, Índia, Itália, Japão, Polônia, Suécia e Reino Unido (Wiser et. al, 2010).

A política RPS influenciou 28 dos 50 estados norte-americanos quanto a essas obrigações na questão de energias renováveis. Não tendo efetivamente uma política de âmbito nacional, cada estado possui seu próprio objetivo RPS e assim é possível observar estados com objetivos obrigatórios e outros com objetivos em aberto (Wiser et. al, 2010).

#### 4.10 Resultados

Com os parâmetros do SAM preenchidos de acordo com o informado na seção anterior, foram simuladas quatro possibilidades de plantas. O SAM fornece diversos parâmetros de saída após a simulação, os principais são o LCOE, a produção anual da planta, o fator de capacidade, e área total de terra que será utilizado para instalação da usina.

No Brasil não há projetos para geração elétrica utilizando as tecnologias CSP, portanto para os quatro casos em estudo não foram considerados incentivos por parte do governo. Esse fator

eleva os valores do LCOE das plantas, todavia a comparação entre as diferentes configurações deste trabalho continuam válidas, pois a mesma política de incentivos seria aplicada igualmente em todos os casos.

Os parâmetros de entrada no SAM para cada caso permaneceram constantes, exceto quando a inserção do sistema de armazenamento térmico ocorreu, o que conseqüentemente levou a mudança nos valores do múltiplo solar, visto que o mesmo foi otimizado em função do menor LCOE para cada simulação.

É importante notar que para as plantas que possuem o sistema de armazenamento térmico, um múltiplo solar mais alto é utilizado. Isso se dá devido à necessidade da transferência da energia térmica concentrada não somente para o bloco de geração de energia elétrica, mas também para o sistema de armazenamento térmico.

Outro fator importante da análise se diz respeito a serem resultados para a localização específica de Bom Jesus da Lapa. Para o caso de outras localidades no Brasil os resultados variam bastante uma vez que a planta é baseada principalmente de acordo com os níveis de DNI da região, ou seja, a análise para Bom Jesus da Lapa não se reflete efetivamente para as outras localidades do Brasil.

As tabela 20 e 21 resumem os resultados referentes às simulações para usinas CSP de tecnologia cilindro parabólico e de torre solar, respectivamente.

Tabela 20 - Resultados obtidos nas simulações das plantas CSP cilindro parabólico.

Resultados das plantas CSP cilindro parabólico		
Tipo de Planta	Simples	c/ Armazenamento
Múltiplo solar	1,25	2,0
Produção anual [GWh]	207,74	363,02
LCOE [¢ USD/kWh]	53,97	54,59
Fator de capacidade [%]	23,7	41,5
Total de custos de capital [USD]	497.855.598	904.208.200
Custo total por potência instalada [USD/kW]	4.984	9.051
Área total de terra [km <sup>2</sup> ]	2,83	4,52

Fonte: Elaboração própria com dados obtidos no SAM.

Comparando os resultados obtidos para as plantas de tecnologia de calha parabólica tem-se as seguintes observações. Como abordado anteriormente, o múltiplo solar para o sistema de armazenamento se eleva de 1,2 da configuração simples para 2,0. Um aumento de quase 70% no valor, isso resulta em um grande aumento no número de coletores no campo solar, conseqüentemente, da produção anual da planta, no aumento da área total de terra utilizada na para construção e o aumento no total de custos de capital. Esses aumentos foram de cerca de 60% e 80% no tocante a área total utilizada e dos custos totais da obra, respectivamente. Para produção anual de energia o aumento foi de 207,74 GWh para 363,02 GWh, crescimento de cerca de 75%.

O aumento do fator de capacidade de 23,7% para 41,5% já era previsto na teoria, uma vez que com a inserção de um sistema de armazenamento na usina, a mesma continua a produzir sem que haja a presença efetiva de radiação solar no sistema por um determinado período de tempo. Esse aumento torna-se ainda mais interessante ao avaliarmos a diferença nos LCOE das plantas simuladas. Uma explicação mais detalhada do funcionamento do armazenamento térmico e de como são as considerações do SAM para este caso, é abordada na continuidade deste capítulo, e se encaixa para todas as simulações.

Quando comparados os valores dos LCOE tem-se os valores de 53,97 ¢/kWh e 54,59 ¢/kWh para as configurações simples e com armazenamento, respectivamente. Um aumento de pouco mais de 1%, ou seja, o LCOE permaneceu praticamente o mesmo.

Em termos gerais, para tecnologia CSP cilindro parabólico a opção com armazenamento térmico se mostra bastante atrativa, uma vez que o custo nivelado de energia permanece praticamente constante, mas com um aumento significativo do fator de capacidade. Por outro lado, o aumento dos custos gerais da planta também possui um aumento bastante significativo, o que pode vir a dificultar o investimento e fazer com que a opção pela configuração simples tenha preferência. A área necessária para construção também sofre um aumento considerável, fator a ser observado em termos da viabilidade de terrenos disponíveis para construção da usina.

Tabela 21 - Resultados obtidos nas simulações das plantas CSP torre solar.

Resultados das plantas CSP torre solar		
Tipo de Planta	Simplex	c/ Armazenamento
Múltiplo solar	1,45	2,4
Produção anual [GWh]	207,51	368,84
LCOE [¢ USD/kWh]	59,86	47,95
Fator de capacidade [%]	23,7	42,1
Total de custos de capital [USD]	555.370.406	802.806.951
Custo total por potência instalada [USD/kW]	5.551	8.024
Área total de terra [km <sup>2</sup> ]	4,69	6,94

Fonte: Elaboração própria com dados obtidos no SAM.

No caso das plantas com tecnologia de receptor central, tem-se basicamente o mesmo comportamento que a tecnologia anterior. A diferença principal está no quesito LCOE, em que para a configuração com sistema de armazenamento térmico sofre uma redução de 59,86 ¢/kWh para 47,95 ¢/kWh, ou seja, uma diferença de aproximadamente 20%. No quesito custo total da obra há um aumento em torno de 45% para o sistema com armazenamento em comparação ao simples, resultado consideravelmente diferente ao caso das plantas utilizando tecnologia de receptor cilindro parabólico que foi de quase 80%.

É razoável supor por esta análise de dados que para cidade de Bom Jesus da Lapa uma planta CSP de receptor central com sistema de armazenamento térmico apresenta mais vantagens em comparação ao de mesma tecnologia com configuração simples e os de calha parabólica para o caso em que se tenham os recursos financeiros necessários para o investimento e área de terra disponível para construção da planta.

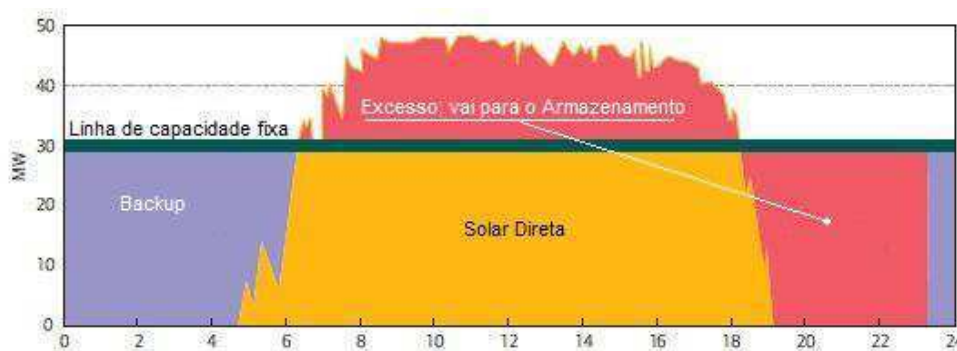
Na comparação entre ambas às tecnologias para o caso da configuração simples, a tecnologia cilindro parabólico se apresenta mais atrativa do que a de torre solar. Com um múltiplo solar menor e conseqüentemente um gasto menor no total da obra são obtidos praticamente a mesma produção anual em GWh e o mesmo fator de capacidade. Por outro lado, para configuração com armazenamento térmico a tecnologia de torre solar se mostra mais atrativa em praticamente todos os parâmetros de saída analisados.

#### 4.10.1 Análise da relação entre o armazenamento térmico e fator de capacidade no SAM

Nas simulações realizadas no SAM, nota-se que com a inserção do sistema de armazenamento, o fator de capacidade tem um aumento bastante considerável segundo diversos autores. De acordo com diversos estudos (IRENA, 2013; Tyner, 2013; Barus et. al, 2014), o fator de capacidade para plantas com a tecnologia cilindro parabólico e de receptor central tem fatores de capacidade entre 20% e 30%. A partir da utilização de sistemas de armazenamento, esses valores de fator de capacidade podem chegar a cerca de 40% e 70%, respectivamente.

Na Figura abaixo é ilustrado a combinação do armazenamento térmico e de um backup com combustíveis fósseis a uma planta solar concentrada. Entretanto, a análise feita restringe-se a participação do armazenamento.

Figura 51 - Funcionamento de uma planta com sistema de backup e armazenamento solar.



Fonte: (IEA, 2010).

Como se pode perceber, o armazenamento térmico vai funcionar a partir do momento em que a planta está em um excedente da produção de energia, ou seja, a energia absorvida pelo sistema é maior que a necessária para seu funcionamento pleno. Esse excesso será levado ao sistema de armazenamento térmico, e será liberado para geração a partir do momento em que o recurso solar não estiver mais disponível. Desta maneira, a usina passa mais tempo gerando energia e conseqüentemente o fator de capacidade será maior.



Todavia, deve-se salientar que o fator de capacidade de uma planta se dá pela seguinte relação:

$$\text{Fator de Capacidade} = \frac{\text{Energia Efetivamente Gerada}}{\text{Capacidade da Planta} \times 8760h}$$

O fator 8760 corresponde ao número de horas presentes em um ano. Ou seja, para análise do fator de capacidade devem ser considerados todos os dias do ano, uma vez que presenciamos diferentes estações durante o ano e há a variação na questão dos dias efetivamente ensolarados ou não, fazer uma análise em um tempo restrito altera o conceito sob o qual fator de capacidade está inserido.

Por exemplo, durante um dia ensolarado tem-se um pico de um minuto onde se o comportamento ocorrido nesse minuto se repetisse por várias horas até completar o mês, e repetir-se esse procedimento para fazer uma análise anual, teríamos um fator de capacidade bastante elevado, todavia a análise não é coerente.

A *U.S. Energy Information Administration* – EAI, uma empresa americana de estatísticas e análise independente em um relatório referente a agosto de 2015, mostra o comportamento do fator de capacidade para plantas CSP nos Estados Unidos, para os casos onde a geração não utiliza combustíveis fósseis como fontes primárias. Analisando o intervalo de setembro de 2014 até agosto de 2015 montou-se a tabela a seguir.

Nota-se então, que nos meses relacionados ao verão no hemisfério norte, quando o sol está mais presente no dia a dia, os fatores de capacidade são mais elevados, e que nos meses referentes ao inverno, tem-se uma queda brusca desses fatores, pois a participação do recurso solar é menor.

Deve-se observar que no caso de um período no inverno, pode-se dizer que a possibilidade de geração a carga plena é praticamente zero, fazendo com que o armazenamento fique em um estado ocioso. Na Figura 51 é evidenciada que a energia destinada para o armazenamento térmico vai ser a energia absorvida em excesso pelo sistema, ou seja, não havendo esse comportamento, não se tem participação do armazenamento na geração.

Tabela 22 - Fator de capacidade em plantas CSP nos EUA em um período de 1 ano.

2014	Fator de Capacidade (%)
Setembro	25,9
Outubro	20,8
Novembro	13,4
Dezembro	5,5
2015	
Janeiro	4,6
Fevereiro	15,5
Março	23,6
Abril	31,8
Maiο	31,1
Junho	34,5
Julho	35,1
Agosto	32,8

Fonte: (EAI, 2015)

Um sistema de armazenamento que contribui com 20% de fator de capacidade, deve fornecer em torno de 5 horas por dia de energia suficiente para turbina operar a sua potência nominal (Tyner, 2013). Ou seja, um excesso de energia absorvida que permita a continuidade da operação à potência nominal de capacidade da planta durante 5 horas.

Os aumentos do fator de capacidade para níveis acima de 40% ou 50% terão que partir da consideração do melhor caso de fornecimento de energia solar na localidade em questão, ou seja, uma geração a plena carga com excedentes de energia durante várias horas do dia as quais o recurso solar estiver presente, possibilitando a participação efetiva do sistema de armazenamento.

O fator de capacidade de uma planta de qualquer natureza é bastante importante, no caso das usinas solares térmicas não é diferente. Diversos estudos buscam aprimorar o sistema para que haja esse substancial aumento do fator e a previsão de cenários onde ocorra a evolução das tecnologias para isso (IEA, 2010; Arvizu, 2011; Schaeffer, 2011; Tyner, 2013; NREL, 2013; IRENA, 2013; Richter, 2009) tentando cada vez mais aumentar a participação das energias renováveis na geração de energia no mundo.

Nas simulações realizadas no SAM para este trabalho, pôde-se observar que com a presença do armazenamento, houve um aumento substancial do fator de capacidade. Foi utilizado um sistema de armazenamento térmico de 6 horas. Para simulação do SAM, presume-se então que independentemente do tempo de armazenamento que instalarmos, ele vai ter seu funcionamento efetivo no sistema, ou seja, às 6 horas de armazenamento é agregada a geração quando não mais houver a presença do sol. Assume-se então que o armazenamento fornece energia suficiente para operação da planta a sua potência máxima, e desta maneira, o aumento substancial do fator de capacidade é justificado. Os cálculos a seguir, foram realizados a partir dos dados obtidos nas simulações apresentadas neste trabalho.

Tabela 23 - Resultados das simulações para CSP cilindro parabólico.

	Planta Simples	Planta com Armazenamento
Produção anual	207.739.504 kWh	363.017.536 kWh
Fator de capacidade	23,7%	41,5%

Fonte: Elaboração própria com dados obtidos no SAM.

Para 6 horas de armazenamento com participação praticamente total garantida na geração, tem-se um acréscimo de  $8760/6 = 1460$  horas de geração.

Como a única modificação feita em relação às duas simulações foi a construção do sistema de armazenamento, pode-se somar o número de horas acrescentados durante todo ano ao número de horas para o caso da planta simples.

$$\frac{207.739.504 \text{ kWh}}{100 \text{ MW} \cdot 8760 \text{ h}} = \frac{2077,39 \text{ h}}{8760 \text{ h}}$$

$$2077,39 \text{ h} + 1460 \text{ h} = 3537,39 \text{ h}$$

Assim, dividindo este valor pelo número de horas totais do ano, e multiplicando por 100% tem-se o fator de capacidade para planta com armazenamento:

$$\frac{3537,39 \text{ h}}{8760 \text{ h}} 100\% = 40,38\%$$

Comparando com o fator de capacidade simulado de 41,5%, percebe-se um pequeno erro de 1,12% nos valores, e repetindo os cálculos para a simulação com receptor central o erro é de

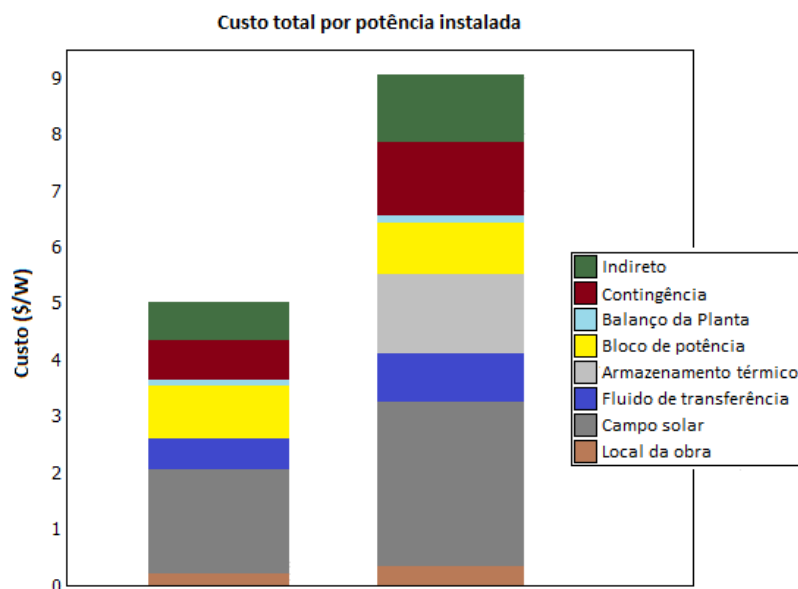
1,75% confirmando assim que o SAM apresenta a possibilidade do armazenamento como à garantia que todas suas horas serão refletidas na geração.

#### 4.10.2 Repartição indicativa dos custos

A Figura 52 disponibiliza uma visualização mais clara da parcela de gastos com cada componente da planta com tecnologia cilindro parabólico. Análise semelhante poderia ser realizada para o caso das simulações com plantas de receptor central.

Nota-se o aumento dos custos para o caso com armazenamento térmico devido tanto a inserção do próprio sistema quanto ao aumento do campo solar devido a um múltiplo solar mais elevado ser utilizado. Os custos indiretos e de contingência também se mostram mais elevados por serem fatores diretamente relacionados aos custos diretos de capital da planta.

Figura 52 - Custo total por potência instalada e seus componentes.



Fonte: Elaboração própria com dados obtidos no SAM.

#### 4.10.3 Custo nivelado de energia a partir de CSP no mundo

Uma análise do LCOE das plantas CSP no mundo foi realizada com o objetivo de comparar a situação do cenário mundial com o do Brasil.

Tabela 24 - Médias mundiais de LCOE.

	2010	2013	2014
Médias do LCOE no mundo [ $\phi$ USD/kWh]	33-44	19-39	20-35

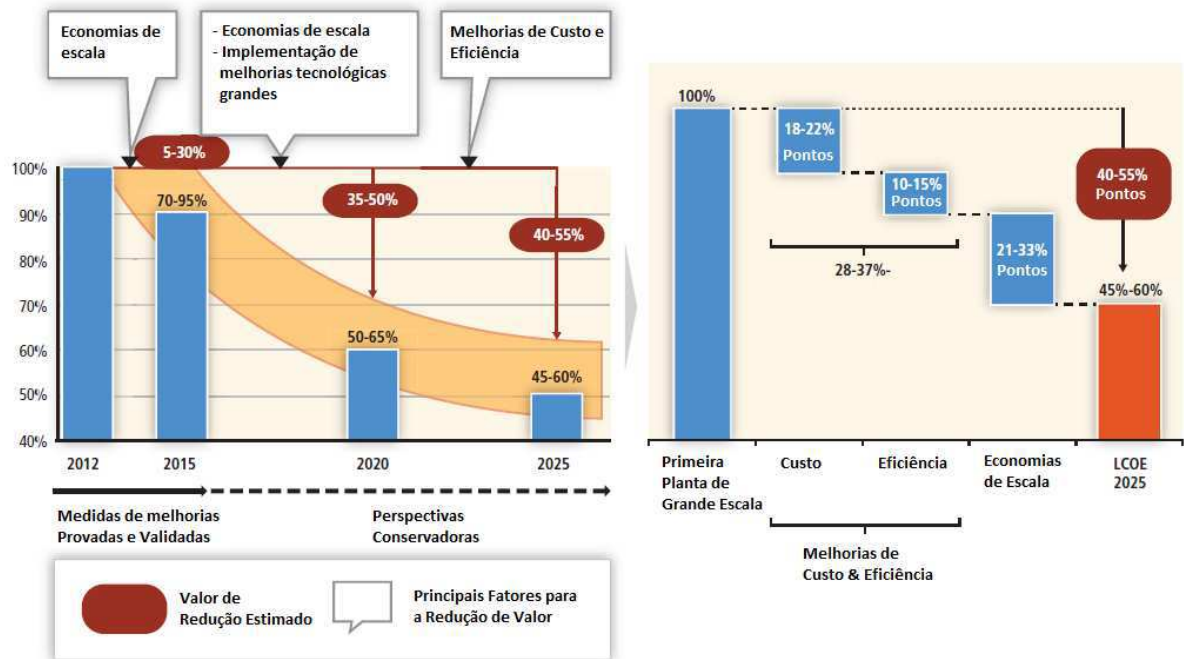
Fonte: (IRENA, 2014).

Evoluções no tocante ao LCOE de plantas CSP no mundo começaram a ocorrer recentemente, a partir de 2012 e entre 2012 e 2014 houve tendência de queda neste valor. Para casos de plantas desenvolvidas recentemente com tecnologia de calha parabólica sem a presença de armazenamento, valores de LCOE em uma faixa de valores de 19  $\phi$ /kWh a 38  $\phi$ /kWh foram relatados e de 20  $\phi$ /kWh a 36  $\phi$ /kWh com a presença de armazenamento (IRENA, 2014).

Para o caso das plantas simuladas neste trabalho, os valores de LCOE variaram em uma faixa de valores de 47,95  $\phi$ /kWh a 59,86  $\phi$ /kWh, o que ainda está distante da média do custo nivelado de energia no mundo. Diferença principalmente de países como Estados Unidos e Espanha onde políticas de incentivos estão presentes.

Uma perspectiva bastante favorável a redução de preços CSP é apontada a seguir onde é levado em consideração fatores como economia de escala, implementação de melhoras tecnológicas, de custo e eficiência (Arvizu et. al, 2011). Na Figura 53 é evidenciada a expectativa do declínio dos custos de plantas CSP.

Figura 53 - Expectativa do declínio dos custos de plantas CSP no mundo.



Fonte: (Arvizu et. al, 2011)

## Capítulo V – Conclusão

Este trabalho de conclusão de curso buscou observar o Estado da Arte das duas mais maduras tecnologias CSP no mundo, bem como a analisar a viabilidade econômica da construção de plantas do tipo no Brasil, mais especificamente em localidades no nordeste. Além disso, a utilização de um software bastante completo no que se diz respeito a tecnologias para o desenvolvimento de plantas com energias renováveis, o SAM, bem como as diferentes possibilidades e modalidades financeiras disponíveis na ferramenta e da ferramenta *GeoSpatial Toolkit*, onde pôde-se visualizar os potenciais de DNI distribuídos no território brasileiro.

Analisando os resultados obtidos nas simulações, constata-se que as tecnologias CSP não apresentam competitividade dentro do território brasileiro. Como as simulações foram realizadas com política de incentivos financeiros inexistentes, visto que não se tem nenhuma política específica no Brasil para o caso das CSP, percebe-se essa dificuldade no desenvolvimento da implantação da tecnologia do país.

Essa inviabilidade é demonstrada quando analisamos os resultados para o custo nivelado de energia nas diferentes configurações simuladas e sua comparação com o custo médio mundial. Para a simulação de torre solar, obteve-se o custo de 479,5USD/kWh, que corresponde a 1806,37R\$/kWh (conversão de 1USD = R\$3,7672, em 12/11/2015). Valores extremamente mais elevados que, por exemplo, o de leilão de geração eólica A-3/2013 (EPE, 2013) que teve um preço médio de R\$124,43 MWh. Um dos fatores preponderantes pra esses preços tão elevados se dá também pelo câmbio atual, e nas simulações do SAM os resultados são obtidos na moeda americana. Deste modo, analisando apenas os resultados obtidos pelas simulações sem a conversão da moeda não impede que seja feita as comparações necessárias. A média mundial de custo das CSP se situa entre 200USD/MWh e 350USD/MWh, e em comparação com os custos mais baixos encontrados nas simulações deste trabalho que foram de 479,5USD/MWh para torre solar e 539,7USD/MWh para cilindro parabólico mostram que os custos são bastante elevados para realidade brasileira. Deve-se levar em consideração que nas usinas CSP distribuídas pelo mundo, há a presença de uma política de incentivos como foi observado para os casos dos EUA e Espanha, e que para as simulações realizadas não foi considerado nenhum panorama de incentivo, o que amplia ainda mais a distância nos custos nivelados de energia.

Um cenário alternativo para melhora desse fator seria a adaptação dos parâmetros de entrada do SAM, na parte de inserção das políticas de incentivos, para realidade de financiamento do BNDES, por exemplo, de modo a simular a planta CSP dentro das realidades de outras renováveis do Brasil.

Outra possibilidade bastante interessante seria o investimento na instalação de plantas demonstrativas em diferentes localidades, as quais se encaixem nos requisitos necessários para o funcionamento adequado da tecnologia de modo a promover pesquisas e desenvolvimento na área, bem como a familiaridade da população com as CSP. Como no Brasil é notória a questão do recurso solar abundante, é razoável propor um aumento nos investimentos para pesquisas e desenvolvimentos na área de energia solar em geral dentro do país.

Foram simulados e comparados dois arranjos diferentes de plantas para cada uma das tecnologias, apresentando armazenamento térmico ou não. As plantas apresentaram bons desempenhos, quando comparados com os desempenhos das plantas fora do Brasil, mostrando que o país possui localidades adequadas para construção dessas usinas. Todavia, localidades onde a DNI apresenta-se mais elevada não puderam fazer parte das simulações devido à falta de dados de entradas disponíveis para simulação no SAM. Como exemplo, ao observar o mapa DNI do Brasil, nota-se que a região do sertão paraibano apresenta índices dentro dos padrões aceitáveis, porém a simulação nestas localidades não foi possível.

Uma redução bastante significativa nos custos das plantas CSP é esperada para os próximos anos, o que pode fazer com que os custos nivelados para plantas simuladas no Brasil possam decrescer e a tecnologia se consolidar como uma alternativa viável de energia renovável na matriz energética brasileira.



## Referências Bibliográficas

ANA. **Encarte Especial sobre a Crise Hídrica**. Agência Nacional de Águas, 2014. Disponível em: <<http://conjuntura.ana.gov.br/docs/crisehidrica.pdf>>.

ARVIZU, D., BALAYA, P., CABEZA, L. et al. **Special Reporto n Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation (SRREN)**., Chapter 3. Direct Solar Energy. 2011.

ASFAR, J., AYADI, O., SALAYMEH, A. **Design and Performance Assessment of a Parabolic Trough Collector**. The University of Jordan, 2014.

BEHAR, O., KHELLAF, A., MOHAMMEDI, K. **A review of studies on renctral receiver solar thermal power plants**. 2013.

BEN. **Balço Energético Nacional, ano 2014**. Empresa de Pesquisa Energética – Ministério de Minas e Energia, 2015. Disponível em: <<https://ben.epe.gov.br>>.

BIANCHINI, H. **Avaliação comparativa de sistemas de energia solar térmica**. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2013.

BURGI, A. **Avaliação do potencial técnico de geração elétrica termossolar no Brasil a partir de modelagem SIG e simulação de plantas virtuais**. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2013.

BUCK, R., GIULIANO, S., GOBEREIT, B., PFAHL, A., PUPPE, M., SCHWARZBÖZL, P. **Tower CSP technology – State of the art and market overview**. 2014.

CSP TODAY. **CSP Today Global Tracker**. 2015. Disponível em: <<http://social.csptoday.com>>.

EPE. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2014**. Empresa de Pesquisa Energética, 2014. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>.

EPE. **Leilão de Energia A-3 / 2013**. Empresa de Pesquisa Energética, 2013. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>.

FERNÁNDEZ-GARCÍA, A., ZARZA, E., VALENZUELA, L., PÉREZ, M. **Parabolic-trough solar collectors and their applications**. *Renewable and Sustainable Energy*. 2010.

FILHO, C. **Metodologia para estudo de implantação de uma usina heliotérmica de receptor central no Brasil**. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2014.

GONZÁLEZ, P. **Ten years of renewable electricity policies in Spain: An analysis of successive feed-in tariff reforms**. Energy Policy, 2008.

HO, C., IVERSON, B. **Review of high-temperature central receiver designs for concentrating solar power**. 2014.

IEA. **Technology Roadmap: Concentrating Solar Power**. International Energy Agency, 2010.

IEA. **Technology Roadmap: Solar Thermal Electricity**. International Energy Agency, 2014.

IRENA. **Concentrating Solar Power: Technology Brief**. International Renewable Energy Agency, 2013.

IRENA. **Renewable power generation costs in 2014**. International Renewable Energy Agency, 2015.

IRENA. **Renewable energy technologies: Cost analysis series – Volume 1: Power sector Issue 2/5, Concentrating solar power**. International Renewable Energy Agency, 2012.

KALOGIROU, S. **Solar energy engineering: processes and systems**. 1<sup>a</sup>. ed. 2009.

KÖTTER, J., DECKER, S., DETZLER, R., SCHÄFER, J., et. al. **Cost Reduction of Solar fields with Heliotrough Collector**. 2012

LODI, C. **Perspectivas para Geração de Energia Elétrica no Brasil utilizando a Tecnologia Solar Térmica Concentrada**. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2011.

NREL. **Utility-Scale Concentrating Solar Power and Photovoltaics Projects: A technology and Market Overview**. National Renewable Energy Laboratory, 2012.

MALAGUETA, D. **Avaliação de alternativas para introdução de geração elétrica termossolar na matriz energética brasileira**. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2013.

MME. **Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro**. Ministério de Minas e Energia, 2015.

PEREIRA, E., MARTINS, F., ABREU, S., RÜTER, R. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2006.

PINHO, T., GALDINO, A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. 2014.

RAGHEB, M. **Solar thermal power and energy storage historical perspective**. 2014.

REEKEN, R., ARBES, S., WEINREBE, G., WÖHRBACH, M., FINKBEINER, J. **Parabolic trough CSP technology – State of the art and market overview**. 2014.

RICHTER, C., TESTE, S., SHORT, R. **Concentrating Solar Power Global Outlook 09**. SOLARPACES, 2009.

RIFFELMANN, K., et. al. **Heliotrough – A new collector generation for parabolic trough power plants**. 2009.

SAM. **SAM's Help System 2013.9.20**. Disponível em: <<http://sam.nrel.gov>>.

SAM. **System Advisor Model – SAM 2014.1.14: General Discription**. National Renewable Energy Laboratory - NREL, 2014.

SCHAEFFER, R., LUCENA, A., SZKLO, A., et. al. **Coleção de Estudos Sobre Diretrizes para uma Economia Verde no Brasil**. 2012.

SOLARPACES. **Cost Reduction of Solar fields with HelioTrough Collector**. 2012.

PENAFIEL, R. **Cenários de geração de eletricidade a partir de geradores heliotérmicos no Brasil: A influência do armazenamento de calor e da hibridização**. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2011.

TAVARES, R. **Geração heliotérmica: Avaliação do impacto da utilização de novos fluidos no custo da energia gerada**. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2014.

TYNER, C., WASYLUK, D. **eSolar's modular, scalable molten salt power tower reference plant design**. SOLARPACES, 2013.

**UMMEL, K. Concentrating Solar Power in China and India: A Spatial Analysis of Technical Potential and the Cost of Deployment. 2010.**

**WAGNER, M. Simulation and Predictive Performance Modelling of Utility-Scale Control Receiver System Power Plants. University of Wisconsin – Madison, 2008.**

**WISER, R.; BARBOSE, G.; HOLT, E. Supporting solar power in renewable portfolio standards: Experience from the United States. 2011.**