



**PROJETO DE GRADUAÇÃO**

**SISTEMAS HELIOTÉRMICOS: RECURSO  
SOLAR, TECNOLOGIA E INFRAESTRUTURA**

Por,  
**Nathan F. S. Brancalião**

**Brasília, 26 de Novembro de 2015**

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA**

FACULDADE DE TECNOLOGIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECANICA

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

PROJETO DE GRADUAÇÃO

**SISTEMAS HELIOTÉRMICOS: RECURSO  
SOLAR, TECNOLOGIA E INFRAESTRUTURA**

POR,

**Nathan F. S. Brancalião**

Relatório submetido como requisito parcial para obtenção  
do grau de Engenheiro Mecânico.

**Banca Examinadora**

Prof. Mário Benjamin B. Siqueira, UnB/ ENM

\_\_\_\_\_

Prof. Mario Olavo M. de Carvalho, UnB/ ENM

\_\_\_\_\_

Prof. Armando Azevedo C. Pires, UnB/ ENM

\_\_\_\_\_

Brasília, 26 de Novembro de 2015

### **Dedicatória(s)**

*Dedico este trabalho aos meus pais, que me apoiaram durante todo meu caminho e nunca duvidaram da minha capacidade. Dedico também aos meus amigos, os quais não preciso citar nomes pois os agradeço pessoalmente.*

*Nathan F. S. Brancalião*

---

## RESUMO

O cenário das energias alternativas é cada vez mais explorado e a energia heliotérmica está sendo pautada cada vez mais no cotidiano brasileiro. O presente trabalho tem como objetivo simular uma planta heliotérmica com tecnologia de cilindro parabólico com armazenamento direto. O resultado final é obtido após a definição do melhor lugar no território nacional de acordo com as restrições impostas, a modelagem correta dos parâmetros financeiros aplicados à realidade brasileira e a modelagem técnica com otimização dos fatores chave. O custo normalizado de energia esperado é da ordem de U\$ 0,30/kWh, entretanto abre-se espaço para variações devido à diferenciação na modelagem econômica, obtendo um resultado acima do esperado de U\$ 0,57/kWh.

---

## ABSTRACT

The alternative energy scenario has been more explored than ever and the heliotherm energy is playing an important role in the national day a day scene. The current project's objective is to simulate a concentrated solar power plant with parabolic trough technology and direct storage. The final result is obtained after defining the best place on the national territory according to the restrictions made by the author, the correct financial parameters applied to the Brazil's reality and the technical modeling with optimization of the key factors afterwards. The levelized cost of electricity is expected to be around U\$ 0,30/kWh, however there is a range for this value due to the variations in the financial parameters ending up with a result above the expected of U\$ 0,57/kWh.

# SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO</b>	<b>1</b>
1.1 MOTIVAÇÃO PARA O ESTUDO	1
1.2 OBJETIVO	2
1.3 HELIOTERMIA	2
1.4 CENÁRIO MUNDIAL E BRASILEIRO	3
<b>2 REVISÃO DE CONCEITOS</b>	<b>7</b>
2.1 RECURSO SOLAR E RADIAÇÃO	7
2.2 TECNOLOGIAS CSP	10
2.2.1 CONCENTRADOR FRESNEL	10
2.2.2 CONCENTRADOR PARABÓLICO	11
2.2.3 CONCENTRADOR DE TORRE CENTRAL	12
2.3 ARMAZENAMENTO	15
2.4 RECURSO HÍDRICO	16
2.5 PARÂMETROS FINANCEIRO BÁSICOS	16
2.5.1 CUSTO NORMALIZADO DE ENERGIA (LCOE)	16
2.5.2 CUSTO DE INVESTIMENTO INICIAL (CAPEX)	18
2.5.3 CUSTO DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO (OPEX)	19
<b>3 SIMULAÇÃO</b>	<b>20</b>
3.1 TRABALHOS ANTERIORES	20
3.2 METODOLOGIA	22
3.2.1 GEOSPATIAL TOOLKIT	22
3.2.2 SYSTEM ADVISOR MODEL (SAM)	24
3.2.3 DESCRIÇÃO FINANCEIRA	25
3.3 PARTE 1 – LOCALIZAÇÃO GEOGRÁFICA	34
3.3.1 RESULTADOS	35
3.4 PARTE 2 – SIMULAÇÃO DA PLANTA HELIOTÉRMICA	37
3.4.1 PRÉ OTIMIZAÇÃO	39
3.4.2 OTIMIZAÇÃO	41
3.4.3 RESULTADOS	42
<b>4 CONSIDERAÇÕES FINAIS</b>	<b>47</b>
4.1 CONCLUSÃO	47
4.2 TRABALHOS FUTUROS	49
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS</b>	<b>50</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>54</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ilustração de uma planta heliotérmica com tecnologia concentrador parabólico com armazenamento térmico .....	3
Figura 2. Plantas heliotérmicas ao redor do mundo em operação. Outros: Algéria, Austrália, Canadá, Chile, China, Egito, França, Alemanha, Israel, Marrocos, África do Sul, Tailândia, Turquia e Emirados Árabes.....	4
Figura 3. Matriz SWOT para a tecnologia heliotérmica. ....	5
Figura 4. Situação dos recursos usados em uma planta heliotérmica .....	6
Figura 5. Uso de materiais e área ocupada para usina de referência com tecnologia cilindro parabólico .....	6
Figura 6. Curva padrão do espectro eletromagnético da radiação solar com comprimento de onda ( $\mu\text{m}$ ) vs irradiação ( $\text{W}/\text{m}^2$ ), dada a constante solar de 1366,1 $\text{W}/\text{m}^2$ .....	7
Figura 7. Tipos de radiação solar e seus efeitos .....	7
Figura 8. Mapa mundial com índices de radiação direta .....	8
Figura 9. Índices de radiação direta para o Brasil.....	9
Figura 10. Ilustração das tecnologias CSP. Da esquerda para direita: concentrador Fresnel, concentrador de torre solar, disco parabólico e concentrador parabólico .....	10
Figura 11. Diferença entre o concentrador parabólico e o concentrador Fresnel .....	10
Figura 12. Concentrador parabólico.....	11
Figura 13. Ilustração de uma planta com tecnologia concentrador de torre central e armazenamento .....	13
Figura 14. Comparação entre a tecnologia de cilindro parabólico e de concentrador Fresnel.....	14
Figura 15. Comparação entre a tecnologia de cilindro parabólico e de torre solar .....	14
Figura 16. Tipos de sistemas de resfriamento utilizados em blocos de potência. ....	16
Figura 17. Valores médio de LCOE estimados para 2011 e projeção para 2020, relativos às tecnologias de cilindro parabólico e torre solar .....	17
Figura 18. Composição do custo de investimento de uma planta heliotérmica com tecnologia de cilindro parabólico de 50 MWe .....	18
Figura 19. Custos totais para as tecnologias de cilindro parabólico e torre solar em 2011 e 2015 .....	19
Figura 20. Fluxograma das duas partes envolvidas para a simulação da planta heliotérmica.....	22
Figura 21. Bandeiras tarifárias de venda de energia, sendo 1 bandeira verde e 2 bandeira vermelha .....	34
Figura 22. Resultado da função Query juntamente ao mapeamento de rios e grandes lagos .....	36
Figura 23. Radiação mensal para a cidade de Bom Jesus da Lapa .....	38

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Principais fluidos utilizados em concentradores de torre central .....	13
Tabela 2. Comparação entre os estudos realizados por Burgi (2013) e sua própria dissertação .....	20
Tabela 3. Fonte de dados do <i>software</i> Geospatial Toolkit .....	23
Tabela 4. Especificação dos custos de capital da planta heliotérmica simulada.....	26
Tabela 5. Especificação dos parâmetros financeiros da planta heliotérmica simulada .....	28
Tabela 6. Restrições aplicadas ao <i>software</i> Geospatial Toolkit para a função Query .....	34
Tabela 7. Resultado das 14 maiores medições feitas com a restrição de proximidade a rios e grandes lagos e da função Query .....	36
Tabela 8. Definição das variáveis e cálculo do fluxo máximo/mínimo de massa em um único loop.....	39
Tabela 9. Resultado da pré otimização 2.....	40
Tabela 10. Resultado da pré otimização 3.....	40
Tabela 11. Principais resultados da otimização final com maiores valores de lucro .....	41
Tabela 12. Resultados das plantas heliotérmicas simuladas para o cenário base, cenário pré otimizado e cenário final .....	45
Tabela 13. Variação dos parâmetros em porcentagem quando comparados o cenário pré otimizado com cenário base e cenário final com cenário pré otimizado .....	46

# LISTA DE SÍMBOLOS

## Símbolos Latinos

$m$	Comprimento	[m]
$T$	Temperatura	[°C]
$P$	Pressão	[bar]
$I$	Intensidade de Radiação	[W/m <sup>2</sup> ]
$P$	Potência	[W, We]
$E$	Energia	[Wh]

## Siglas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BIG	Banco de Informações de Geração
BNDES	Banco Nacional do Desenvolvimento
CAPEX	Capital Expenditure
CEC	Commission of the European Communities
CEPEL	Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
CNAE	Classificação Nacional de Atividades Econômicas
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
CSLL	Contribuição Social sobre o Lucro Líquido
CSP	Concentrated Solar Power
DKTI-CSP	Projeto de Apoio ao Desenvolvimento de Energia Heliotérmica no Brasil
DNI	Direct Normal Irradiance
DOE	U.S. Department of Energy
EPC	Engineer, Procure, Construct
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ERDA	Energy Research and Development Administration
FINEP	Financiadora de Estudos e Projetos
GIZ	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit
HTF	Heat Transfer Fluid
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços
IEA	International Energy Agency
IPI	Imposto sobre Produto Industrializado
IPTU	Imposto sobre a Propriedade Predial e Territorial Urbana
IRENA	International Renewable Energy Agency
IRPJ	Imposto de Renda da Pessoa Jurídica
IRR	Internal Rate of Return
ISO	International Standards Organization
LCOE	Levelized Cost of Electricity
LEC	Levelized Electricity Cost
MME	Ministério de Minas e Energia
NPV	Net Present Value
NREL	National Renewable Energy Laboratory
OECD	Organisation for Economic Co-Operation and Development
O&M	Operação e Manutenção
OMM	Organização Meteorológica Mundial
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico



OPEX	Operation Expenses
PCM	Phase Change Material
PASEP	Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público
PIS	Programa de Integração Social
PPA	Power Purchase Agreement
SAM	System Advisor Model
SEGS	Solar Electric Generating System
SIN	Sistema Interligado Nacional
SWERA	Solar and Wind Energy Resource Assessment
SWOT	Strength, Weakness, Opportunities, Threats
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
TJLP	Taxa de Juros de Longo Prazo
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UFPE	Universidade Federal de Pernambuco

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 MOTIVAÇÃO PARA O ESTUDO

Cada dia mais os engenheiros buscam soluções para aumentar a produção de energia, diminuir a emissão de poluentes e tornar processos mais eficientes. Essa missão se torna extremamente importante em um país que é o 8º maior consumidor de energia e o 10º maior produtor no mundo de acordo com o relatório anual da *International Energy Agency* (IEA). Essas posições são devidas a vários fatores combinados, como por exemplo o fato de o país ser o 2º maior produtor e consumidor de etanol e possuir o 3º maior setor elétrico das Américas, com capacidade instalada de 127 MW (IEA, 2014a).

O Brasil tem sua matriz energética baseada na fonte hidráulica com 62,05% da geração nacional, segundo o Banco de Informações de Geração da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL – BIG, 2015), entretanto, de acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), em 2013 houve um decréscimo de 5,4% na oferta de energia proveniente da fonte hidráulica e um aumento do consumo em aproximadamente 3,6%. Dessa forma, é de se esperar que fontes alternativas e renováveis de energia sejam exploradas, pois apesar da fonte hidráulica ser considerada limpa e renovável, os danos causados por se represar um rio vão além do simples fato da área a ser inundada.

A EPE lançou em 2013/2014 seu relatório de previsão para a demanda de energia em 2050 destacando a avaliação de incertezas na introdução de novas tecnologias, como por exemplo, o grau de penetração das alternativas na matriz de transporte e o uso de fontes renováveis na produção industrial. Para ajudar a resolver essas incógnitas, o governo lançou um pacote de programas com destaque para o Programa Nacional de Eficiência Energética, Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica e o Plano Inova Energia.

Toda a pressão pela diversificação da matriz energética nacional e a redução de poluentes pode ter um efeito moderado. Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia para 2019, do Ministério de Minas e Energia (MME), projeta-se um declínio do consumo de gasolina em 2,1% ao ano, devido ao aumento do consumo do etanol e uma expansão de 13% da capacidade de fontes alternativas. Baseado no consumo final energético por fonte, o consumo de eletricidade também apresenta diminuição, de 17,2% para 16,7%, influenciado por programas como os citados anteriormente. Entretanto o consumo per capita de eletricidade no Brasil passará de 2.345 kWh/habitante em 2010, para 3.447 kWh/habitante em 2019. Para suportar a nova demanda, o investimento previsto para expansão em geração é de R\$175 bilhões, sendo R\$108 bilhões para novas usinas (70% em hidrelétricas, 30% em fontes renováveis). Toda expansão na geração deve ser transmitida pela rede e a previsão é de 36.797 km de novas linhas, totalizando 132.379 km de rede de transmissão em 2019. As perdas em transmissão chegam a contar com 15%, mas de acordo com a

classificação desenvolvida pelo MME, as linhas de transmissão são classificadas como “muito alta sustentabilidade” em 80% da rede.

## 1.2 OBJETIVO

A partir da motivação apresentada, a presente dissertação tem como objetivo simular e otimizar uma planta heliotérmica com tecnologia de cilindro parabólico com armazenamento direto na melhor localidade geográfica no Brasil.

Para isso, uma série de atividades é apresentada a seguir: primeiramente deve-se apresentar a heliotermia e seu contexto, bem como os recursos solares. Em seguida, as tecnologias disponíveis e os parâmetros financeiros básicos. O objetivo específico da escolha da melhor localização é feito por meio do *software Geospatial Toolkit* e a simulação da planta com o *software System Advisor Model (SAM)*. Todos os parâmetros técnicos e financeiros estão detalhados para melhor entendimento da simulação e das escolhas feitas. Com isso pretende-se conseguir a melhor localização geográfica para a instalação de uma planta heliotérmica com tecnologia de cilindro parabólico com armazenamento direto e o maior lucro para a empresa com a venda de energia.

## 1.3 HELIOTERMIA

No Brasil, a fonte hidráulica é a base de produção de energia. Apesar dessa fonte renovável, observa-se o crescimento do parque eólico nos últimos anos, atingindo uma capacidade instalada de 5,86 GW e 266 usinas. Outra fonte de energia renovável, que vem se destacando ao longo dos anos, é a solar. A energia solar pode ser usada para painéis fotovoltaicos e concentradores solares (heliotermia). Já existem 15,18 MW de capacidade instalada em painéis fotovoltaicos e a previsão de três plantas heliotérmicas (ANEEL – BIG, 2015).

Com as mudanças climáticas observadas ao longo das décadas, a produção de energia de forma limpa, segura e sem emissões de gases do efeito estufa são pontos que estão em foco. Com a heliotermia, a produção de eletricidade gera baixos índices de gases de efeito estufa, cerca de 14 a 32 gramas de CO<sub>2</sub> eq/kWh associado ao ciclo de vida para a geração de eletricidade (Projeto Energia Heliotérmica, 2014a), e sua capacidade de armazenamento, diferentemente da tecnologia fotovoltaica, provém uma entrada e saída da rede nas horas de pico a fim de suavizar as variações.

Basicamente, uma planta heliotérmica (também chamada de CSP – *Concentrated Solar Power*) funciona da seguinte forma: a radiação solar direta é concentrada em um ponto (ou ao longo de um linha) no qual existe um fluxo de fluido de transferência de calor. Após a troca de calor, o fluido vai para o bloco de potência onde sua alta energia térmica é transformada em energia mecânica na turbina, e posteriormente em energia elétrica no gerador. O fluido de transferência de calor é resfriado e então volta para o ciclo. Caso a planta tenha armazenamento, a energia térmica excedente durante o dia é

armazenada para que seja utilizada após o pôr do sol. A Figura (1) ilustra uma planta CSP com a tecnologia concentrador parabólico:

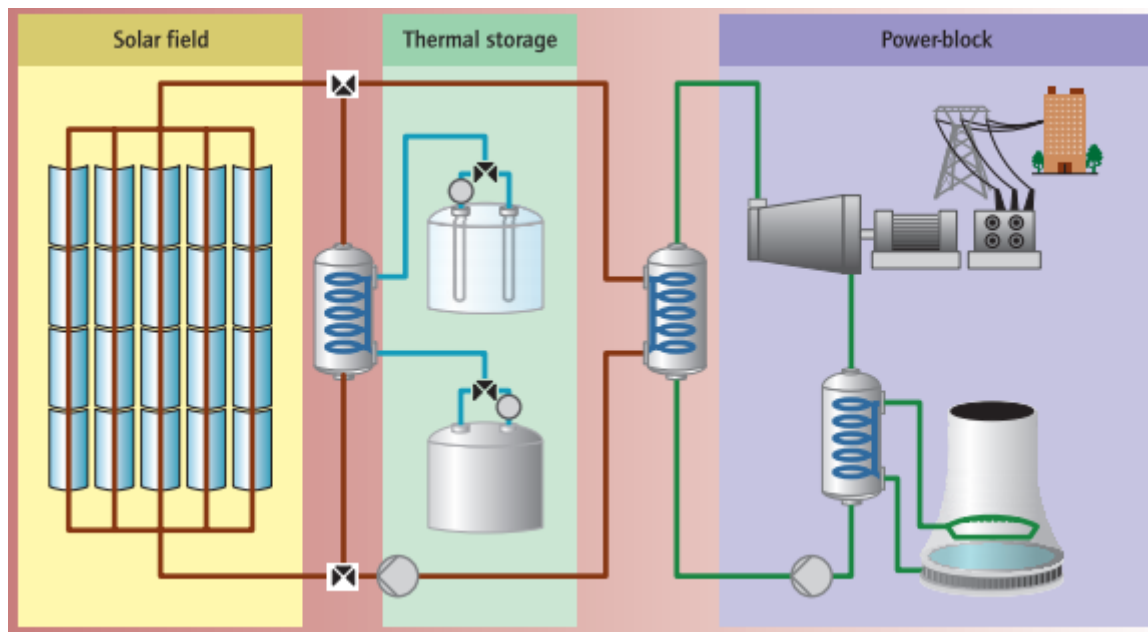


Figura 1. Ilustração de uma planta heliotérmica com tecnologia concentrador parabólico com armazenamento térmico. Fonte: IEA, 2010.

Para a viabilização de uma planta CSP, é necessário mais do que altas taxas de radiação direta. Segundo Guimarães et al. (2010), a disponibilidade de recursos hídricos para torre de resfriamento (caso a refrigeração seja por água), lavagem dos espelhos, necessidades básicas com uso de água e para o ciclo Rankine (apesar de ser um ciclo fechado, existem perdas); a proximidade com a rede elétrica para os casos de interligação, e a existência de uma infraestrutura mínima para transporte de equipamentos e para manutenção da planta são fatores que devem ser levados em conta e serão discutidos dentro dos capítulos seguintes.

#### 1.4 CENÁRIO MUNDIAL E BRASILEIRO

Atualmente existem pouco mais de 100 plantas em operação em diversas partes do mundo. A capacidade instalada varia, assim como o tipo de fluido e a tecnologia empregada. A Figura (2) mostra a participação de cada país, de acordo com sua capacidade em operação.

## CSP POR PAÍS - PLANTAS EM OPERAÇÃO

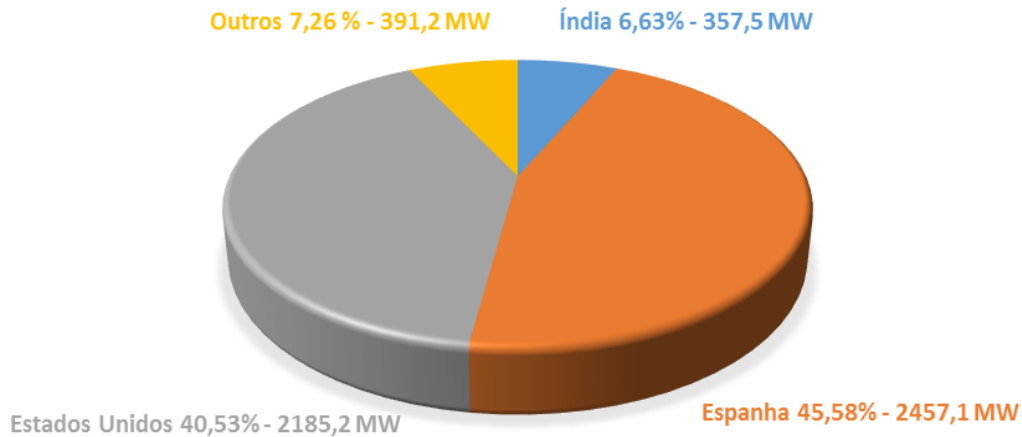


Figura 2. Plantas heliotérmicas ao redor do mundo em operação. Outros: África do Sul, Alemanha, Argélia, Austrália, Canadá, Chile, China, Egito, Emirados Árabes, França, Israel, Marrocos, Tailândia e Turquia. Fonte de dados: CSPToday.

Infelizmente o Brasil ainda não possui nenhuma planta instalada e em funcionamento, entretanto o projeto que prevê a instalação da primeira planta já foi iniciado. Entre os principais marcos brasileiros relacionados à energia heliotérmica elaborado por Mapeamento Básico das Precondições (Projeto Energia Heliotérmica, 2014a) pode-se destacar:

Projeto Cemig e Luz International/Flachgas (Final da década de 1980): Estudo de viabilidade de uma planta solar térmica com tecnologia de cilindros parabólicos na região norte de MG (Janaúba e Janaúria) – Cemig e Luz International/Flachgas. Final da década de 80;

- a) Projeto Cemig desenvolvido pelo Cefet-MG (2004 - 2009): Construção de um sistema otimizado integrado de concentradores cilindroparabólicos e rastreador solar, 10 kW;
- b) Projeto HELIOTERM – (2012-2015): Implantação de uma planta piloto de geração heliotérmica (1 MWe) em Petrolina/PE. Financiadora: FINEP, Cofinanciadora: Secretaria de Ciência e Tecnologia do Estado de Pernambuco (Sectec/PE), Executor: CEPEL e Co-Executor: UFPE;
- c) Projetos de plantas comerciais com tecnologia de calhas parabólicas divulgados pela Braxenergy: a) Paraíba/Coremas (50 MW), b) Pernambuco/Serra Talhada (2 plantas de 30 MW cada), c) Minas Gerais/Araçuai (1 planta de 20 MW).

Além das pesquisas desenvolvidas, o setor energético brasileiro conta com diversos acordos firmados, como por exemplo a parceria entre Brasil e Alemanha por meio da GIZ (*Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit*) que já existe faz quase 50 anos e, recentemente, firmaram um acordo para desenvolvimento da heliotermia. O Projeto de Apoio ao Desenvolvimento de Energia Heliotérmica no Brasil (DKTI-CSP) está dando seus primeiros passos e pretende ter seu primeiro resultado em 2016, com a primeira planta CSP no Brasil, em Petrolina e outras mencionadas

acima. Fortalecer a colaboração internacional em pesquisa e desenvolvimento, trocando as melhores práticas é uma das atitudes sugeridas pela IEA em seu relatório sobre o futuro da energia solar (IEA, 2014c).

Para ilustrar o cenário brasileiro, Sulyok (2014) apresenta em seu trabalho uma matriz SWOT sobre a heliotermia no Brasil, mostrada na Fig. (3) a seguir:

<b>Forças</b>	<b>Fraquezas</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Custo baixo de mão de obra;</li> <li>▪ Demanda elétrica crescente;</li> <li>▪ Necessidade de diversificação da matriz elétrica.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Tecnologia desconhecida;</li> <li>▪ Não existe legislação específica para CSP;</li> <li>▪ Infraestrutura parcialmente desenvolvida*.</li> </ul>
<b>Oportunidades</b>	<b>Ameaças</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Redução dos preços dos componentes futuramente;</li> <li>▪ Atratividade dos investidores estrangeiros.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Competição com <i>stakeholders</i> estrangeiros;</li> <li>▪ Insuficiência de treinamento/profissionais capacitados.</li> </ul>

Figura 3. Matriz SWOT para a tecnologia heliotérmica. Fonte: Sulyok, 2014 (editado).

O custo baixo da mão de obra deve-se à insuficiência de treinamento, falta de profissionais capacitados e prováveis localizações de implantação da planta (regiões do semi-árido). A demanda elétrica crescente e expansão do setor energético é descrita no começo da introdução desta dissertação, entretanto, sem o conhecimento da tecnologia CSP, o governo continuará a limitar as opções e não investirá na heliotermia. A partir do desenvolvimento da tecnologia CSP, investidores estrangeiros podem se aventurar em novos horizontes no Brasil e a partir da atratividade e crescimento do setor, o governo será obrigado a estabelecer uma legislação própria para a heliotermia. O cenário ideal seria que essa legislação fosse feita anteriormente para que todos os parâmetros estejam bem estabelecidos para não existir nenhuma falha no trâmite das plantas. Em se tratando do ponto marcado na Fig. (3)(\*), a situação da indústria atualmente é favorável, existem somente alguns campos que devem ser aprimorados, como mostrado na Fig. (4).

Componentes básicos	Materiais	Características requeridas	Situação atual	Investimentos/ P&D
Preparação da área para campo solar	concreto	fundições de qualidade	tecnologia dominada	-
Equipamentos eletrônicos		componentes para o setor de energia	necessário desenvolvimento de rastreadores solares de precisão/monitoração e controle já dominados	P&D
Bloco de potência	aço, concreto	similar às UTE	tecnologia dominada	-
<b>Campo solar</b>				
Produção de vidros float	baixo teor de ferro	maior pureza do vidro	tecnologia dominada pelas empresas em unidades fabris de outros países	baixo
Produção de espelhos	baixo teor de ferro	refletividade superior a 94% e estabilidade do revestimento	40% dos espelhos comercializados no país são importados	médio
Estrutura para concentradores	aço	rigidez e durabilidade	falta o desenvolvimento de tecnologia para partes móveis	baixo
Receptores	vidro com baixo teor de ferro e superfícies seletivas	durabilidade e qualidade de longo prazo	não há tecnologia	P&D
<b>HTF e Armazenamento térmico</b>				
Fluido de transferência de calor		estabilidade térmica	indústria e distribuidora do óleo térmico	baixo
Tubulação	aços, isolantes térmicos	precisão e alta resistência ao calor	tecnologia dominada	-
Sistemas de armazenamento térmico	salt, concreto, construção metálica	qualidade e durabilidade	sais fundidos: a desenvolver/ obras civis dominada	P&D

Figura 4. Situação dos recursos usados em uma planta heliotérmica. Fonte: Projeto Energia Heliotérmica, 2014a.

A Figura (5) coloca em números o uso de materiais e a área ocupada para uma usina de referência com tecnologia de cilindro parabólico:

Materiais	Quantidades
Aço	10.000t - 15.000t
Vidro	6.000t
Armazenamento (sal)	25.000t - 30.000t
Concreto	10.00t
Isolamento	1.000t
Cobre	300t
Terra	2 km <sup>2</sup>

Figura 5. Uso de materiais e área ocupada para usina de referência com tecnologia cilindro parabólico. Fonte: Projeto Energia Heliotérmica, 2014<sup>a</sup> apud Ernst & Ypung e Fraunhofer, 2011).

De acordo com a dissertação desenvolvida em Projeto Energia Heliotérmica (2014a), a produção nacional de vidro de 5.400 t/dia representaria aproximadamente a produção necessária de 6.000 toneladas utilizadas em uma usina de referência de 50 MW. O emprego de 15.000 toneladas de aço, para a usina de referência de 50 MW, representaria 0,45% da produção combinadas de tubos e estruturas de aço em 2011. Considerando-se a capacidade ociosa do setor, não seria difícil suprir a eventual demanda por esses materiais para usinas heliotérmicas no Brasil.

## 2 REVISÃO DE CONCEITOS

### 2.1 RECURSO SOLAR E RADIAÇÃO

A radiação solar global é a soma da radiação direta, difusa, e ainda uma componente refletida (pelo solo). Dentro do espectro solar emitido, o intervalo de comprimento de onda entre 0,15 e 3  $\mu\text{m}$  é o mais importante para aplicações de energia (Solar Energy Engineering – Processes and Systems), como mostrado na Fig. (6). Além disso, a quantidade desses tipos de radiação é distribuída, como mostrado na Fig. (7).

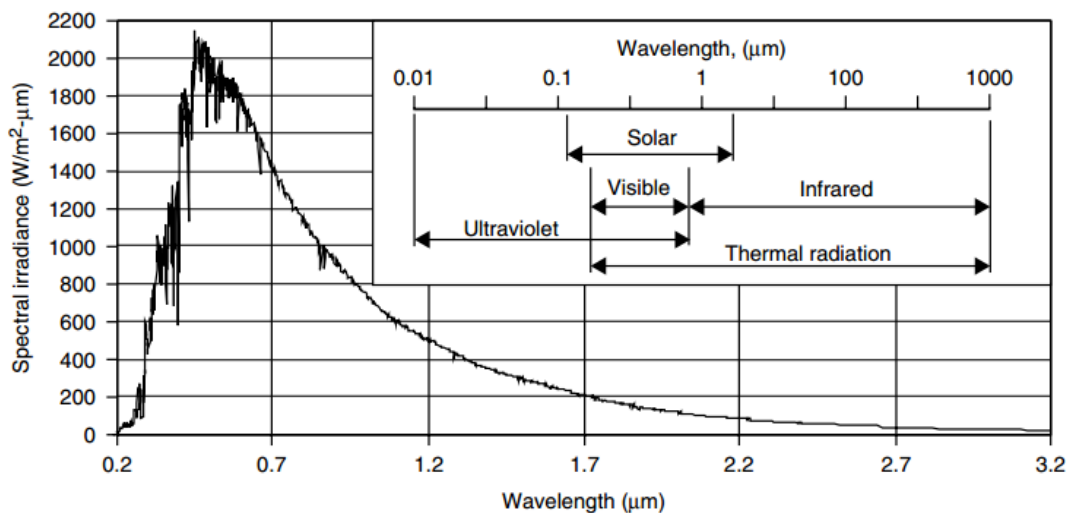


Figura 6. Curva padrão do espectro eletromagnético da radiação solar com comprimento de onda ( $\mu\text{m}$ ) vs irradição ( $\text{W/m}^2$ ), dada a constante solar de  $1366,1 \text{ W/m}^2$ . Fonte: Solar Energy Engineering – Processes and Systems.

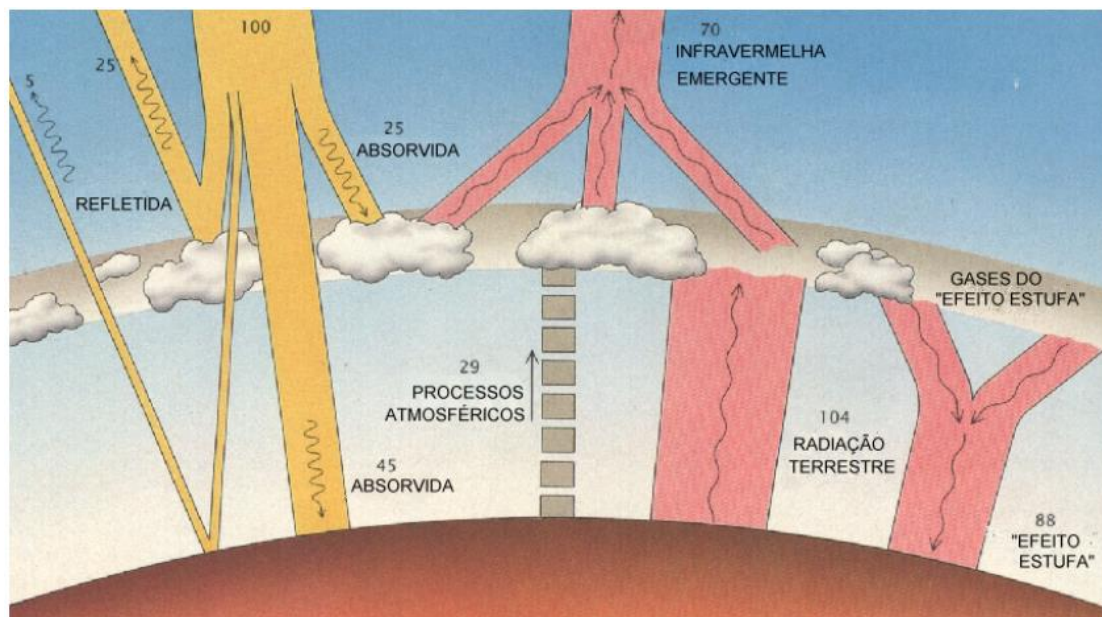


Figura 7. Tipos de radiação solar e seus efeitos. Fonte: Solar Resources on Brazilian Territory – Fernando Martins.



Concentradores solares trabalham somente com radiação solar direta (DNI – *Direct Normal Irradiance*). Esse tipo de radiação pode ser definida como a radiação que incide direta e perpendicularmente sobre uma superfície. Fatores como a latitude, longitude, condições atmosféricas e estação do ano influenciam na escolha da melhor posição da superfície para maior incidência. O sol não é estacionário, ou seja, com o passar do dia a posição na qual a superfície recebe a maior radiação direta varia, portanto um sistema de rastreamento do sol é necessário para se obter os melhores índices de incidência. Em dias nublados ou com nuvens, a radiação é do tipo difusa e não tem nenhuma influência para a tecnologia CSP, pois esse tipo de radiação não pode ser concentrada.

As medidas de radiação são armazenadas no banco de dados de radiação solar, o qual pode ser obtido pela instrumentação no solo e pelos satélites. Atualmente o país possui apenas quatro estações solarimétricas da Rede SONDA com medição de DNI. Os resultados podem mostrar diferentes tipos de radiação incidente sobre a superfície terrestre em determinada região e em determinado período de tempo. Essa fonte de informação deve ser o mais precisa possível, pois é sabido que a incidência de radiação direta é um dos fatores que determinam a viabilidade da planta. De acordo com o relatório da *IEA Technology Roadmap – Concentrating Solar Power* (IAE, 2010), estudiosos definem um limite inferior de DNI de 1.900 kWh/m<sup>2</sup>/ano a 2.100 kWh/m<sup>2</sup>/ano, e abaixo disso outras fontes solares são mais competitivas, tirando proveito da radiação direta e difusa.

As medidas de previsão dependem de alguns parâmetros básicos de entrada básicos como a medida de radiação feita por instrumentos no solo, imagens de satélites, modelagem e simulação do tempo e caso a planta esteja em operação, os dados de produção da mesma (Siqueira, 2015).

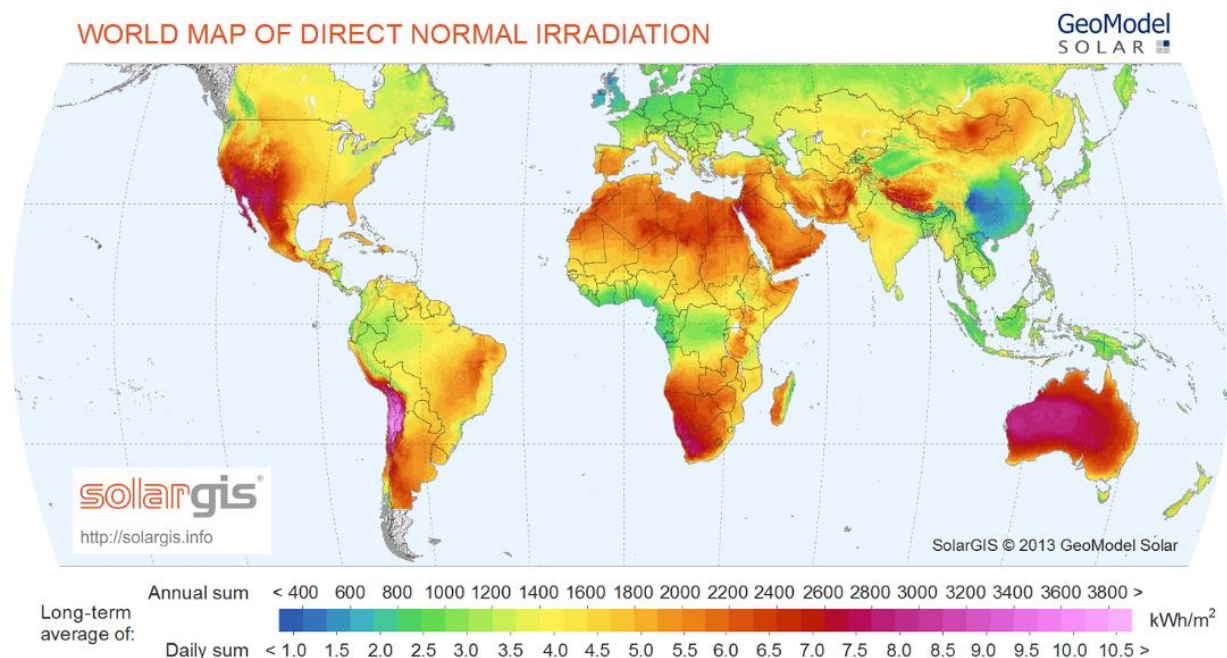


Figura 8. Mapa mundial com índices de radiação direta. Fonte: SolarGIS.

Os maiores índices de radiação direta são encontrados na região oeste dos Estados Unidos e da Austrália, no Chile, nas regiões Norte e Sul da África, e em outros pontos isolados, como pode ser visto na Fig. (8).

Diversas entidades já desenvolveram um mapa de radiação direta mundial - no caso do Brasil, esforços foram feitos para gerar medidas mais específicas. Como resultado, foram feitas as seguintes publicações: Atlas de Irradiação Solar no Brasil (1998), Atlas Solarimétrico do Brasil (2000) e Atlas Brasileiro de Energia Solar (2006). Devido às mudanças climáticas, faz-se necessária a atualização desses dados.

O programa SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*), feito pela NREL (*National Renewable Energy Laboratory*), também fornece dados mundiais sobre índices de radiação, entre outros, aberto ao público. O programa conta com a opção de ampliação e controle do mapa, assim como a seleção de diferentes filtros. Outro programa usado para avaliar diferentes recursos é o *Global Atlas for Renewable Energy*, desenvolvido pelo IRENA (*International Renewable Energy Agency*). O usuário também controla os filtros que podem ser utilizados e pode adicionar informação como população e topografia, tudo feito pela plataforma *online*. Outros programas com geoprocessamento foram desenvolvidos para este tipo de medição, tendo em vista primeiramente aplicações com painéis fotovoltaicos – por exemplo, o programa SolarGIS, que se trata de um sistema de informação geográfico projetado para atender a demanda da indústria solar. Ele integra o recurso solar com dados meteorológicos e ferramentas para planejamento e monitoramento da performance de sistemas solares (solargis.info). As Figuras (8) e (9) foram retiradas desse site, ambas com atualização em 2013. A faixa que vai do semi árido baiano até o noroeste do sul possui bons índices de radiação solar, ilustrado na Fig. (9).



Figura 9. Índices de radiação direta para o Brasil. Fonte: SolarGIS.

## 2.2 TECNOLOGIAS CSP

A tecnologia de concentração solar conta com quatro tipos: concentrador parabólico, torre solar, linear fresnel e disco parabólico, ilustradas na Fig. (10). A concentração da radiação solar pode ser feita de forma pontual ou linear ao longo de um tubo, e o receptor pode ser classificado em estacionário ou móvel. Cada tecnologia é diferente no que diz respeito ao *design*, forma do receptor, tipo de fluido de transferência de calor adequado, temperatura de trabalho e formas de armazenamento (IEA, 2014c).

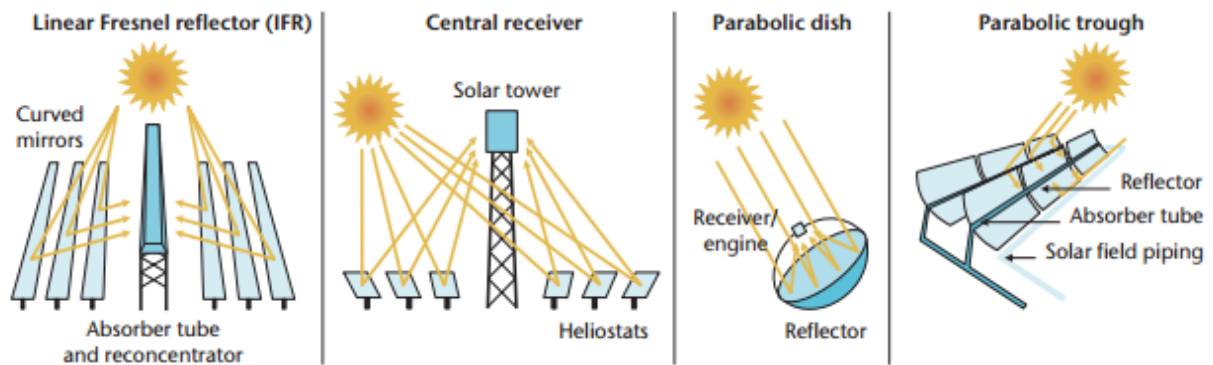


Figura 10. Ilustração das tecnologias CSP. Da esquerda para direita: concentrador Fresnel, concentrador de torre solar, disco parabólico e concentrador parabólico. Fonte: IEA, 2014c.

### 2.2.1 CONCENTRADOR FRESNEL

O sistema Linear Fresnel é composto por diversos espelhos planos que juntos podem formar quase uma parábola ou então estão espalhados no mesmo plano, mas com inclinações diferentes. Ela se assemelha à tecnologia de concentrador parabólico pelo fato de que a radiação é refletida ao longo de um tubo. Entretanto, o tubo absorvedor é montado sobre uma estrutura fixa e somente os espelhos que se movem para a posição ótima de reflexão através de um sistema de rastreamento do sol, como mostrado na Fig. (11).

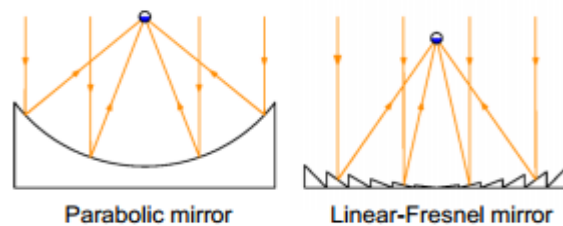


Figura 11. Diferença entre o concentrador parabólico e o concentrador Fresnel. Fonte: *Concentrated Solar Power, State of Art* – Günter Schneider.

Segundo Zhang et al. (2013), esse sistema necessita de baixo investimento, pois é mecanicamente o mais simples e o fato de que o receptor é fixo facilita a geração de vapor direto, eliminando a necessidade de um fluido de transferência de calor. Apesar dessas vantagens, é difícil integrar o armazenamento e o sistema não gera temperaturas muito altas, consequentemente, tem uma baixa eficiência. Baharoom et al. (2015) justifica a baixa eficiência ótica devido a (1) alta perdas de cosseno

por conta do bloqueio e sombra de espelhos adjacentes, (2) espelhos planos não conseguem atingir a formação de parábola perfeita e (3) sombra do tubo absorvedor.

## 2.2.2 CONCENTRADOR PARABÓLICO

A tecnologia de concentrador parabólico é a mais madura entre as disponíveis. Sua estrutura é formada por 3 partes principais: o coletor, o tubo absorvedor e a estrutura em si, ilustrados na Fig. (12). O coletor é formado por um espelho parabólico que foca os feixes de luz na direção do tubo absorvedor, o qual está montado na linha de ponto focal do espelho. O movimento e o posicionamento dos coletores segue o sol de forma a manter o foco no tubo e esse movimento se dá norte-sul ou leste-oeste. O movimento norte-sul tem a vantagem de ficar voltado para o sol ao meio-dia, porém tem desempenho reduzido no início e final do dia. O movimento leste-oeste aponta mais diretamente para o sol nos períodos de início e fim do dia e tem uma maior movimentação (Oliveira Filho, 2014). O tubo absorvedor é conectado às extremidades da seção dos espelhos, de forma que esse se move juntamente com os espelhos. Esse tubo é normalmente formado por diversas camadas para aumentar a absorvidade e diminuir as perdas de calor. O fluido de transferência de calor passa dentro do tubo absorvedor e o mesmo pode chegar a temperaturas de 390°C até 650°C (Projeto Energia Heliotérmica, 2014b).

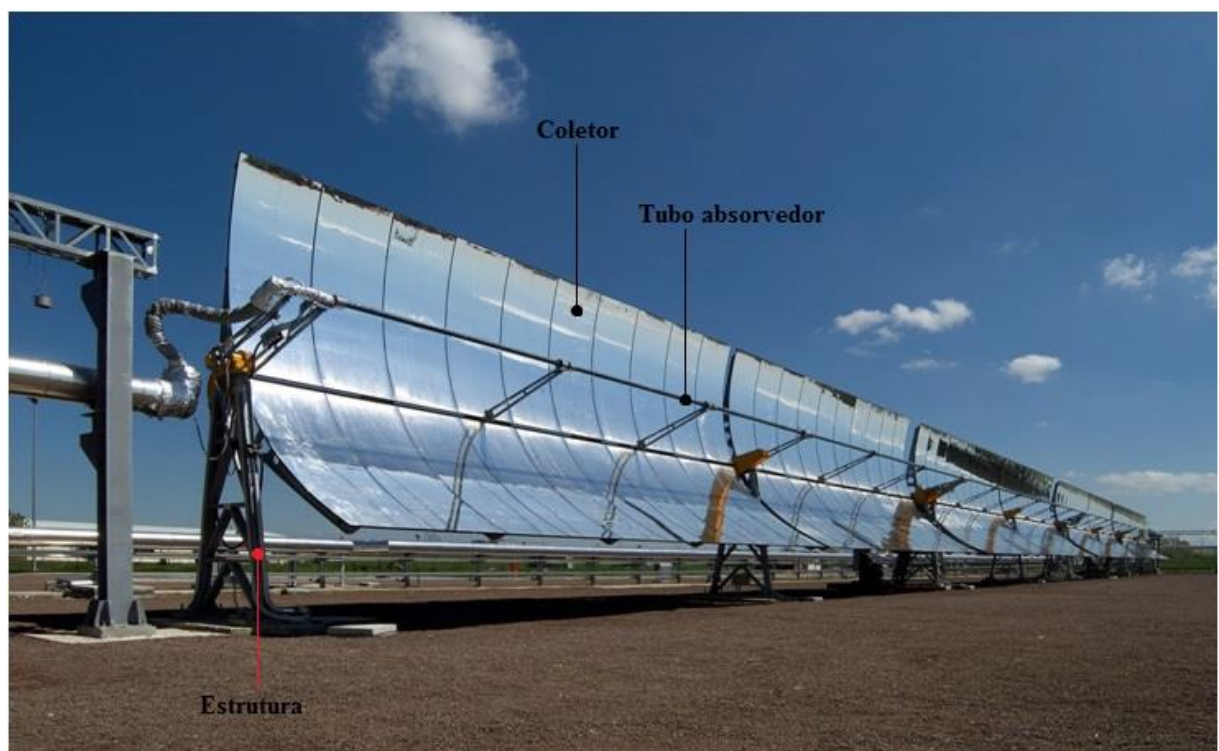


Figura 12. Concentrador parabólico. Fonte: *Archimedes Solar Energy* (editado).

O tipo de fluido de transferência de calor escolhido vai determinar o tipo de planta de energia após o campo de coletores. A estrutura que sustenta os coletores é de extrema importância para esse tipo de tecnologia, pois devido ao tamanho e a quantidade dos espelhos, a estrutura fica sujeita a esforços provenientes dos ventos. Os campos solares são formados por diversos coletores e sua estrutura

individual possui cerca de 12 metros, sendo que, com todas elas conectadas, pode chegar a 150 metros (EuroTrough) (Projeto Energia Heliotérmica, 2014b), portanto sua rigidez é fundamental para manter os coletores imóveis e permitir que a radiação direta seja devidamente direcionada. O tipo de mecanismo instalado para o movimento da estrutura também é importante, pois deve obedecer à restrições de velocidade e ângulo mínimo de movimento. Essas restrições tem como base o fato de que, caso a planta detecte uma tempestade, o mecanismo deve ser capaz de mover os coletores para a posição de segurança, bem como ser capaz de variar a angulação de forma precisa para manter o foco dos coletores no tubo absorvedor.

### **2.2.3 CONCENTRADOR DE TORRE CENTRAL**

A tecnologia com torre solar, também conhecida como sistema de receptor central, é composta por quatro elementos principais. Os heliostatos são as estruturas montadas com os espelhos, que são quase planos. Toda estrutura é controlada por um sistema de rastreamento do sol (Projeto Energia Heliotérmica, 2014b), que pode ser de um ou de dois eixos. A posição e a distribuição dos heliostatos ao redor da torre é projetada de acordo com a localização da planta. O sistema de rastreamento é diferente do empregado na tecnologia de concentrador parabólico, pois o ponto de concentração da radiação refletida é fixo. O tamanho de um heliostato depende do peso e cargas de vento que a estrutura pode suportar – heliostatos menores são mais leves, porém é necessário um número muito grande de cabeamento e unidades de controle nesse caso. O custo de cabeamento e comunicação pode ser reduzido caso cada heliostato tenha uma pequena placa fotovoltaica (Projeto Energia Heliotérmica, 2014c). O receptor é posicionado no topo da torre e é responsável por absorver a radiação refletida. Essa radiação é transformada em energia térmica pela troca calor com o fluido de transferência de calor, que pode atingir temperatura de 550 °C. Segundo a apostila *Tower CSP Technology – State of the Art and Market Overview*, seguem as seguintes classificações dos receptores:

- a) Receptores externos: os elementos de absorção estão instalados na parte de fora da estrutura (torre), geralmente usado para campos redondos;
- b) Receptores de cavidade: os elementos de absorção estão instalados em uma cavidade, com abertura menor que a superfície de absorção;
- c) Receptores de absorção indireta: a radiação solar aquece a superfície e então o calor é conduzido por convecção e condução para o fluido de transferência de calor – uma série de tubos interligados;
- d) Receptores de absorção direta: a radiação solar é absorvida diretamente pelo fluido de transferência de calor.

Diversos tipos de fluido de transferência de calor podem ser utilizados nesse tipo de aplicação e dependendo do tipo escolhido existe um receptor especial. As temperaturas atingidas são as mais altas, quando comparadas com as demais, portanto teoricamente a eficiência do ciclo de potência é maior e o

armazenamento pode ser feito por períodos maiores de tempo. Entretanto, segundo um estudo realizado por Tardieu Alaphilippe M. (2007), citado em IEA, 2014c, existe um ponto de temperatura de trabalho ideal dado um fator de concentração. Ou seja, a teoria do ciclo ideal de Carnot que afirma que o rendimento será maior quanto maior a temperatura da fonte quente é plausível até certa temperatura. A Tabela (1) apresenta uma comparação entre os principais fluidos que podem ser utilizados:

Tabela 1. Principais fluidos utilizados em concentradores de torre central (IAE, 2014c).

	<b>Transferência de Calor</b>	<b>Intervalo de Temperatura</b>	<b>Preço</b>	<b>Perigo Ambiental</b>	<b>Notas</b>
<b>Ar</b>	Ruim	Bom	Bom	Não	
<b>Água/Vapor</b>	Bom	Mediano	Bom	Não	
<b>Sal Derretido</b>	Bom	Mediano	Mediano	Não	Pode ser usado como meio de armazenamento
<b>Metal Líquido</b>	Excelente	Bom	Ruim	Potencialmente	
<b>Partícula Sólida</b>	Bom	Excelente	Bom	Não	Pode ser usado como meio de armazenamento

A torre deve ser projetada com cuidado, levando-se em conta que sua estrutura deve resistir aos ventos e sua sombra afeta o campo de heliostatos. Dependendo do tipo de geração que será escolhida, a torre deve ter capacidade de abrigar os equipamentos necessários e se possível ser feita com um *design* que possibilite mudanças (Projeto Energia Heliotérmica, 2014b). Esse tipo de tecnologia permite a geração direta de vapor ou o armazenamento térmico – esses dois tópicos serão tratados mais a frente.

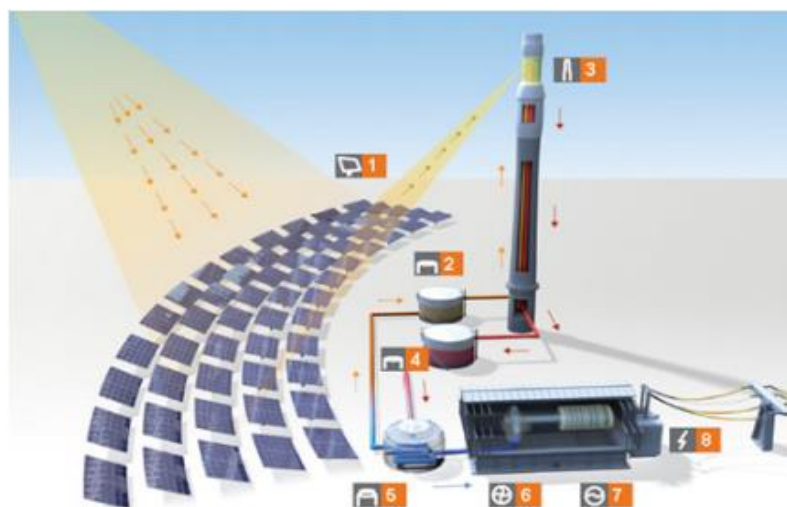


Figura 13. Ilustração de uma planta com tecnologia concentrador de torre central e armazenamento. (Projeto Energia Heliotérmica, 2014c).

A Figura (13) acima representa uma planta CSP com tecnologia de torre solar. O campo solar com os heliostatos (1) recebe e reflete a radiação para o receptor na torre (3). O tanque (2) é utilizado pra armazenar o fluido de transferência de calor antes de ir para a torre. O armazenamento quente é feito no tanque (4) e quando necessário é utilizado para ajudar na troca de calor (5). O vapor superaquecido é usado no ciclo de potência (6) que por meio de um gerador (7) produz energia elétrica para distribuição na rede (8).

As Figuras (14) e (15) mostram a comparação entre as tecnologias apresentadas.

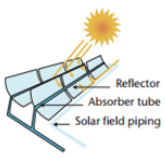
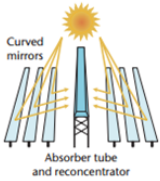
	Tipo de Tecnologia	Descrição	Positivo	Negativo
Concentrador Parabólico		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Espelhos parabólicos;</li> <li>▪ Longas fileiras de coletores;</li> <li>▪ Ponto de concentração móvel.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Tecnologia mais madura;</li> <li>▪ Alta eficiência ótica;</li> <li>▪ Rastreamento solar em um eixo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Uso de muito espaço;</li> <li>▪ Uso de conexões flexíveis;</li> <li>▪ Estrutura de suporte pesada.</li> </ul>
Concentrador Fresnel		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Espelhos planos;</li> <li>▪ Receptores separados do coletor;</li> <li>▪ Ponto de concentração fixo;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Estrutura leve;</li> <li>▪ Instalação rápida;</li> <li>▪ Uso de menos área para os coletores;</li> <li>▪ Mais simples tecnologia mecanicamente falando.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Não atinge altas temperaturas;</li> <li>• Baixa eficiência ótica;</li> <li>• Altas perdas de cosseno.</li> </ul>

Figura 14. Comparação entre a tecnologia de cilindro parabólico e de concentrador Fresnel.

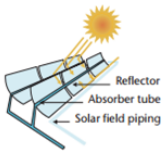
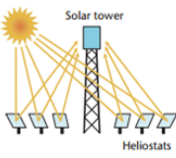
	Tipo de Tecnologia	Descrição	Positivo	Negativo
Concentrador Parabólico		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Espelhos parabólicos;</li> <li>▪ Longas fileiras de coletores;</li> <li>▪ Ponto de concentração móvel.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Tecnologia mais madura;</li> <li>▪ Alta eficiência ótica;</li> <li>▪ Rastreamento solar em um eixo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Coletores específicos;</li> <li>▪ Uso de conexões flexíveis;</li> <li>▪ Estrutura de suporte pesada.</li> </ul>
Concentrador de Torre Central		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Receptor fixo e central cercado por heliostatos;</li> <li>▪ Sistema de rastreamento de dois eixos;</li> <li>▪ Geração direta ou indireta de vapor;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Receptor fixo;</li> <li>▪ Geração de altas temperaturas;</li> <li>▪ Ideal para hibridização;</li> <li>▪ Possibilidade de armazenamento térmico.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Em fase de desenvolvimento e testes;</li> <li>• Mais caro.</li> </ul>

Figura 15. Comparação entre a tecnologia de cilindro parabólico e de torre solar.

## 2.3 ARMAZENAMENTO

O armazenamento térmico é um fator que diferencia as plantas heliotérmicas das outras tecnologias renováveis. A rápida redução de custos para a tecnologia fotovoltaica parece deixar a tecnologia de concentrador solar fora de questão, se usada sem armazenamento, por conta de seu alto investimento (IEA, 2014c). O conceito de armazenamento térmico é bem simples: durante o dia, o excesso de calor é desviado para um material de armazenamento (ex.: sal derretido) que é usado em um período de alta demanda e baixa/nenhuma radiação. Uma das vantagens do armazenamento é a disponibilidade, ao passo que quando necessário, ele é usado.

O armazenamento direto é quando o fluido de transferência de calor é o mesmo usado no armazenamento, e indireto quando é utilizado outro tipo. Além dessa classificação, o sistema de armazenamento térmico também pode ser classificado como sensível, com mudança de fase e termomecânico.

Entre as funções do armazenamento, Kuravi et al. (2013) cita o *buffering*, período de despacho de energia e aumento do fator de capacidade. Primeiramente, fator de capacidade é a proporção entre a produção efetiva da usina em um período de tempo e a produção total máxima neste mesmo período (heliotermica.gov.br). Quando existem nuvens no céu ou a radiação não é suficiente, a função *buffering* se encarrega de prover energia térmica para alcançar as demandas de produção. Após o pôr do sol, o despacho de energia ainda continua utilizando o armazenamento térmico. Dessa forma, a planta está produzindo quase todo o tempo, mesmo sem radiação direta, aumentando seu fator de capacidade.

Uma outra vantagem é a redução do tempo de início de operação, já que existe um fluido pré aquecido. Caso a planta não possua armazenamento, ela deve possuir caldeiras auxiliares para a complementação de vapor para auxiliar no início das operações, bem como quando os fatores climáticos não estão em condições ideais de radiação direta normal.

De acordo com Tian (2013), o projeto do sistema de armazenamento leva em conta três fatores principais: as propriedades técnicas, custo e impacto ambiental. Kuravi et al. (2013) citando Herrmann e Kearney, adiciona outros fatores como baixas perdas térmicas e compatibilidade química. O primeiro item diz respeito às propriedades de cada fluido, entre elas, estabilidade química e alta taxa de capacidade térmica. O custo vai determinar o período em que esse investimento será pago, e geralmente o custo de fluido de armazenamento é um fator de peso na planta CSP. O impacto ambiental causado pelo fluido deve ser levado em consideração pois, sendo a planta inteira ecologicamente correta, o fluido deve acompanhar os patamares de sustentabilidade.

Estudos de Kuravi et al. (2013) mostram que a introdução do armazenamento térmico de 6 horas em uma planta de 50 MWe com tecnologia concentrador parabólico, leva às seguintes consequências: aumento da eficiência anual; custo normalizado de energia reduzido em 10%; adição de perda de



calor; planta solar maior do que uma sem armazenamento; e aumento do investimento inicial, com geração de mais energia, resultando um custo de energia menor.

## 2.4 RECURSO HÍDRICO

Como mencionado anteriormente, Guimarães et al. (2010) considera a disponibilidade de recursos hídricos para o processo de geração de energia elétrica baseado no ciclo Rankine e para lavagem dos espelhos um dos fatores principais para o sucesso de uma planta CSP. Outro ponto em que a água é utilizada é para o resfriamento, que pode ser feito por três processos: úmido, seco e híbrido. A Figura (16) apresentada pelo Projeto Energia Heliotérmica (2014a apud Turchi et al., 2010), mostra uma comparação entre os tipos de resfriamento. Trabalhos anteriores (Soria, 2011; Lodi, 2011), apresentam valores na faixa de 60 a 90 L/MWh para lavagem dos espelhos.

Tipo de resfriamento	Vantagens	Desvantagens
Torre de Resfriamento	Menor custo instalado	Alto consumo de água
	Menores cargas parasita	Tratamento de água e descarga e eliminação requeridos
	Menor temperatura de resfriamento e maior eficiência do ciclo de potência	Ocorrência de pluma em climas frios
Via seca	Sem consumo de água e, portanto, seu tratamento não é pertinente	Equipamentos de maior custo
	Melhores custos de O&M	Perda de eficiência no resfriamento
Sistema Híbrido	Consumo de água reduzido	Maior complexidade e maior custo de investimento
	Potencial para redução do LCOE comparado ao via seca	Mesmas desvantagens do sistema em via úmida em menor grau
	Bom desempenho durante estação de clima quente	

Figura 16. Tipos de sistemas de resfriamento utilizados em blocos de potência. Fonte: Projeto Energia Heliotérmica (2014a apud Turchi et al., 2010).

## 2.5 PARÂMETROS FINANCEIRO BÁSICOS

### 2.5.1 CUSTO NORMALIZADO DE ENERGIA (LCOE)

O principal critério econômico para a construção de uma planta CSP é o seu custo normalizado de energia, do termo original em inglês “*Levelized Cost Of Electricity*” (LCOE) ou também denominado “*Levelized Electricity Cost*” (LEC). O LCOE representa o custo equivalente de cada unidade de eletricidade gerada ao longo da vida útil do projeto levando em conta o investimento inicial (CAPEX), custos de manutenção e operação (OPEX) e demais custos associados a juros sobre quaisquer empréstimos. A seguir segue o modelo proposto pela IEA, como um exemplo simplificado.

$$LCOE = \frac{Inv.FCR + O\&M}{E_{el}} \quad FCR = \frac{i.(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

Onde:

Inv: custo de investimento;

FCR: despesa fixa sobre juros e financiamentos;

O&M: custo anual de operação, manutenção e seguros;

$E_{el}$ : rendimento anual de eletricidade;

i: taxa de juros real da dívida;

n: período de amortização em anos;

LCOE: custo normalizado de energia.

Este fator não representa o preço de venda ao consumidor, por não incluir pagamentos de impostos ou o lucro objetivado pelo desenvolvedor, mas sim o custo relacionado à tecnologia em si e é independente desses fatores e não varia com o tempo (Projeto Energia Heliotérmica, 2014c). A Figura (17) mostra alguns valores médios de LCOE para diferentes configurações de plantas heliotérmicas.

Tecnologia Heliotérmica/Fonte	Estimativa média (USD2010/kWh)		Observações
<b>Calhas Parabólicas</b>	2011	2020	
IEA, 2010	0,248	0,12	Planta de grande porte, 10% de desconto
Fichtner, 2010	0,23		Planta proposta na África do Sul, 8% de desconto, limite inferior referente a planta de 100 MW com armazenamento
	0,345		LCOE para planta na Índia, limite inferior da média refere-se a resfriamento úmido e limite superior a resfriamento seco
	0,225		LCOE para Marrocos, limite inferior da média refere-se a resfriamento úmido e limite superior a resfriamento seco
Based on Kutscher et al. (2010)	0,22	0,105	Dados para USA, ajustados de forma a excluir o impacto de taxa de crédito
Hinkley, et al., 2011	0,21	0,13	Dados para planta de 100 MW na Austrália, 7% de taxa de desconto
<b>Torres Solares</b>			
Fichtner, 2010	0,194		Planta proposta na África do Sul, 8% de desconto, limite inferior referente a planta de 100 MW com armazenamento
	0,275		LCOE para planta na Índia, limite inferior da média refere-se a resfriamento úmido e limite superior a resfriamento seco
	0,255		LCOE para Marrocos, limite inferior da média refere-se a resfriamento úmido e limite superior a resfriamento seco
Kolb, et al., 2011	0,165	0,085	Dados para USA, ajustados de forma a excluir o impacto de taxa de crédito
Hinkley, et al., 2011	0,21	0,16	Dados para planta de 100 MW na Austrália, 7% de taxa de desconto
<b>Calhas Parabólicas e Torres Solares</b>			
A.T. Kearney, 2010	0,275	0,145	

Figura 17. Valores médios de LCOE estimados para 2011 e projeção para 2020, relativos às tecnologias de cilindro parabólico e torre solar. Fonte: Projeto Energia Heliotérmica, 2014a apud IRENA, 2012.

## 2.5.2 CUSTO DE INVESTIMENTO INICIAL (CAPEX)

Usinas geradoras com combustíveis fósseis como fonte de energia apresentam custos relativos à sua matriz energética ao longo do seu tempo de operação, diferentemente de plantas CSP onde cerca de 80% do LCOE está na fase inicial (planta de torre solar, 100 MW) e os demais custos são para operação e manutenção ou para seguros.

De acordo com a Fig. (18), os principais gastos iniciais são com estruturas de aço (10,7%), gerenciamento (7,7%), receptores (7,1%) e espelhos (6,4%).

	Custo, 2010 (em milhões de dólares)	%
Custo do trabalho: local e campo solar	62,4	17
Campo solar	11,3	3,1
Preparação do local e infra-estrutura	21,2	5,8
Estrutura de aço	9,1	2,5
Tubulações	6,4	1,8
Instalação elétrica e outros	14,4	4
Equipamentos: Campo Solar e HTF do sistema	140,3	38,5
Espelhos	23,1	6,4
Receptores	25,9	7,1
Estruturas de aço	39	10,7
Pilares	3,9	1,1
Fundações	7,8	2,1
Trackers (hidráulicas e motores elétricos)	1,6	0,4
Junções articuladas	2,6	0,7
Fluido de transferência (tubulações, trocadores de calor, isolamento, bombas)	19,5	5,4
Fluido de Transferência de Calor	7,8	2,1
Equipamentos solar, eletrônicos, elétricos e de controle	9,1	2,5
Sistema de Armazenamento térmico	38,4	10,5
Sal	18,6	5,1
Tanques de Armazenamento	6,6	1,8
Materiais para Isolamento	0,7	0,2
Fundações	2,3	0,6
Trocadores de Calor	5,1	1,4
Bombas	1,6	0,4
Equilíbrio do sistema	3,5	1
Componentes e Sistemas de uma Planta Convencional	52	14,3
Bloco de potência	20,8	5,7
Equilíbrio da planta	20,7	5,7
Conexão com a rede	10,5	2,9
Outros	71	19,5
Desenvolvimento de projeto	10,5	2,9
Gerenciamento	28,1	7,7
Financiamento	21,8	6
Outros custos (circunstanciais)	10,5	2,9
<b>Custo total</b>	<b>364</b>	<b>100</b>

Figura 18. Composição do custo de investimento de uma planta heliotérmica com tecnologia de cilindro parabólico de 50 MWe. Fonte: Projeto Energia Heliotérmica, 2014a apud Ernst & Young and Fraunhofer, 2011.

### 2.5.3 CUSTO DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO (OPEX)

Esses custos são fortemente dependentes da localização e do tipo de mão de obra especializada. Um detalhamento foi feito para as plantas pioneiras SEGS (*Solar Electricity Generating System*) e o custo de operação e manutenção (O&M) foi estimado em USD 0,04/kWh (IRENA, 2015). A *International Energy Agency* também realizou um estudo e concluiu que custos típicos de O&M para plantas de cilindro parabólico de 50 MW estão na faixa de US\$ 0,013/kWh a US\$ 0,030/kWh, que inclui o custo do combustível de back-up tanto emergencial como para geração de eletricidade (Projeto Energia Heliotérmica, 2014a).

Estudos feitos por Turchi (2010) e Fichtner (2010) estimam custos de O&M em torno de US\$ 0,03/kWh para tecnologia de cilindro parabólico com 100 MW. Projeto Energia Heliotérmica (2014a apud Purohit et al., 2010) apresenta que os custos de O&M para plantas heliotérmicas podem ser estimados como 2% do total do custo de capital. Estima-se, atualmente, que um sistema de cilindro parabólico nos Estados Unidos, teria custos de O&M de cerca de US\$ 0,015/kWh, composto de US\$ 70/kW/ano fixos e cerca de US\$ 0,003/kWh em custos variáveis. No entanto, isso exclui o seguro e outros custos também relatados em outras estimativas de custo de O&M, razão pela qual se deve ter cautela na interpretação deste valor (Projeto Energia Heliotérmica, 2014a apud Turchi, 2010). De forma geral, dada a recente experiência e os resultados de melhora nos procedimentos de O&M, para longo prazo pode ser possível atingir custos de O&M de US\$ 0,025/kWh ou menos, até em países pertencentes a OECD (*Organisation for Economic Co-operation and Development*).

Como mencionado anteriormente, o tamanho da planta afeta os custos de operação e manutenção, porém esses custos não são tão proporcionais quanto maior o tamanho da planta. A geração de empregos, para uma planta de 50 MW, é de 600 novos postos de trabalho durante a construção da usina e de 40 pessoas na operação (O&M – 30 em postos de trabalho e 10 na manutenção) por um período estimado de 25 a 30 anos de vida útil (Projeto Energia Heliotérmica, 2014a). Enquanto um planta de 300 MW precisa do mesmo número de funcionários para operação e um adicional de 10 a 20 funcionários para manutenção (IEA, 2014c). Os custos totais, formados por CAPEX e OPEX, são mostrados na Fig. (19) para as tecnologias de cilindro parabólico e torre solar.

Tecnologia/ armazenamento	2011		2015		Tecnologia/ armazenamento	2011		2015	
	USD <sub>2010</sub> / kW	Factor de capaci- dade (%)	USD <sub>2010</sub> / kW	Factor de capaci- dade (%)		USD <sub>2010</sub> / kW	Factor de capaci- dade (%)	USD <sub>2010</sub> / kW	Factor de capaci- dade (%)
Calhas Parabólicas					Torre Solar				
Sem armazenamento	4.600	20 a 25	3.900 a 4.100	20 a 25	6 a 7.5h de armazenamento	6.300 a 7.500	40 a 45	5.700 a 6400	40 a 53
6h de armazenamento	7.100 a 9.800	40 a 53	6.300 a 8.300	40 a 53	12 a 15h de armazenamento	9000 a 10.500	65 a 80	8.100 a 9000	65 a 80

Figura 19. Custos totais para as tecnologias de cilindro parabólico e torre solar em 2011 e 2015. Fonte: Projeto Energia Heliotérmica, 2014a apud IRENA, 2012.

# 3 SIMULAÇÃO

## 3.1 TRABALHOS ANTERIORES

O estudo da energia heliotérmica no Brasil é recente, entretanto diversos autores publicaram a respeito do assunto, tais como: Guimarães et al. (2010), Lodi (2011), Soria (2011), Burgi (2013), Oliveira Filho (2014), Sulyok (2014) e Projeto Energia Heliotérmica (2014a).

Em complemento às simulações de plantas heliotérmicas, Liqreina (2012) desenvolveu um estudo bastante detalhado sobre as externalidades que ocorrem na construção e operação de uma planta heliotérmica de calhas parabólicas, a saber: impactos da construção, riscos de incêndios, flora e fauna, e descarga de substâncias químicas (dentro de externalidades) (Projeto Energia Heliotérmica, 2014b).

Burgi (2013) apresenta em sua dissertação o estado da arte da literatura científica sobre o uso de SIG e simulação de plantas virtuais para avaliação do potencial técnico de CSP, reunindo diversos autores e parâmetros. A Tabela 2 mostra a comparação entre os parâmetros utilizados por cada autor.

Tabela 2. Comparação entre os estudos realizados por Burgi (2013) e sua própria dissertação.

	Fluri (2009)	Gastli et al. (2010)	Clifton & Boruff (2010)	Bravo et al. (2007)	Anders et al. (2005)	Pletka et al. (2007)	Burgi (2013)
<b>Objetivo</b>	Avaliação do potencial	Análise de localização	Avaliação do potencial	Avaliação do potencial	Avaliação do potencial	Avaliação do potencial	Avaliação do potencial e análise de localização
<b>Região de Estudo</b>	África do Sul	Omã	Oeste da Austrália	Espanha	Sudoeste dos Estados Unidos	Arizona, Estados Unidos	Brasil
<b>Tecnologias CSP</b>	Cilindro parabólico (6 horas de armazenamento)	Cilindro parabólico com dessalinização de água	Não especificado	Cilindro parabólico "chaminé solar"	Cilindro parabólico	Cilindro parabólico (sem e com armazenamen to de 3h e 6h)	Cilindro parabólico (sem e com armazenamento de 6h) e Torre Solar (7,5h de armazenamento)
<b>Dados de DNI</b>	Derivados de satélite com 40 km x 40 km de resolução	Modelo de radiação solar do <i>software</i> ArcGIS para uma resolução de 40 m x 40 m	Modelo de radiação solar do <i>software</i> ArcGIS para uma resolução de 90 m x 90 m	Não especificado	Derivados de satélite	Derivados de satélite	Derivados de satélite com 10 km x 10 km de resolução

<b>DNI anual mínima</b>	2.500 kWh/m <sup>2</sup> .ano	Não inclui	2.000 kWh/m <sup>2</sup> .ano	1.500 kWh/m <sup>2</sup> .ano	2.464 kWh/m <sup>2</sup> .ano	2.464 kWh/m <sup>2</sup> .ano	2.000 kWh/m <sup>2</sup> .ano
<b>Declividade máxima</b>	1%	1%	4%	2% e 7% (SW a SE)	1%	1%	3%
<b>Área requerida mínima</b>	2 km <sup>2</sup>	2 km <sup>2</sup>	Não especificado	4 km <sup>2</sup>	8 km <sup>2</sup>	5 km <sup>2</sup>	Obtida a partir da simulação de plantas CSP
<b>Proximidade a subestações</b>	Não inclui	Não inclui	Inclui	Não inclui	Não inclui	Não inclui	Inclui
<b>Proximidade a linhas de transmissão</b>	Inclui	Não inclui	Inclui	Não inclui	Inclui	Inclui	Não inclui
<b>Áreas de proteção ambiental</b>	Inclui	Não inclui	Inclui	Inclui	Inclui	Inclui	Inclui
<b>Terras indígenas</b>	Não inclui	Não inclui	Inclui	Não inclui	Não inclui	Não inclui	Inclui
<b>Proximidade a rodovias</b>	Inclui	Não inclui	Inclui	Não inclui	Não inclui	Inclui	Inclui
<b>Corpos d'água</b>	Inclui	Não inclui	Inclui	Não inclui	Inclui	Não inclui	Inclui
<b>Áreas urbanas</b>	Não inclui	Não inclui	Não inclui	Não inclui	Inclui	Inclui	Inclui
<b>Uso do solo</b>	Inclui	Não inclui	Inclui	Não inclui	Não inclui	Não inclui	Inclui
<b>Disponibilidade e Hídrica</b>	Não inclui	Não inclui	Não inclui	Não inclui	Não inclui	Não inclui	Inclui

Oliveira Filho (2014) apresenta em sua dissertação a simulação na região de Bom Jesus da Lapa, Bahia, de uma torre solar com 100 MW em duas configurações: sem armazenamento e com vapor direto; e com 7,5h de armazenamento e sal fundido. Não foram considerados: declividade do terreno, terras indígenas, áreas urbanas, reservatórios de usinas hidrelétricas, corpos d'água, uso do solo, distâncias das subestações, disponibilidade hídrica e requerimento mínimo de área. O autor também apresenta as características do modelo financeiro usado na análise.

### 3.2 METODOLOGIA

A simulação é dividida em duas partes: a primeira parte consiste em avaliar o potencial solarimétrico do Brasil utilizando o *software Geospatial Toolkit*; a segunda parte consiste em simular uma planta heliotérmica com tecnologia de cilindro parabólico no local selecionado a partir da primeira etapa, utilizando o *software System Advisor Model (SAM)*. Os parâmetros financeiros, necessários para análise serão baseados na região de escolha e na normatização/taxação brasileira. Cada parte técnica do projeto será detalhada nas partes 1 e 2. A Figura (20) a seguir ilustra as etapas feitas no projeto:

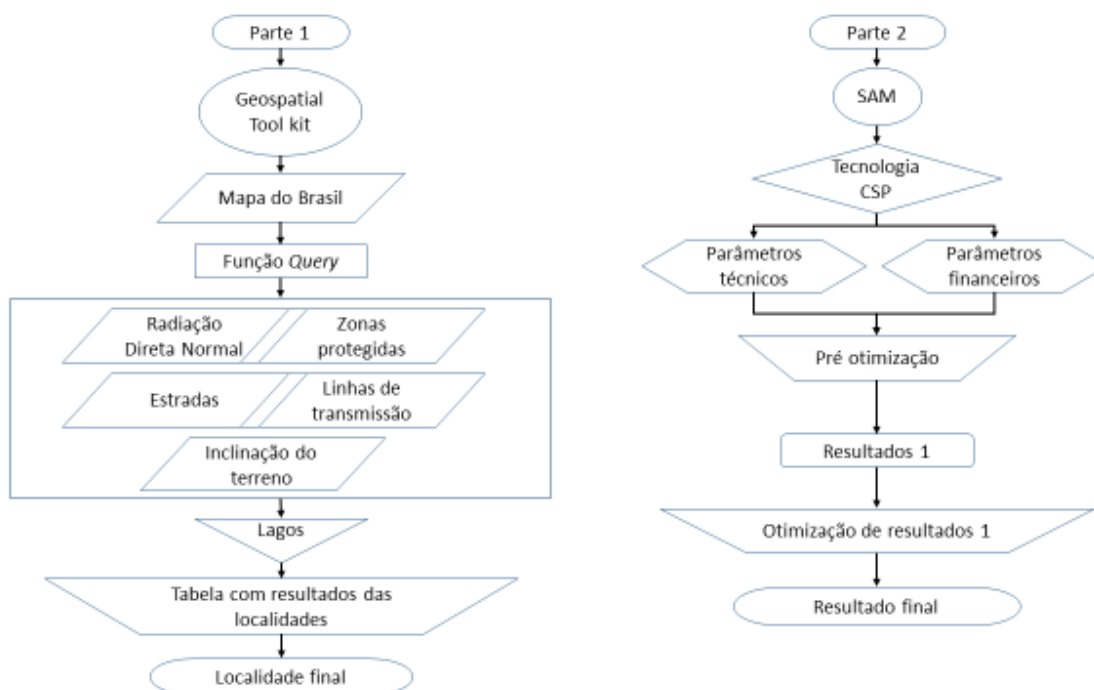


Figura 20. Fluxograma das duas partes envolvidas para a simulação da planta heliotérmica.

#### 3.2.1 GEOSPATIAL TOOLKIT

O *Geospatial Toolkit* é um visualizador de mapas desenvolvido pela *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*. Ele integra dados de recursos e informações geográficas (GIS – *Geographic Information Systems*) para análise de recursos integrados (<http://www.nrel.gov>). Com o *software* é possível identificar áreas de um determinado país por meio da visualização de diversas camadas no mapa, mostradas em uma árvore. Cada item da árvore pode ser visualizado no mapa por meio da sua

ativação, ter sua transparência controlada e visualizar a escala na qual a camada está feita. Cada camada é responsável por um grupo de dados, por exemplo lagos, rodovias, radiação, velocidade do vento, etc, todas voltadas para projetos de energia renovável. Dessa forma, dados sobre energia renovável, informações sobre geografia e infraestrutura energética podem ser sobrepostos.

A NREL trabalha com diferentes parceiros para desenvolver pacotes de ferramentas para diferentes países. Instituições em cada país fornecem dados para esse pacote, o qual a NREL analisa e os prepara para atender as especificações do *software*. Os dados geográficos vem de diferentes fontes, incluindo a fonte de recursos renováveis da NREL, governos e instituições de importância na área de dados geográficos de cada país (<http://www.nrel.gov>). No caso do Brasil, os dados de interesse nesse projeto são mostrados na Tab. (5) a seguir:

Tabela 5. Fonte de dados do *software Geospatial Toolkit*. Fonte: *Geospatial Toolkit Help*.

<b>Dados/Layer</b>	<b>Fonte</b>	<b>Resolução</b>	<b>Descrição</b>	<b>Última atualização</b>
Linhas de Transmissão	ELETOBRAS, Ministério de Minas e Energia (2004)	Desconhecida	Linhas de transmissão elétrica 69 - 750 kV	30/03/2011
Estradas	DPI - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (2011)	Desconhecida	Estradas principais	30/03/2011
Áreas de Proteção	IBAMA - Ministério do Meio Ambiente (2003)	Desconhecida	Parques e outras reservas nacionais	30/03/2011
Lagos	DPI - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (2011)	Desconhecida	Lagos principais	30/03/2011
Recurso Solar	INPE e LABSOLAR (2000/2001)	10 km	Radiação direta normal média anual e mensal	30/03/2011
Elevação	U.S. <i>Geological Survey</i> GTOPO30 <i>Dataset</i> (1993)	10 km	Elevação do terreno em metros e percentual de inclinação	30/03/2011



O *software* apresenta uma função *Query*. Nessa função, o usuário seleciona o tipo de fonte de energia (solar ou eólica) e conta com uma lista de recursos que podem ser modificados de acordo com a necessidade. No caso da fonte solar, é possível fazer a restrição dos seguintes parâmetros:

- Radiação solar – global, direta ou inclinada, com limitação de valores máximos e mínimos;
- Áreas protegidas – escolher entre excluir ou não as áreas marcadas como protegidas. Projetos de energia renovável podem não ser permitidos em áreas protegidas pelo governo sendo reservas ambientais ou culturais, ou para uso militar. A definição de área protegida depende do país (*Geospatial Toolkit Help*);
- Uso de terra – Limitar ou não a pesquisa a certos tipos de terra;
- Estradas – limitar ou não a pesquisa a certa distância das estradas;
- Linhas de transmissão – limitar ou não a pesquisa a certa distância das linhas de transmissão;
- Inclinação do terreno – Incluir somente áreas dentro de uma faixa específica de inclinação, onde 0% é completamente plano e 5% representa uma inclinação da terra de aproximadamente 2,25 graus com a horizontal (uma medida de 100% equivale a 45 graus de inclinação com a horizontal). O cálculo da inclinação é baseado na elevação do terreno. (*Geospatial Toolkit Help*);
- Área geográfica – limitar a pesquisa a certa localidade no mapa.

O resultado do *Query* é visualizado diretamente no mapa, sua camada é adicionada na árvore e os resultados podem ser salvos com uma lista dos resultados encontrados. O *software* também possui a ferramenta de informação, com a qual é possível clicar em qualquer lugar no mapa e, a partir das camadas ativas, serão dadas todas as informações referentes aquele ponto.

Infelizmente os dados referentes ao Brasil estão desatualizados, portanto a escolha do local ideal é baseada no ano de 2011. Devido à mudança de infraestrutura no país, sugere-se a atualização do *software* ou o uso de outra ferramenta com geoprocessamento de imagens.

### **3.2.2 SYSTEM ADVISOR MODEL (SAM)**

É um modelo de performance e financeiro projetado para facilitar as tomadas de decisão por pessoas envolvidas na indústria de energia renovável (Blair et al., 2014). A simulação é feita por passos de tempo, gerando informações por hora ao longo de um ano e também calcula os parâmetros financeiros (gerando até mesmo um fluxo de caixa).

Juntamente com a interface de usuário, o SAM também disponibiliza suas subrotinas de programação em caso de o usuário decidir modificar o código para seu projeto. Na versão 2015.1.30, o *software* oferece projetos na área de painéis fotovoltaicos, energia eólica, biomassa, geotérmica,

aquecimento de água e as quatro tecnologias de concentradores solares, porém ainda não modela sistemas híbridos.

O usuário tem total controle sobre as variáveis de entrada, apesar de que cada modelo já está preenchido com dados padrão baseados no modelo original (no caso da planta CSP, as plantas SEGS). Ou seja, cabe ao usuário modificar e ajustar as variáveis de entrada de acordo com as restrições de projeto. O SAM conta com uma biblioteca com dados meteorológicos e dados de desempenho, de forma que (a) o usuário pode selecionar uma variável existente na biblioteca com todos os parâmetros definidos, (b) pode editar os parâmetros de uma variável existente, (c) pode criar sua própria variável com parâmetros específicos e (d) pode fazer o *download* de modelos em sites de confiança e que atendem o formato dos arquivos para fazer o *upload* no SAM.

A interface do programa é dividida em abas que contém subsistemas da tecnologia selecionada. No caso da tecnologia de concentrador parabólico, tem-se por exemplo os coletores, receptores, bloco de potência e parâmetros financeiros. Nem todas as variáveis podem ser editadas, pois essas já são calculadas em função das preenchidas anteriormente, facilitando a visualização. Após a simulação, a interface do SAM possui uma série de controles de manipulação de dados para se obter as análises desejadas, como por exemplo a criação de gráficos, visualização de dados por hora, mensal e anual, comparação entre variáveis em um mesmo gráfico e exportação de dados.

O SAM também conta com uma ferramenta de otimização que facilita a análise de dados. É possível criar diversas variáveis de entrada e de saída com valores em intervalos definidos pelo usuário. Cada otimização é mostrada graficamente e em forma de dados, dessa forma o usuário pode exportar o dados. Devido a complexidade da otimização, existem efeitos colaterais e esses devem ser analisados de acordo com as restrições – um aumento na produção pode resultar em aumento do tamanho do campo, porém essa pode ser uma variável restritiva.

### **3.2.3 DESCRIÇÃO FINANCEIRA**

Sobre os parâmetros financeiros, aplicados na parte 2 da simulação, o *software* SAM os divide entre custos de capital do sistema, parâmetros financeiros propriamente ditos, incentivos e depreciação. É importante ressaltar que o *software* SAM foi desenvolvido por uma empresa norte americana, portanto todos os parâmetros financeiros são baseados na melhor estimativa para a realidade dos Estados Unidos. Para retratar a realidade brasileira, foi feito um estudo de comparação entre os parâmetros brasileiros e norte americanos e os mesmos serão apresentados a seguir. Os trabalhos anteriormente citados são de grande ajuda para ter valores base em cada um desses parâmetros.

Os custos de capital do sistema são divididos entre diretos, indiretos e, de operação e manutenção. As Tabela (3) a seguir mostra os valores utilizados para a simulação da planta. Os parâmetros técnicos da parte 2 do trabalho fornecem as medidas do campo solar, sistema de HTF, armazenamento,

potência da planta e área total. Os parâmetros em foco nessa etapa são os valores e porcentagens referentes aos valores monetários.

Tabela 3. Especificação dos custos de capital da planta heliotérmica simulada.

<b>Custos Direto de Capital</b>	Melhorias no campo	948300 m <sup>2</sup>	25 \$/m <sup>2</sup>	\$ 23.707.500,00	
	Campo solar	948300 m <sup>2</sup>	295 \$/m <sup>2</sup>	\$ 279.748.512,00	
	Sistema de HTF	948300 m <sup>2</sup>	90 \$/m <sup>2</sup>	\$ 85.347.000,00	
	Armazenamento	1603.1 MWht	80 \$/kWht	\$ 128.245.888,00	
	Backup fóssil	55 Mwe, Bruto	940 \$/kWe	\$ 51.700.000,00	
	Planta de potência	55 Mwe, Bruto	1200 \$/kWe	\$ 66.000.000,00	
	Balanço da planta	55 Mwe, Bruto	110 \$/kWe	\$ 6.050.000,00	
				Subtotal	\$ 640.798.912,00
	Contingência	20 % de subtotal			\$ 128.159.776,00
<b>Total de Custos Diretos</b>				<b>\$ 768.958.656,00</b>	

<b>Custos Indiretos de Capital</b>	Área total	856 acres	
	EPC	15 % do custo total	\$ 115.343.800,00
	Custo total do terreno	3,5 % do custo total	\$ 26.913.552,00
	Taxa de venda (ICMS)	0 %	\$ -
<b>Total de Custos Indiretos</b>			<b>\$ 142.257.344,00</b>

<b>Total de Custos de Investimento</b>	<b>\$ 911.216.000,00</b>
<b>Custo total de investimento por capacidade líquida</b>	<b>\$ 18.408,40/kW</b>

<b>Custos de O&amp;M</b>	Custo fixo anual	- R\$/ano
	Custo fixo por capacidade	70 \$/kW-ano
	Custo variável por geração	3 \$/MWh
	Custo do combustível fóssil	- \$/MMBTU

As definições a seguir foram retiradas de SAM Tutorial (2015) e os valores foram retirados das referências.

a) Custos diretos:

- Melhorias na planta (infraestrutura): operações de preparação do terreno e equipamentos. (Lodi, 2011);
- Campo solar: instalação do campo solar, incluindo mão de obra e equipamentos. (Lodi, 2011);
- Sistema HTF: instalação de bombas e dutos para o sistema de HTF, incluindo mão de obra e equipamentos. (Lodi, 2011);

- Armazenamento: instalação do sistema de armazenamento, incluindo mão de obra e equipamentos. (Lodi, 2011);
- *Backup* fóssil: instalação do sistema de *backup* fóssil para o bloco de potência, incluindo mão de obra e equipamentos. (Lodi, 2011);
- Balanço da planta: custos adicionais, tais como torres de resfriamento, tratamento de água, controles elétricos e dos sistema (Definição: Price, 2003). Valor padrão do SAM.
- Contingência: custos inesperados e incertos. Aplica-se um valor conservativo de 20% do total dos custos instalados, seguindo a metodologia aplicada por Soria (2011). Inclui-se os gastos pré-operacionais e custos administrativos estimados em R\$ 250.000/ano e R\$ 200.000/ano, respectivamente. Lodi (2011).

b) Custos indiretos:

- EPC: *engineer-procure-construct*. Custos associados com projeto e construção da planta. Custos com permissões, consultoria, contabilidade e afins são apropriados para esse contexto de custo. (Lodi, 2011);
- Custo total da terra: associado com a compra do terreno. Esse custo pode ser baseado por acre, porcentagem dos custos diretos, por capacidade da planta ou valor fixo. Uma pesquisa superficial sobre o preço do metro quadrado na região foi feita através de consulta em *sites* de venda de terreno e os valores de R\$ 3,58/m<sup>2</sup>, R\$ 4,29/m<sup>2</sup> e R\$ 5,55/m<sup>2</sup> foram encontrados. Entretanto, optou-se por seguir a metodologia de Lodi (2011);
- Taxa de venda: baseado nas conclusões de trabalhos anteriores, equivale ao ICMS, que será descrito posteriormente.

c) Custos de Operação e Manutenção:

- Custo fixo anual e custo fixo por capacidade: é possível definir valores para os dois tipos, entretanto optou-se por um valor fixo por capacidade da planta. (Lodi, 2011);
- Custo variável por geração: custo variável proporcional a produção de energia. (Lodi, 2011);
- Custo de combustível fóssil: utilizado para suprir o custo do combustível do *backup* fóssil. Não foi considerado por falta de dados.

Os parâmetros financeiros propriamente ditos são divididos entre modo de solução, parâmetros de análise, taxas e seguro, valor residual, débito de projeto, custo de aquisição financeira, financiamento da construção e contas reservas. Esses parâmetros são mostrados na Tab. (4) e explicados em seguida.

Tabela 4. Especificação dos parâmetros financeiros da planta heliotérmica simulada.

<b>Modo de solução</b>	IRR Alvo	15 %
	Anos para atingir IRR	25
	Escalada do preço de PPA	1 %/ano
<b>Parâmetros de Análise</b>	Período de análise	30 anos
	Taxa de inflação	3,11 %/ano
	Taxa real de desconto	10 %/ano
<b>Taxas e Seguro</b>	Tributo federal	29,95 %/ano
	Tributo estadual	0 %/ano
	Taxa de venda	0 % do custo direto total
	Taxa de seguro (anual)	0,5 % do custo instalado
	Porcentagem válida do terreno	100 % custo instalado
	Declínio anual	0 %/ano
	Taxa de propriedade anual	3 %/ano
<b>Valor residual de venda</b>		0 % do custo instalado
<b>Débito de Projeto</b>	Porcentagem de débito	50 %
	Prazo de amortização	25 anos
	Taxa de interesse anual	14,3 %
	Custos de contratação	0 \$
	Taxa de adiantamento	2,75 % do débito total
<b>Custos financiados</b>		0 \$
<b>Financiamento da Construção</b>	Porcentagem de custos de investimento	100 %
	Taxa de adiantamento	2,75 % do total financiado
	Meses até a operação da planta	24 meses
	Taxa de interesse anual	14,3 %
<b>Contas Reservas</b>	Taxa de interesse da reserva	0,67 %/ano
	Reserva de funcionamento	6 meses de custo operacional
	Debt service reserve account*	6 meses de pagamentos de juros
	Custo de reposição	- \$/kW
	Frequência de reposição	- anos

As definições a seguir foram retiradas de SAM Tutorial (2015) e os valores foram retirados das referências.

a) Modo de solução:

- O objetivo final nessa etapa pode ser atingido de duas formas: especificando a Taxa de Retorno Interna (IRR) ou o preço de compra de energia (PPA). A IRR é a taxa que iguala o Valor Presente Líquido (NPV) a zero. Em outras palavras, quando a IRR é calculada, ela deve ser comparada com a taxa de atratividade mínima do investimento e deve ser maior que esse valor. A sigla PPA vem do inglês *Power Purchase Agreement* (acordo de compra de energia) e é um acordo entre o produtor e o comprador de energia. Caso o IRR seja definido, o SAM calcula o preço do PPA por kWh para atender a esse retorno, e caso a preço do PPA seja especificado, o SAM calcula a porcentagem do IRR do projeto. O objetivo de um projeto com PPA é comparar a LCOE com o preço nivelado do PPA, de forma que o projeto é viável se o LCOE é menor ou igual ao preço de PPA, atendendo a IRR. Os dois parâmetros, LCOE e preço de PPA, são separados em valor real e valor nominal. O valor real é ajustado de acordo com a inflação e o valor nominal é baseado na moeda atual. Para uma análise mais longa é ideal usar o valor real, e para uma análise mais curta o valor nominal. O termo nivelado ou normalizado é usado para definir um valor ao longo da vida útil de projeto.

b) Parâmetros de análise:

- Período de análise: número de anos de vida útil da planta;
- Taxa de inflação: inflação baseado no Índice de Preços ao Consumidor, com média entre 2004 e 2014, retirado do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística;
- Taxa real de desconto: medida do valor temporal do dinheiro. Valor retirado de Soria (2011).

c) Taxas e seguro:

- Tributo federal e estadual: soma do Imposto de Renda (8%), PIS/PASEP e COFINS (9,25%) e CSLL (12%). Total de 29,95%. (Soria, 2011). Uma lista com as regras de tributação para energia heliotérmica é apresentada em Projeto Energia Heliotérmica (2014a), a citar:

1. ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços:

De acordo com o *website* <http://www.portaltributario.com.br/>, o imposto incide sobre uma lista de especificações, entre as quais:

I – prestações de serviços de transporte interestadual e intermunicipal, por qualquer via, de pessoas, bens, mercadorias ou valores;

II – a entrada de mercadoria importada do exterior, por pessoa física ou jurídica, ainda quando se tratar de bem destinado a consumo ou ativo permanente do estabelecimento;

III – a entrada, no território do Estado destinatário, de petróleo, inclusive lubrificantes e combustíveis líquidos e gasosos dele derivados, e de energia elétrica, quando não destinados à comercialização ou à industrialização, decorrentes de operações interestaduais, cabendo o imposto ao Estado onde estiver localizado o adquirente.

Entretanto, o Convênio ICMS 75, de 14 de julho de 2011, citado no *site* do Ministério da Fazenda (2011), estabelece que fiquem prorrogadas até 31 de dezembro de 2015 as disposições contidas no Convênio ICMS 101/97, de 12 de dezembro de 1997, que concede isenção do ICMS nas operações com equipamentos e componentes para o aproveitamento das energias solar e eólica que especifica (Projeto Energia Heliotérmica, 2014b).

## 2. IPI – Imposto sobre Produtos Industrializados:

O imposto incide sobre produtos industrializados, nacionais e estrangeiros, obedecidas as especificações constantes da Tabela de Incidência do Imposto sobre Produtos Industrializados– TIPI (<http://www.receita.fazenda.gov.br/>)

Incide sobre produtos industrializados, nacionais e estrangeiros. É importante salientar que existe a definição para produto industrializado e estabelecimento industrial. Atualmente esse imposto é nulo para aquecedores solares e geradores de vapor. A tabela completa sobre o imposto incidente para o bloco de potência e equipamentos pode ser encontrada em Projeto Energia Heliotérmica (2014a) Anexo 5.

## 3. PIS/PASEP e COFINS – Programa de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público. Contribuição para Financiamento da Seguridade Social:

Contribuição estabelecida sobre a importação de bens e serviços.

I – 1,65% de contribuição para PIS/PASEP (importação);

II – 7,60% de contribuição para COFINS (importação). (Projeto Energia Heliotérmica, 2014a).

## 4. TEC – Tarifa Externa Comum:

É a alíquota do Imposto de Importação, acertada entre os quatro países do Mercosul, a ser cobrada sobre cada item, de acordo com a Nomenclatura Comum do Mercosul (NCM). (<http://www.planejamento.gov.br/>). A tabela completa sobre o imposto incidente para o bloco de potência e equipamentos pode ser encontrada em Projeto Energia Heliotérmica (2014a) Anexo 5.

## 5. CSLL e IRPJ – Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido e Imposto de Renda das Pessoas Jurídicas:

12% da receita bruta nas atividades comerciais, industriais, serviços hospitalares e de transporte. ([www.portaltributario.com.br](http://www.portaltributario.com.br));

## 6. TUSD e TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição e Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão:

No Brasil, de acordo com a Lei nº 9.427/1996, são concedidos descontos de TUST e TUSD (tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição) de no mínimo 50% para usinas solares cuja potência injetada seja menor do que 30 MW. Como forma de aumentar os incentivos, a ANEEL aumentou o desconto para 80% nos dez primeiros anos de operação para empreendimentos solares que entrarem em operação comercial até o final de 2017 (Castro, 2015). A planta simulada na presente dissertação tem capacidade de 50 MW, portanto não se encaixa nesse parâmetro de redução. Como o *software* SAM não possui uma entrada específica para esse imposto, ele é agregado nos gastos com O&M.

## 7. TFSEE – Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica:

A TFSEE será equivalente a 0,5% do valor do benefício econômico anual auferido pelo concessionário, permissionário ou autorizado em função das atividades desenvolvidas. (<http://www.aneel.gov.br/>). Não incluído.

- Taxa de venda: baseado nas conclusões de trabalhos anteriores, equivale ao ICMS;
- Taxa de seguro anual: porcentagem do custo de investimento para o seguro da planta. Valor padrão do SAM;
- Porcentagem válida do terreno: porcentagem considerada para cálculo de taxas e seguro;
- Declínio anual: desvalorização do terreno. Não considerada por falta de dados da região;
- Taxa de propriedade: equivalente ao IPTU (Imposto sobre a Propriedade Predial e Territorial Urbana). Baseado em terrenos com valor venal (venda a vista) de imóvel acima de R\$ 938608,80 ([www.sefaz.salvador.ba.gov.br](http://www.sefaz.salvador.ba.gov.br)).

d) Valor residual de venda: valor esperado de venda baseado no custo de investimento. Não foi considerado por falta de dados.

e) Débito de projeto: Projeto Energia Heliotérmica (2015) cita o site do BNDES (Banco Nacional do Desenvolvimento) com uma página específica na qual é possível estimar qual o melhor tipo de financiamento baseado no seu interesse ([http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes\\_pt/Orientador/index.htm](http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Orientador/index.htm)). A ordem seguida das informações foi a seguinte:

I. Definição do negócio ou atividade: pessoa jurídica – empresa;

II. Receita operacional bruta: entre 16 e 90 milhões de reais (estimativa);

III. Localização geográfica: BA/Bom Jesus da Lapa;

IV. Setor de atividade: Serviço;



V. Classificação Nacional de Atividade Econômica: geração de energia elétrica (outras fontes);

VI. Finalidade do financiamento: projeto;

VII. Tipo de financiamento: financiamento automático (por meio de agentes financeiros);

VIII. Finalidade do apoio: Indústrias, Agropecuária e Infraestrutura.

Como resultado, o *site* fornece o melhor financiamento: BNDES Automático Indústrias, Agropecuária e Infraestrutura, com taxa de juros variável, financiamento de até 50% do valor total e prazo de financiamento de até 240 meses. Dentro da Classificação Nacional de Atividades Econômicas (CNAE), a planta heliotérmica se encaixa na categoria D (eletricidade e gás), que é uma das classificações permitidas para esse tipo de financiamento.

- Porcentagem de débito: porcentagem do custo de investimento relacionado ao empréstimo;
- Prazo de amortização: tempo em anos do período de pagamento do empréstimo;
- Taxa anual de interesse: equivalente ao juros anual do empréstimo. A taxa de juros é a soma das seguintes parcelas:

i) Custo Financeiro: TJLP (Taxa de Juros de Longo Prazo) – 7%;

ii) Remuneração do BNDES: 3,0% ao ano;

iii) Taxa de Intermediação Financeira: 0,5% ao ano;

iv) Remuneração da instituição financeira: negociada entre a instituição financeira credenciada e o cliente – 4%.

- Custos de contratação: valor definido para contratação do empréstimo. Não considerado por falta de dados;
- Taxa de Adiantamento: valor pago no ato da contratação. Valor padrão do SAM.

f) Financiamento da construção:

- Porcentagem de custo de investimento: porcentagem do empréstimo para construção baseada no custo total de investimento. Esse valor é balizado pela porcentagem de débito (financiamento), ou seja, 100% nesse item equivalem a 50% na realidade, pois o financiamento é de no máximo 50%;
- Taxa de adiantamento: valor pago no ato da contratação. Valor padrão do SAM;
- Meses até operação: período do empréstimo para construção. Valor padrão do SAM;
- Taxa anual de interesse: equivalente ao juros anual do empréstimo;

g) Contas reservas:

- Taxa de interesse da reserva: equivalente ao juros mensal de poupança. Valor calculado com base no rendimento de Novembro da poupança do Banco do Brasil;
- Reserva de funcionamento: valor em caixa de um número de meses de funcionamento da planta baseada no ano um. Valor padrão do SAM;
- Debt service reserve: não foi encontrado nenhuma referência concreta sobre esse parâmetro. Seria uma espécie de reserva de funcionamento, mas baseada na taxa de juros;
- Custo de reposição: custo por kW no ano um da planta. Não considerado por compreensão incompleta;
- Frequência de reposição: em quanto tempo será utilizado o custo de reposição. Não considerado por compreensão incompleta.

Os incentivos não foram considerados por falta de dados. A depreciação segue o modelo adotado por Oliveira Filho (2014 apud Malagueta, 2013), linear em 10 anos. Além desses parâmetros, o SAM permite que o usuário configure como que a energia será cobrada. No Brasil, o sistema possui três bandeiras tarifárias: verde, amarela e vermelha - as mesmas cores dos semáforos – a e indicam o seguinte:

- Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;
- Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,025 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido;
- Bandeira vermelha: condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,045 para cada quilowatt-hora kWh consumido.

A cada mês, as condições de operação do sistema são reavaliadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que define a melhor estratégia de geração de energia para atendimento da demanda. A partir dessa avaliação, define-se as térmicas que deverão ser acionadas. Se o custo variável da térmica mais cara for menor que R\$ 200/MWh, então a Bandeira é verde. Se estiver entre R\$ 200/MWh e R\$ 388,48/MWh, a bandeira é amarela. E se for maior que R\$ 388,48/MWh, a bandeira será vermelha (ANEEL). A configuração é mostrada na Fig. (21) e foi baseada nas notícias divulgadas pela ANEEL.

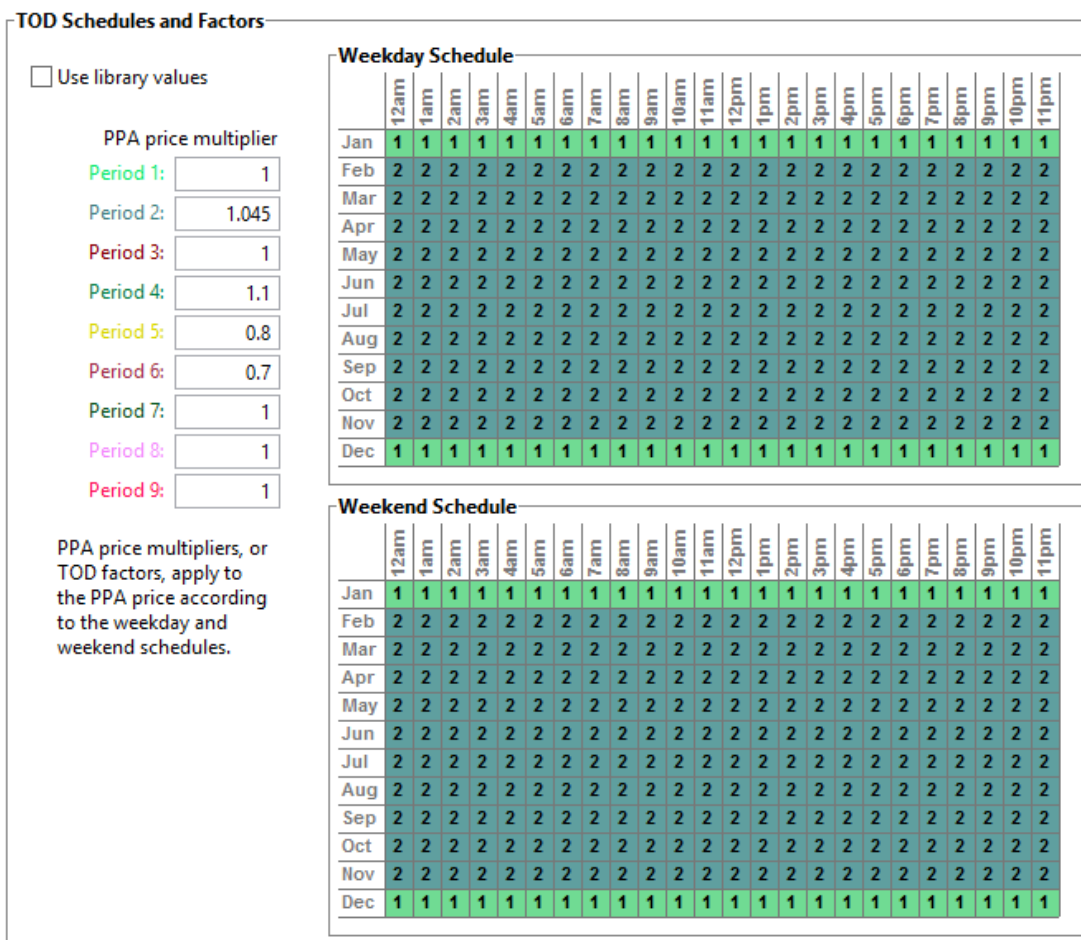


Figura 21. Bandeiras tarifárias de venda de energia, sendo 1 bandeira verde e 2 bandeira vermelha. Fonte de dados: ANEEL.

### 3.3 PARTE 1 – LOCALIZAÇÃO GEOGRÁFICA

Como mencionado anteriormente, a primeira parte da simulação consiste em avaliar o potencial solarimétrico do Brasil. Foi feito o uso do *software Geospatial Toolkit*, descrito anteriormente. A Tabela (6) a seguir descreve quais foram os parâmetros usados na função *Query*.

Tabela 6. Restrições aplicadas ao *software Geospatial Toolkit* para a função *Query*.

Tipo de Dado	Restrição
Radiação Normal Direta	Entre 5 kWh/m <sup>2</sup> /dia e 12 kWh/m <sup>2</sup> /dia
Áreas Protegidas	Excluir
Estradas	Distância máxima de 10 km
Linhas de Transmissão	Distância máxima de 10 km
Inclinação	Máximo de 5%

A restrição de radiação normal direta é baseada no relatório da IEA *Technology Roadmap – Concentrating Solar Power* (IAE, 2010), que define um limite inferior de DNI de 1.900 kWh/m<sup>2</sup>/ano a 2.100 kWh/m<sup>2</sup>/ano, e em outras fontes citadas anteriormente. O Brasil não possui uma radiação normal direta com grandes valores, portanto seu limite inferior foi estipulado como 1.825 kWh/m<sup>2</sup>/ano. Devido a incerteza sobre a definição de “áreas protegidas”, as mesmas foram excluídas para não gerar nenhuma dúvida. A escolha de 10 km como distância máxima entre as estradas/linhas de transmissão com a planta são baseadas em senso comum, pois o custo de pavimentar uma estrada e construir uma nova linhas de transmissão agregam ao projeto. No Brasil, as linhas de transmissão são classificadas de acordo com o nível de tensão de sua operação, sendo a classe A1 (tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV) representativa do sistema de transmissão interligado, ou Sistema Nacional Interligado (SIN) ([www.abradee.com.br](http://www.abradee.com.br)). Uma estimativa bruta do preço da linha seria de aproximadamente R\$ 40.600,00/km (Guerreiro Ribeiro, 2014). Portanto quanto mais próxima a planta estiver desses dois itens, melhor. A inclinação máxima escolhida foi baseada na Tab. (2) apresentada anteriormente. O valor escolhido primeiramente foi de 3%, entretanto, por motivos desconhecidos o *software* não processava a análise completa, então foi definido o valor de 5%. Esse valor tem relação direta com o uso da terra, pois não é desejável que o terreno possua inclinações grandes para evitar altos custos de terraplanagem. Além disso, como será feito o transporte de todas as peças por aquela região, terrenos de alta inclinação poderiam acarretar custos de transportes elevados e dificuldades físicas de transporte.

### **3.3.1 RESULTADOS**

As restrições do Query não incluem a distância entre lagos/rios até a planta, mas possui uma camada para essa característica. Após a ativação dos resultados do Query, a camada de lagos/rios foi ativada também, resultando na Fig. (22).

A partir desse resultado, cada estado foi analisado no mapa. A restrição de distância dos lagos/rios foi feita manualmente nessa análise e somente as cidades próximas foram avaliadas. O resultado da análise é mostrada na Tab. (7).

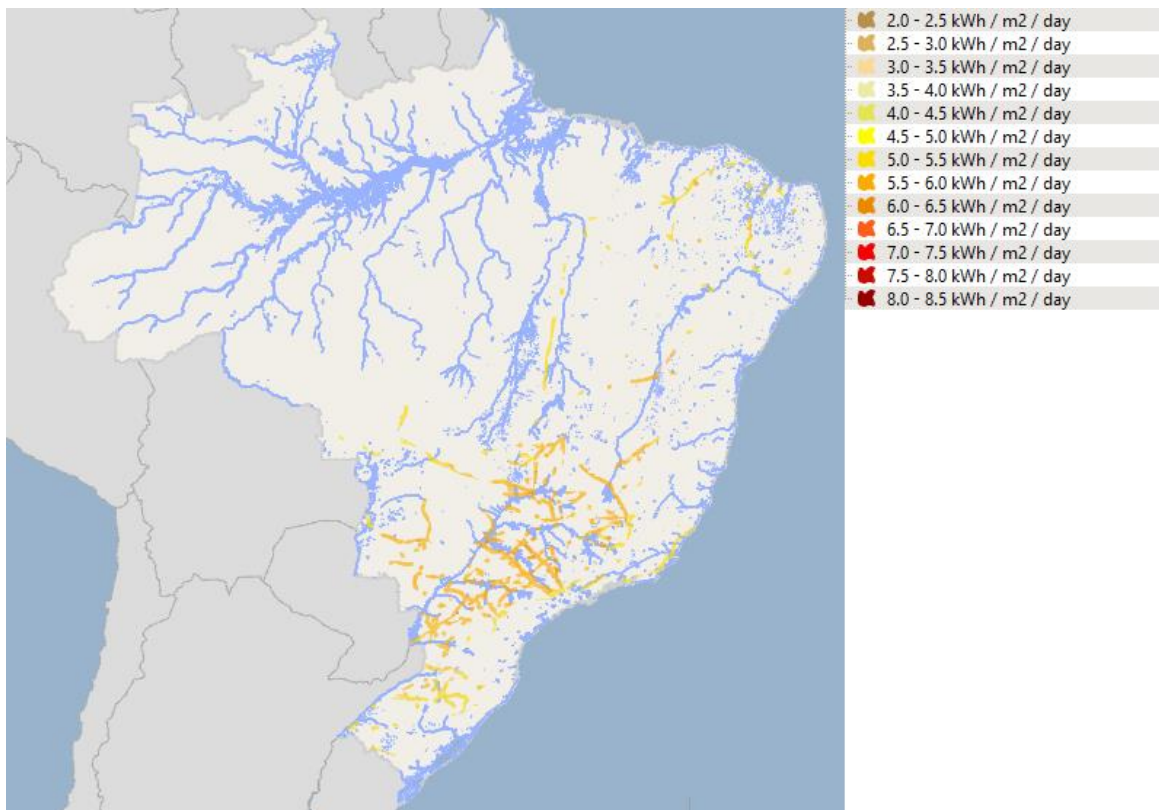


Figura 22. Resultado da função Query juntamente ao mapeamento de rios e grandes lagos. Fonte: Geospatial Toolkit.

Tabela 7. Resultado das 14 maiores medições feitas com a restrição de proximidade a rios e grandes lagos e da função Query.

<b>Cidade</b>	<b>Média Anual (kW/m<sup>2</sup>/dia)</b>
Florínia - SP	6,07
Pereira Barreto - SP	6,03
Sertanópolis - PR	5,99
Paratinga - BA	5,97
Ubajara - CE	5,93
Itapuí - SP	5,93
Três Lagoas - MS	5,91
Guaraci - SP	5,88
Abadia dos Dourados - MG	5,88
Pirapora - MG	5,87
Selvíria - MS	5,87
Bom Jesus da Lapa - BA	5,85
Marzagão - GO	5,84
Ribeirão Claro - PR	5,79

Essas cidades representam os melhores resultados da junção do Query e a restrição manual feita pela análise do mapa. A tabela completa pode ser encontrada no Anexo 2. Como pode ser concluído, a região com maior média anual que atende a todas as especificações é em torno da cidade de Florínia, São Paulo.

### 3.4 PARTE 2 – SIMULAÇÃO DA PLANTA HELIOTÉRMICA

Inicialmente é preciso saber se a região escolhida a partir da Parte 1 possui dados solarimétricos para avaliação. O banco de dados do SAM é limitado as seguintes cidades: Belém, Belo Horizonte, Boa Vista, Bom Jesus da Lapa, Brasília, Campo Grande, Cuiabá, Curitiba, Florianópolis, Fortaleza, Manaus, Petrolina, Recife, Rio de Janeiro, Santa Maria e São Paulo. Com o auxílio da internet é possível localizar mais algumas cidades, entretanto a confiabilidade dos dados é desconhecida. A cidade de Florínia, São Paulo, não possui dados solarimétricos disponíveis, assim como a maioria das cidades listadas na Tab. (7). Essa dificuldade de encontrar dados disponíveis se deve ao fato de que no Brasil só existem poucas estações capazes de medir a radiação direta normal.

Este trabalho esbarra na primeira dificuldade real com a falta de dados, que não pode ser feita ou estimada de qualquer forma. Considerando trabalhos anteriores, verificou-se que os estudos focavam no semi-árido baiano, em especial na região de Bom Jesus da Lapa. Entre as cidades citadas na Tab. (7) está a cidade de Bom Jesus da Lapa, portanto essa cidade atende as restrições estabelecidas na Parte 1, apesar de não ser a com maior radiação (de acordo com o *software Geospatial Toolkit*).

Para dar continuidade ao trabalho, a região escolhida para simulação da planta heliotérmica é a cidade de Bom Jesus da Lapa, Bahia. A Figura (23) ilustra a radiação direta normal mensal com dados do *software SAM* na cidade escolhida.

Uma breve comparação entre as médias de radiação direta anual mostra que existem disparidades entre os *softwares* e que uma abordagem mais atualizada na parte 1 do presente trabalho deve ser feita:

- a) Média de radiação direta normal do SAM de 6,02 kWh/m<sup>2</sup>/dia ( $250,97 \text{ W/m}^2 * 24\text{hr} = 6,02 \text{ kWh/m}^2/\text{dia} * 365 = 2.198,5 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$ );
- b) Média de radiação direta normal pelo *Geospatial Toolkit* de 5,88 kWh/m<sup>2</sup>/dia ( $5,88 \text{ kWh/m}^2/\text{dia} * 365 = 2.146,2 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$ ).

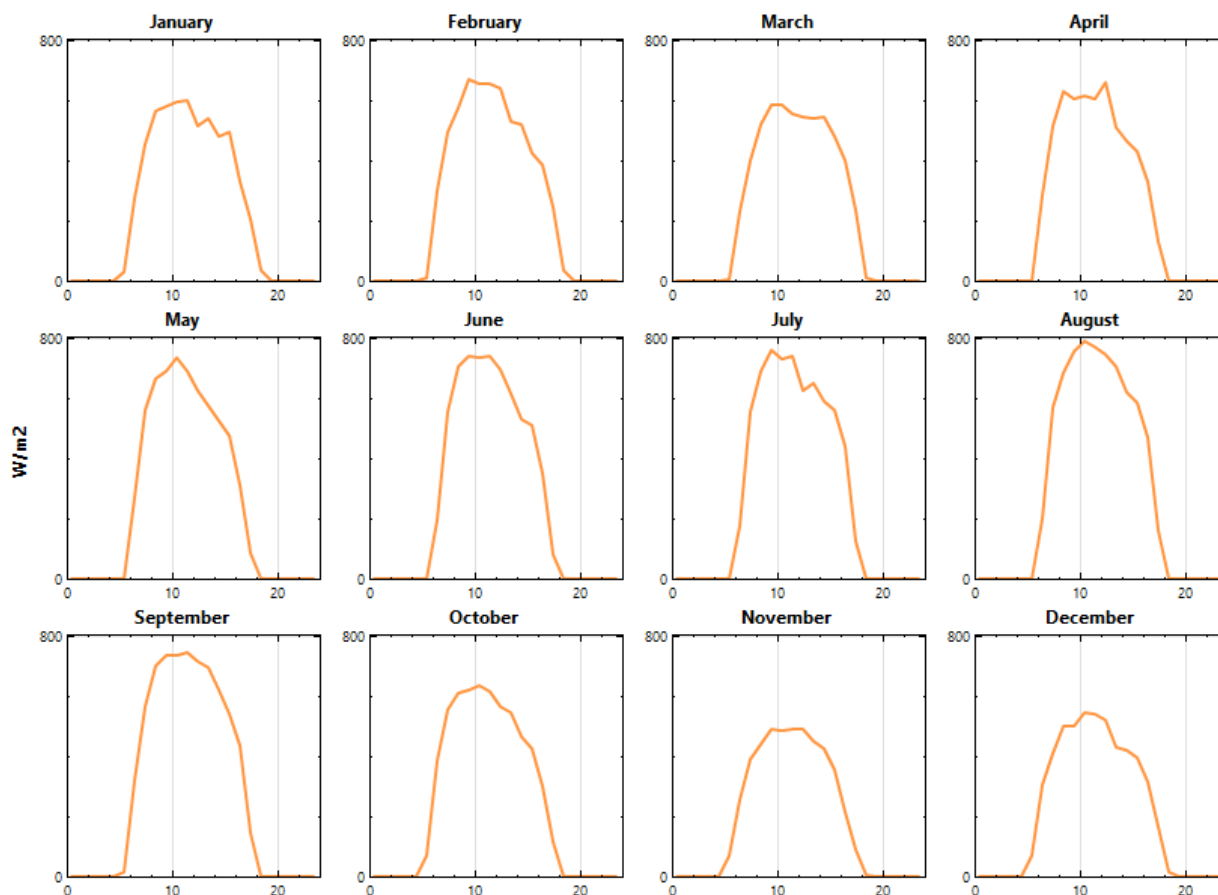


Figura 23. Radiação mensal para a cidade de Bom Jesus da Lapa. Fonte: SAM.

Antes de prosseguir com a análise, faz-se necessária a compreensão de um parâmetro muito importante: o múltiplo solar. A relação entre o dimensionamento do campo solar e o bloco de potência é chamada de múltiplo solar (MS). Quando o múltiplo solar é igual a um, significa que o campo solar está dimensionado para fornecer a quantidade exata de calor necessária para que o bloco de potência opere à capacidade nominal, quando a radiação incidente for igual à radiação de projeto (NREL, 2014a). O múltiplo solar maior que a unidade significa que o bloco de potência vai atingir seu desempenho máximo mesmo que a radiação não seja a especificada no projeto. Entretanto, se esse valor for superestimado, a radiação excedente (além da usada para armazenamento) será desperdiçada, já que o bloco de potência está operando em sua capacidade máxima.

Inicialmente foi feita uma simulação com os parâmetros originais do SAM para ter o cenário base. Como mencionado anteriormente, o SAM conta com a ferramenta de otimização que será utilizada para conseguir os resultados ótimos baseados na variação do múltiplo solar e no tempo de armazenamento. A otimização sempre busca o menor preço de LCOE possível para que o produtor tenha uma receita maior. Entretanto, a maioria dos parâmetros no SAM não é de variação linear. Dessa forma, foi adotado o melhor resultado como aquele que fornece o maior lucro para a empresa. A otimização é feita esperando dois resultados: LCOE e energia anual geral. A partir desses parâmetros, é considerado um débito (preço de produção vezes a produção anual), um preço qualquer de energia, o

diferencial entre o preço da energia e o custo de produção, e finalmente o lucro (diferencial vezes a produção anual).

### 3.4.1 PRÉ OTIMIZAÇÃO

Para realizar as duas otimizações é necessário que todos os outros parâmetros da planta estejam nos seus valores ótimos e para isso são feitas pré otimizações, mostradas a seguir:

**Pré otimização 1:** fluxo máximo e mínimo em um único *loop* de coletores. Essa otimização é baseada em Wagner (2014). Os valores de velocidade são padrão baseados no tipo de fluido selecionado (Therminol VP-1), a densidade foi retirada do catálogo técnico da Solutia e o diâmetro mínimo foi retirado de Wagner (2014), mostrados na Tab. (8):

$$\dot{m}_{htf} = v_{htf} * \rho_{htf} * \pi * \left(\frac{D_{min}}{2}\right)^2 \quad (1)$$

Onde  $\dot{m}_{htf}$  é o fluxo de massa,  $v_{htf}$  é a velocidade do HTF,  $\rho_{htf}$  é a densidade do HTF e  $D_{min}$  é o diâmetro mínimo do tubo.

Tabela 8. Definição das variáveis e cálculo do fluxo máximo/mínimo de massa em um único *loop*.

	$v_{htf}$ [m/s]	$\rho_{htf}$ [kg/m <sup>3</sup> ]	$D_{min}$ [m]	$\dot{m}_{htf}$ [kg/s]
<b>Mínimo</b>	0,319238	909 (200 °C)	0,066	0,79
<b>Máximo</b>	4,96554	704 (393 °C)	0,066	9,027

**Pré otimização 2:** irradiação de projeto. Parâmetro que juntamente com a temperatura ambiente e a velocidade do vento é usado para calcular o tamanho do campo solar. A temperatura ambiente e a velocidade do vento não são tão relevantes assim e quando a simulação é rodada, seus valores são usados de acordo com o ano típico meteorológico da região (incluído no arquivo do SAM). A irradiação de projeto diz respeito ao ponto em que a planta trabalha, por exemplo: uma planta de 50 MW com irradiação de projeto de 600 W/m<sup>2</sup> vai produzir 50 MW quando a radiação real for de 600 W/m<sup>2</sup>. Caso a radiação seja menor (ou maior), vai produzir menos (ou mais, possibilitando armazenamento). Caso esse valor não seja compatível com os dados de radiação observados na localidade escolhida, a planta não vai produzir a quantidade de energia desejada ou desperdiçar energia. A linha em negrito corresponde ao valor adotado.



Tabela 9. Resultado da pré otimização 2. Fonte de dados: SAM.

<b>Irradiação de projeto (W/m<sup>2</sup>)</b>	<b>LCOE (real) (US\$ cent./kWh)</b>	<b>Energia Anual (kWh)</b>	<b>Débito (US\$ cent.)</b>	<b>Energia (US\$ cent./kWh)</b>	<b>Dif (US\$ cent.)</b>	<b>Lucro (US\$ cent.)</b>
400	24,9392	2,34E+08	5,84E+09	50	25,0608	5,87E+09
450	23,2388	2,32E+08	5,39E+09	50	26,7612	6,21E+09
500	22,051	2,28E+08	5,02E+09	50	27,949	6,37E+09
<b>550</b>	<b>21,2143</b>	<b>2,23E+08</b>	<b>4,74E+09</b>	<b>50</b>	<b>28,7857</b>	<b>6,43E+09</b>
600	20,7016	2,17E+08	4,49E+09	50	29,2984	6,35E+09
650	20,6853	2,07E+08	4,29E+09	50	29,3147	6,07E+09
700	21,3602	1,93E+08	4,11E+09	50	28,6398	5,52E+09
750	22,3114	1,78E+08	3,97E+09	50	27,6886	4,93E+09
800	23,2992	1,64E+08	3,82E+09	50	26,7008	4,38E+09

**Pré otimização 3:** temperatura de saída da turbina e entrada no sistema. A eficiência da turbina depende dos valores de entrada e saída da mesma, que são os valores provenientes do fluido do campo solar, considerando a troca perfeita de calor. O valor de entrada na turbina é limitado pelas condições de trabalho do fluido, e nesse caso é o mesmo valor da planta Andasol 1, na Espanha (50 MW com cilindro parabólico). Os valores de saída estão variando de acordo com limites operacionais e os resultados são mostrados na Tab. (10) a seguir. A linha em negrito corresponde ao valor adotado.

Tabela 10. Resultado da pré otimização 3. Fonte de dados: SAM.

<b>Temperatura de entrada no loop (°C)</b>	<b>LCOE (real) (US\$ cent./kWh)</b>	<b>Energia anual (kWh)</b>	<b>Débito (US\$ cent.)</b>	<b>Energia (US\$ cent./kWh)</b>	<b>Dif (US\$ cent.)</b>	<b>Lucro (US\$ cent.)</b>
160	22,1907	2,13E+08	4,74E+09	50	27,8093	5,94E+09
180	21,4359	2,21E+08	4,74E+09	50	28,5641	6,32E+09
200	21,3801	2,22E+08	4,74E+09	50	28,6199	6,34E+09
220	21,5038	2,20E+08	4,74E+09	50	28,4962	6,28E+09
<b>240</b>	<b>21,2143</b>	<b>2,23E+08</b>	<b>4,74E+09</b>	<b>50</b>	<b>28,7857</b>	<b>6,43E+09</b>
260	22,3209	2,12E+08	4,74E+09	50	27,6791	5,87E+09
280	27,0195	1,75E+08	4,73E+09	50	22,9805	4,02E+09
300	35,6692	1,32E+08	4,71E+09	50	14,3308	1,89E+09

### 3.4.2 OTIMIZAÇÃO

Com os resultados provenientes das pré otimizações é possível trabalhar com a otimização. A justificativa para a consideração do lucro da empresa ao invés de outro parâmetro se baseia pelo fato de que nem sempre o menor LCOE causa a melhor produção anual. O fator de capacidade também não foi escolhido como parâmetro final pois seu valor não varia de forma considerável.

A Tabela (12) a seguir resume os maiores valores de conversão de energia e os maiores lucros. A linha em negrito corresponde ao valor adotado.

Tabela 11. Principais resultados da otimização final com maiores valores de lucro. Fonte de dados: SAM.

<b>Múltiplo Solar</b>	<b>Número de Horas de Armaz.</b>	<b>Fator de Conversão (%)</b>	<b>Fator de Capacidade (%)</b>	<b>LCOE (nominal) (US cent./kWh)</b>	<b>Energia Anual (kWh)</b>	<b>Débito (US cent.)</b>	<b>Energia (US cent./kWh)</b>	<b>Dif (US cent.)</b>	<b>Lucro (US cent.)</b>
<b>2.4</b>	<b>11</b>	<b>95.6601</b>	<b>67.6467</b>	<b>57.1365</b>	<b>2.93E+08</b>	<b>1.68E+10</b>	<b>100</b>	<b>42.8635</b>	<b>1.26E+10</b>
2.4	12	95.6619	68.2004	57.671	2.96E+08	1.71E+10	100	42.329	1.25E+10
2.4	10	95.6448	66.312	57.2548	2.88E+08	1.65E+10	100	42.7452	1.23E+10
2.3	10	95.6794	64.5674	57.2798	2.80E+08	1.60E+10	100	42.7202	1.20E+10
2.3	11	95.6834	65.1925	57.7756	2.83E+08	1.63E+10	100	42.2244	1.19E+10
2.4	9	95.6184	64.244	58.0283	2.79E+08	1.62E+10	100	41.9717	1.17E+10
2.3	12	95.6802	65.2834	58.7354	2.83E+08	1.66E+10	100	41.2646	1.17E+10
2.3	9	95.666	63.0902	57.5357	2.74E+08	1.57E+10	100	42.4643	1.16E+10
2.2	10	95.6952	62.1684	57.9053	2.70E+08	1.56E+10	100	42.0947	1.13E+10
2.2	9	95.6879	61.4852	57.4403	2.67E+08	1.53E+10	100	42.5597	1.13E+10
2.2	11	95.6919	62.2721	58.8995	2.70E+08	1.59E+10	100	41.1005	1.11E+10
2.3	8	95.6263	60.9045	58.4716	2.64E+08	1.54E+10	100	41.5284	1.10E+10
2.2	8	95.6747	59.8646	57.8506	2.60E+08	1.50E+10	100	42.1494	1.09E+10
2.4	8	95.5936	61.7469	59.2595	2.68E+08	1.59E+10	100	40.7405	1.09E+10
2.2	12	95.6874	62.2357	60.0243	2.70E+08	1.62E+10	100	39.9757	1.08E+10

### 3.4.3 RESULTADOS

Como mencionado anteriormente, o valor com maior lucro foi o escolhido e os parâmetros para a simulação final estão especificados a seguir. Os parâmetros sublinhados são padrão do *software* SAM e não podem ser modificados, e os parâmetro em itálico são aqueles mantidos padrão do SAM.

1. Localização e Recurso: Bom Jesus da Lapa, BA
  - a. Latitude: -13,27° N;
  - b. Longitude: -43, 42° L;
  - c. Elevação: 458 m;
  - d. DNI anual: 6,02 kWh/m<sup>2</sup>/dia;
  - e. Temperatura média: 26,1 °C;
  - f. Velocidade média do vento: 1,6 m/s.
2. Campo Solar:
  - a. Parâmetros do campo solar:
    - i. Múltiplo solar: 2,4;
    - ii. *Espaço entre fileiras*: 15 metros;
    - iii. *Stow angle*: 170° – ângulo no qual os coletores são posicionados quando ocorre grande carga de vento (pré otimizado baseado nos valores do SAM da localidade);
    - iv. *Deploy angle*: 10° – ângulo no qual o coletor começa o período de trabalho (pré otimizado);
    - v. *Número de subseções de campos*: 2 – quantos blocos de coletores existem na planta;
    - vi. *Rugosidade do duto*: 0,0000457 m (tubo de aço comercial);
    - vii. *Eficiência da bomba do fluido de transferência de calor (HTF)*: 0,85;
    - viii. Temperatura de proteção ao congelamento: 50 °C – valor baseado no tipo de fluido e sua temperatura de solidificação;
    - ix. Irradiação de projeto: 550 W/m<sup>2</sup>;
    - x. Permitir desfoccolização parcial: simultânea – todos os coletores são desfocados baseados nas operações acima do limite do bloco de potência.
  - b. Fluido de transferência de calor:
    - i. HTF: Therminol VP-1 – óleo orgânico sintético;
    - ii. Temperatura de operação mínima do fluido no campo: 12 °C;
    - iii. Temperatura de operação máxima do fluido no campo: 400 °C
    - iv. Temperatura de entrada no *loop*: 240 °C;
    - v. Temperatura de saída no *loop*: 377 °C;
    - vi. Fluxo de massa mínimo aceitável em um *loop* único: 0,79 kg/s;
    - vii. Fluxo de massa máximo aceitável em um *loop* único: 9,027 kg/s;

- viii. Velocidade mínima do fluido através do *loop*: 1 m/s;
  - ix. Velocidade máxima do fluido através do *loop*: 4 m/s;
- c. Ponto de projeto:
- i. Abertura de um *loop*: 8.175 m<sup>2</sup> - somatória da área da abertura dos coletores em um *loop*;
  - ii. Eficiência ótica do *loop*: 0,725288;
  - iii. Eficiência de conversão total no *loop*: 0,675117;
  - iv. Abertura total requerida (MS=1): 392.481 m<sup>2</sup> - área de abertura requerida caso o múltiplo solar fosse igual a unidade;
  - v. Número de *loops* requeridos (MS=1): 48,01 – número de *loops* requeridos caso o múltiplo solar fosse igual a unidade;
  - vi. Número atual de *loops*: 116;
  - vii. Área refletiva total: 948.300 m<sup>2</sup>;
  - viii. Múltiplo solar atual: 2,4;
  - ix. Output térmico do campo: 349.762 MWt.
- d. Orientação do coletor (baseado no Solstício de Verão – 21/12/2014 – Orientação Norte/Sul dos coletores):
- i. Inclinação do coletor em relação a horizontal: 0°;
  - ii. Azimute do coletor: 0° (orientação norte-sul);
- e. Lavagem dos espelhos:
- i. *Quantidade de água usada por lavagem*: 0,7 L/m<sup>2</sup> de abertura;
  - ii. *Lavagens por ano*: 63.
- f. Capacidade de aquecimento da planta:
- i. *Inércia térmica do duto quente*: 0,2 kWh/K-MWt;
  - ii. *Inércia térmica do duto frio*: 0,2 kWh/K-MWt;
  - iii. *Inércia térmica dos dutos no campo*: 4,5 Wh/K-m.
- g. Área do terreno:
- i. Área do campo solar: 611 acres;
  - ii. *Multiplicador para o campo não solar*: 1,4;
  - iii. Área total: 856 acres.
- h. Configuração de um único *loop*:
- i. Número de coletores por *loop*: 10.
3. Ciclo de Potência:
- a. Capacidade da planta:
- i. *Output bruto*: 55 MWe;
  - ii. Eficiência de conversão: 0,9;
  - iii. *Output líquido estimado (capacidade real)*: 50 MWe.

- b. *Perdas*;
  - c. Ponto de projeto do bloco de potência:
    - i. *Eficiência do ciclo de conversão*: 0,3774;
    - ii. *Temperatura de entrada*: 377 °C;
    - iii. *Temperatura de saída*: 240 °C;
    - iv. *Pressão de operação da caldeira*: 100 bar (turbina Siemens SST-700 50 MW);
    - v. *Fração de vapor que será substituída por água fresca*: 0,02;
    - vi. *Eficiência da caldeira para a menor temperatura de aquecimento*: 0,9;
    - vii. *Temperatura de saída do aquecedor auxiliar*: 375 °C;
    - viii. *Modo de despacho do combustível fóssil*: nível mínimo de *backup*.
  - d. Controle da planta:
    - i. *Período de espera (recurso baixo)*: 2 horas;
    - ii. *Fração de potência térmica necessária para período de espera*: 0,2;
    - iii. *Tempo de início para produção do bloco de potência*: 0,5 horas;
    - iv. *Temperatura mínima requerida para início*: 200 °C;
    - v. *Capacidade máxima de sobreoperação da turbina*: 1,05;
    - vi. *Capacidade mínima de operação da turbina*: 0,25;
    - vii. *Controle de pressão na entrada da turbina*: pressão fixa.
  - e. Sistema de resfriamento:
    - i. Tipo de condensador: evaporativo;
    - ii. Temperatura ambiente de projeto: 26 °C;
    - iii. *Aumento de temperatura através do condensador*: 10 °C;
    - iv. *Diferença entre a temperatura na entrada do condensador e a temperatura de bulbo úmido ambiente*: 5 °C;
    - v. *Pressão mínima no condensador*: 1,25 inHg (4.233 Pa);
    - vi. Patamares de operação do sistema de resfriamento: 4.
4. Armazenamento Térmico:
- a. Sistema de armazenamento:
    - i. Número de horas de armazenamento: 11;
    - ii. Volume de armazenamento: 12.491 m<sup>3</sup>;
    - iii. Capacidade térmica do armazenamento: 1.764,71 MWh<sub>t</sub>;
    - iv. *Par de tanques paralelos*: 1;
    - v. *Altura do tanque*: 20 metros;
    - vi. *Altura mínima de fluido no tanque*: 1 metro;
    - vii. Diâmetro do tanque: 28,1993 metros;
    - viii. Volume mínimo de fluido: 624,55 m<sup>3</sup>;
    - ix. *Coefficiente de perda do tanque*: 0,4 W/m<sup>2</sup>-K;

- x. Perda de calor estimada: 0,264079 MWt;
- xi. Temperatura para aquecimento do tanque frio: 230 °C;
- xii. Temperatura para aquecimento do tanque quente: 360 °C;
- xiii. *Capacidade do aquecedor do tanque*: 25 MWht;
- xiv. *Eficiência do aquecedor do tanque*: 0,98;
- xv. Diferença de temperatura entre o campo e o tanque quente: 5 °C;
- xvi. Diferença de temperatura entre o campo e o tanque frio: 7 °C;
- xvii. Temperatura do fluido de armazenamento no primeiro passo da simulação: 240 °C;
- xviii. Fluido de armazenamento térmico: Therminol VP-1;
- xix. Temperatura mínima de operação: 12 °C;
- xx. Temperatura máxima de operação: 400 °C;
- xxi. Temperatura do fluido: 295,5 °C;
- xxii. Densidade do fluido: 818,077 kg/m<sup>3</sup>;
- xxiii. Calor específico do fluido: 2,31545 kJ/kg-K.

Obs: a fórmula e os riscos referentes ao uso do fluido Therminol VP-1 podem ser encontrados em [http://ws.eastman.com/ProductCatalogApps/PageControllers/MSDS\\_PC.aspx?Product=71093459](http://ws.eastman.com/ProductCatalogApps/PageControllers/MSDS_PC.aspx?Product=71093459).

A comparação dos resultados é feita a seguir, a Tab. (13) mostra os resultados base, após pré otimizações e após otimização final.

Tabela 12. Resultados das plantas heliotérmicas simuladas para o cenário base, cenário pré otimizado e cenário final. Fonte de dados: SAM.

	Base	Pré otimizado	Final
<b>Energia anual</b>	163.736.76 kWh	232.926.192 kWh	293.329.440 kWh
<b>Fator de capacidade</b>	37,80%	53,70%	67,65%
<b>Fator de conversão</b>	94,10%	95,60%	95,66%
<b>Preço de PPA normalizado (nominal)</b>	19,83 ¢/kWh	68,85 ¢/kWh	60,39 ¢/kWh
<b>LCOE (nominal)</b>	18,30 ¢/kWh	63,80 ¢/kWh	57,14 ¢/kWh
<b>Área total do terreno</b>	445 acres	716 acres	856 acres
<b>“Lucro”</b>	U\$ 13.126.761.297	U\$7.255.650.881	U\$9.721.530.095

O aumento no preço do PPA e LCOE é devido a configuração financeira da planta. Os fatores que podem ser comparados entre o cenário base e os outros são a produção de energia anual, fator de capacidade e fator de conversão. Os valores de PPA e LCOE podem ser comparados entre o cenário de pré otimização e final. A Tabela (14) mostra a comparação entre esses valores em porcentagem, pré otimizado com cenário base e final com pré otimizado.

Tabela 13. Variação dos parâmetros em porcentagem quando comparados o cenário pré otimizado com cenário base e cenário final com cenário pré otimizado.

	<b>Pré otimizado</b>	<b>Final</b>
<b>Energia anual</b>	+ 42,26%	+ 25,93%
<b>Fator de capacidade</b>	+ 42,06%	+ 25,88%
<b>Fator de conversão</b>	+ 1,59%	+ 0,10%
<b>Preço de PPA normalizado (nominal)</b>		- 12,29%
<b>LCOE (nominal)</b>		- 10,44%
<b>Área total do terreno</b>	+60,9%	+19,55%
<b>“Lucro”</b>		+61,61%

Como pode ser observado na tabela acima, o aumento na produção de energia, fator de capacidade e fator de conversão mostram que as pré otimizações estão corretas. Posteriormente, o crescente valor desses parâmetros e a redução do preço do PPA e LCOE mostram que a otimização final está correta. Em comparação com os valores mostrados na Fig. (16) (preços de LCOE), os valores finais ainda estão bem acima do esperado. A comparação entre o valor encontrado e os valores provenientes de outros trabalhos pode ser feito, porém não é possível ter uma conclusão segura, já que os parâmetros utilizados são diferentes (principalmente em termos financeiros).

## 4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

### 4.1 CONCLUSÃO

Tendo maior parte da sua matriz energética baseada na fonte hidráulica, o Brasil é um país referência na geração de energia renovável. Esforços para ampliar a diversidade na produção estão sendo feitos, incluindo a energia eólica e energia solar.

A energia solar está se desenvolvendo nas tecnologias de painéis fotovoltaicos e concentradores solares. Após um longo período sem muita movimentação, os investimentos em pesquisa e desenvolvimento na área de plantas heliotérmicas voltaram a ser significativos. Países chave (Espanha, Estados Unidos e Alemanha) estão à frente dessa expansão e países com altos índices de radiação direta estão sendo introduzidos a essa tecnologia, como o Brasil e Chile.

Para descobrir qual a melhor localização nacional para a tecnologia CSP é necessário o uso de um *software* de geoprocessamento de imagens. Dentro do estudo da localização, para obter sucesso em uma planta heliotérmica são necessários fatores como a disponibilidade de recursos hídricos para o processo de geração de energia elétrica baseado no ciclo Rankine e para lavagem dos espelhos; a proximidade com a rede elétrica para os casos de interligação e; a existência de uma infraestrutura mínima para transporte de equipamentos e para manutenção da planta (Guimarães et al., 2010). A partir dessas informações o *software Geospatial Toolkit* foi utilizado. Por meio desse *software* gratuito é possível sobrepor camadas de informações, como radiação, rodovias e inclinação. Esse *software* também possui uma função de combinação de restrições chamada Query. Com isso é possível restringir o mapa nacional às localizações que estejam de acordo com as definidas anteriormente. Nesse caso foram restringidas um valor mínimo de radiação, distância máxima de rodovias e linhas de transmissão, exclusão de áreas protegidas e inclinação máxima do terreno. Além dessas restrições, a camada de grandes rios e lagos foi incluída e foi feita a aquisição de dados manualmente.

Com mais de 5.000 MW em operação ao redor do mundo, as plantas heliotérmicas possuem quatro tecnologias: concentrador de disco parabólico, concentrador Fresnel, concentrador parabólico e concentrador de torre central, sendo as três últimas disponíveis comercialmente. A influência do armazenamento e do múltiplo solar no projeto da planta são fundamentais para produzir o máximo de energia possível. Diversos *softwares* podem ser usados para conseguir a melhor configuração, entre eles o *System Advisor Model (SAM)*.

O SAM é um *software* de simulação para diversas tecnologias, entre elas a solar concentrada. Além de todos os parâmetros necessários para a modelagem da planta, os modelos disponíveis contam com fatores econômicos para estimar os custos da planta. Entre os principais custos estão o custo de investimento inicial, custo de operação e manutenção, e o custo normalizado de energia. Esse último fator é considerado uma ótima medida de viabilidade da planta porque é o resultado do preço por cada



kWh produzido na planta ao longo da sua vida útil. Dessa forma, para que os investidores tenham lucro, o preço de venda de energia é maior que o custo normalizado de energia.

A simulação foi definida para a tecnologia de concentrador parabólico de 50 MW, com armazenamento direto de Therminol VP-1 de 6 horas, resfriamento úmido e contrato de compra de energia a partir de único produtor. A planta seria modelada inicialmente para a cidade de Florínia – SP, mas por falta de dados ela foi modelada para a localidade de Bom Jesus da Lapa – BA, que também obteve resultados ótimos na primeira parte do projeto com o *software* Goespatial Toolkit. Foram feitos três cenários: base, pré otimizado e final. O cenário base não possui nenhuma modificação; o cenário pré otimizado possui otimização dos seguintes parâmetros: fluxo de massa, irradiação de projeto, temperatura de saída da turbina e inclinação dos coletores. O cenário final possui todas as pré otimizações e ainda a otimização da planta por meio do múltiplo solar e tempo de armazenamento. As otimizações foram todas feitas visando o máximo lucro, ou seja, um equilíbrio entre o LCOE e a produção anual de energia. Os parâmetros financeiros foram modificados para a realidade brasileira, já que o *software* foi desenvolvido para a realidade norte americana.

Os resultados mostram um LCOE menor no cenário base, questão totalmente justificada pelo fato de que nenhum parâmetro financeiro foi modificado. Os pontos que podem ser comparados em relação ao cenário base são a produção anual de energia, sendo o aumento de 42,26% (pré otimizado – base) e 25,93% (final – pré otimizado) e o fator de capacidade, sendo o aumento de 42,06% (pré otimizado – base) e 25,88% (final – pré otimizado).

Como mencionado anteriormente, o lucro foi o alvo nas otimizações. O cenário final apresenta um aumento de 61,61% em relação ao cenário pré otimizado, com a diminuição de 12,29% no LCOE. O preço final do LCOE foi estimado em U\$ 0,57/kWh e quando comparado com valores de outros projetos esse valor se mostra acima do esperado. Infelizmente não é possível ter uma conclusão concreta sobre a efetividade da otimização baseado no preço do LCOE, pois as condições financeiras não foram iguais.

Ao final das comparações, mesmo com as ressalvas, é possível concluir que a condição do Brasil em relação à outros países ainda é básica na questão CSP. Os níveis de radiação não são tão elevados e contínuos quanto em outros países, apesar do país mostrar que possui infraestrutura para receber esse tipo de tecnologia. Ainda não existe uma legislação específica para energia heliotérmica, mas isso deve ser mudado dentro dos próximos anos. O Brasil vem investindo no estudo da heliotermia com parcerias e cursos espalhados pelo Brasil, mostrando interesse que deve ser refletido em breve, principalmente com a construção da planta em Petrolina – PE.

## 4.2 TRABALHOS FUTUROS

O presente trabalho abrange uma série de fatores que abrem margem para erros e ao mesmo tempo limita-se a uma especificação de valores. Dessa forma, propõe-se a aplicação de uma análise de sensibilidade. Essa análise baseia-se em fatores chaves econômicos e técnicos para que sejam feitos cenários alternativos ao cenário explorado, entre eles: taxa de inflação, custo do campo solar, custo do sistema de armazenamento, tipo de resfriamento, tipo de uso da energia fóssil, radiação de projeto, múltiplo solar, número de horas de armazenamento e período de amortização. A propagação de erros devido às escolhas pode ser feita usando o modelo estatístico de Monte-Carlo. Com isso, parâmetros que ficaram duvidosos por falta de dados podem ser estimados e portanto obter uma análise mais completa.

Existem outras formas de produção de energia renovável e o presente trabalho restringiu-se a energia heliotérmica. Propõe-se a comparação entre as outras fontes de energia renováveis na mesma área usada pela planta heliotérmica, entre elas: floresta energética, painéis fotovoltaicos e planta eólica. Dessa forma é possível confirmar (ou não) que o uso da área para energia heliotérmica é o mais lucrativo.

Em uma sequência lógica deste trabalho, alguns aspectos, listados abaixo poderiam ser explorados:

- Estudo particular do fluido de transferência de calor;
- Estudo do balanço energético do sistema isoladamente para otimização da turbina e trocadores de calor;
- Estudo da conexão do sistema com o Sistema Nacional Integrado;
- Utilização de um *software* mais atualizado para geoprocessamento de imagens.

## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- Agência Nacional de Energia Elétrica. Site: <http://www.aneel.gov.br>.
- Aman, M.M., Solangi, K.H., Hossain, M.S., Badarudin, A., Jasmon, G.B., Mokhlis, H., Bakar, A.H.A. & Kazi, S.N. (2015). A review of Safety, Health and Environmental (SHE) issues of solar energy system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 41, Pages 1190-1204, ISSN 1364-0321.
- Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. Site: <http://www.abradee.com.br/setor-eletrico>.
- Baharoon, D.A., Rahman, H.A., Omar, W.Z.W. & Fadhl, S.O. (2015). Historical development of concentrating solar power technologies to generate clean electricity efficiently – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 41, Pages 996-1027, ISSN 1364-0321.
- Banco de Informações de Geração da Agência Nacional de Energia Elétrica. Site: <http://www.aneel.gov.br>.
- Banco Nacional do Desenvolvimento. Site: <http://www.bndes.gov.br>.
- Blair, N., Dobos, A.P., Freeman, J., Neises, T., Wagner, M., Ferguson, T., Gilman, P. & Janzou, S. (2014). System Advisor Model, SAM 2014.1.14: General Description. National Renewable Energy Laboratory, Technical Report NREL/TP-6A20-61019. Colorado, Estados Unidos da América.
- Burgi, A.S. (2013). Avaliação do Potencial Técnico de Geração Elétrica Termossolar no Brasil a Partir de Modelagem SIG e Simulação de Plantas Virtuais. Universidade Federal do Rio de Janeiro/Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia.
- Castro, G.M. (2015). Avaliação do Valor da Energia Proveniente de Usinas Heliotérmicas com Armazenamento no Âmbito do Sistema Interligado Nacional. Universidade Federal do Rio de Janeiro/Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia/Programa de Planejamento Energético.
- Centro de Pesquisa de Energia Elétrica. Site: <http://www.cepel.br>.
- CSP Today. Site: <http://social.csptoday.com>.
- Empresa de Pesquisa Energética, Ministério de Minas e Energia. (2010). Plano Decenal de Expansão de Energia 2019. Brasília, Brasil.
- Empresa de Pesquisa Energética, Ministério de Minas e Energia. (2014). Balanço Energético Nacional 2014 – Relatório Síntese, ano base 2013. Rio de Janeiro, Brasil.
- Empresa de Pesquisa Energética, Ministério de Minas e Energia. (2014). Demanda de Energia 2050. Rio de Janeiro, Brasil.
- Estima, J. (2015). Putting in Place the Solar Potential. Escola Internacional de Energia Solar. Masdar Institute of Science and Technology. Universidade de Brasília, Brasil.

- Fernández-García, A., Zarza, E., Valenzuela, L. & Pérez, M. (2010). Parabolic-trough Solar Collectors and their Applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 14, Issue 7, Pages 1695-1721, ISSN 1364-0321.
- Gilman, P., Blair, N., Mehos, M., Christensen, C., Janzou, S. & Cameron, C. (2008). Solar Advisor Model User Guide for Version 2.0. National Renewable Energy Laboratory, Technical Report NREL/TP-670-43704. Colorado, Estados Unidos da América.
- Guerreiro Ribeiro, M. 2014. Metodologia de Custos em Linhas de Transmissão no Brasil. Universidade Federal do Rio de Janeiro/Escola Politécnica. Rio de Janeiro, Brasil.
- Guimarães, A.P.C., Vieira, L.S.R., Serra, E.T., Melo, S.R.F.C. & Macedo, N.G.L. (2010). Caracterização de Localidades do Semi-Árido para Implantação de um Sistema Piloto Heliotérmico de Geração Elétrica. III Congresso Brasileiro de Energia Solar. Belém, Brasil.
- Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. (2007). Classificação Nacional de Atividades Econômicas. Rio de Janeiro, Brasil.
- Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Site: <http://www.ibge.gov.br>.
- International Energy Agency. (2010). Technology Roadmap – Concentrating Solar Power. Paris, França.
- International Energy Agency. (2014). 2014 Annual Report. Paris, França.
- International Energy Agency. (2014). Renewable Energy – Medium-Term Market Report. Paris, França.
- International Energy Agency. (2014). Technology Roadmap – Solar Thermal Electricity. Paris, França.
- International Renewable Energy Agency. (2015). Renewable Power Generation Costs in 2014.
- International Renewable Energy Agency. (2012). Concentrating Solar Power – Renewable Energy Technologies, Cost Analysis Series. Working paper.
- Investopedia. Site: <http://www.investopedia.com>.
- Kalogirou, S.A. (2009). Solar Energy Engineering – Processes and Systems. Elsevier Inc., ISBN 978-0-12-374501-9. Londres, Inglaterra.
- Kuravi, S., Trahan, J., Goswami, D.Y., Rahman, M.M. & Stefanakos, E.K. (2013). Thermal energy storage technologies and systems for concentrating solar power plants. *Progress in Energy and Combustion Science*, Volume 39, Issue 4, Pages 285-319, ISSN 0360-1285.
- Liqreina, A.A.M. (2012). Evaluation of dry cooling option for parabolic trough (CSP) plants including related technical and economic assessment. College of Engineering Kassel University and Cairo University.
- Lodi, C. (2011). Perspectivas para a Geração de Energia Elétrica no Brasil Utilizando a Tecnologia Solat Térmica Concentrada. Universidade Federal do Rio de Janeiro/Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia.

- Malagueta, D.C. (2013). Avaliação de Alternativas para Introdução da Geração Elétrica Termossolar na Matriz Energética Brasileira. Universidade Federal do Rio de Janeiro, PPE/COPPE/UFRJ.
- Martins, F.R. & Pereira, E.B. (2011). Enhancing information for solar and wind energy technology deployment in Brazil. *Energy Policy*, Volume 39, Issue 7, Pages 4378-4390, ISSN 0301-4215.
- Martins, F.R. (2015). Solar Resources on Brazilian Territory. Escola Internacional de Energia Solar. Universidade Federal de São Paulo, Laboratório de Modelagem Aplicada aos Recursos Renováveis. Universidade de Brasília, Brasil.
- Martins, F.R., Abreu, S.L. & Pereira, E.B. (2012). Scenarios for solar thermal energy applications in Brazil. *Energy Policy*, Volume 48, Pages 640-649, ISSN 0301-4215.
- Martins, F.R., Pereira, E.B., Silva, S.A.B., Abreu, S.L. & Colle, S. (2008) Solar energy scenarios in Brazil, Part one: Resource assessment. *Energy Policy*, Volume 36, Issue 8, Pages 2853-2864, ISSN 0301-4215.
- Moody Friction Factor Calculator. Site: <http://www.lmnoeng.com/moody.php>.
- National Renewable Energy Laboratory. (2009). Solar Advisor Model Reference Manual for CSP Trough Systems – 2009 DRAFT. National Renewable Energy Laboratory. Colorado, Estados Unidos da América.
- National Renewable Energy Laboratory. Site: <http://www.nrel.gov>.
- Oliveira Filho, C.M. (2014). Metodologia para Estudo de Implantação de uma Usina Heliotérmica de Receptor Central no Brasil. Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- Operador Nacional do Sistema Elétrico. Site: <http://www.ons.org.br/home>.
- Peterseim, J.H., White, S., Tadros, A. & Hellwig, U. (2013). Concentrated solar power hybrid plants, which technologies are best suited for hybridisation?. *Renewable Energy*, Volume 57, Pages 520-532, ISSN 0960-1481.
- Plataforma Online de Heliotermia. Site: <http://energiaheliotermica.gov.br/pt-br>.
- Price, H. (2003). A Parabolic Trough Solar Power Plant Simulation Model. National Renewable Energy Laboratory.
- Projeto Energia Heliotérmica. (2014). Mapeamento Básico das Precondições Gerais para Tecnologias Heliotérmicas no Brasil. Apostila. Cooperação Alemã; Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação.
- Projeto Energia Heliotérmica. (2014). Parabolic Trough CSP Technology – State of the Art and Market Overview. Apostila. Cooperação Alemã; Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação.
- Projeto Energia Heliotérmica. (2014). Tower CSP Technology – State of the Art and Market Overview. Apostila. Cooperação Alemã; Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação.
- Projeto Energia Heliotérmica. (2015). Modelo Genérico para Financiamento de uma Usina Heliotérmica Aplicando Linhas de Financiamento Disponíveis no Brasil. Apostila. Cooperação Alemã; Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação.

- Rau, C. (2015). Modelling and Simulation of CSP Plant. Escola Internacional de Energia Solar. IA Tech GmbH. Universidade de Brasília, Brasil.
- Rüther, R. (2015). Geração Solar Fotovoltaica no Brasil: Potencial e Desafios. Escola Internacional de Energia Solar. Universidade Federal de Santa Catarina & Instituto para o Desenvolvimento das Energias Alternativas na América Latina. Universidade de Brasília, Brasil.
- Schneider, G. (2015). Concentrated Solar Power – State of the Art. Escola Internacional de Energia Solar. Enolcon GmbH. Universidade de Brasília, Brasil.
- Siemens. (2010). Steam Turbines for CSP Plants. Catálogo. Erlangen, Alemanha.
- Siqueira, M. (2015). Solar Energy Resources – Module 1: Introduction. 36 slides. Apresentação MS PowerPoint. Universidade de Brasília, Brasil.
- SolarGIS. Site: <http://solargis.info>.
- Solutia. Therminol VP-1 Technical Bulletin. St. Louis, Estados Unidos.
- Soria, R.A.P. (2011). Cenários de Geração de Eletricidade a Partir de Geradores Heliotérmicos no Brasil: a Influência do Armazenamento de Calor e Híbridação. Universidade Federal do Rio de Janeiro/Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia.
- Stofeel, T., Renné, D., Myers, D., Wilcox, S., Sengupta, M., George R. & Turchi, C. (2010). Best Practices Handbook for the Collection and Use of Solar Resource Data. National Renewable Energy Laboratory.
- Sulyok, C. (2014). Avaliação Econômica de Energia Heliotérmica Concentrada no Semi-Árido Baiano. Universidade Federal da Bahia.
- Therminol. Site: <https://www.therminol.com/products/Therminol-VP1>.
- Tian Y. & Zhao, C.Y. (2013). A review of solar collectors and thermal energy storage in solar thermal applications. Applied Energy, Volume 104, Pages 538-553, ISSN 0306-2619.
- Tiba, C. (2000). Atlas Solarimétrico do Brasil. Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, Companhia Hidro Elétrica do São Francisco. Recife, Brasil.
- Turchi, C. (2010). Parabolic Trough Reference Plant for Cost Modeling with the Solar Advisor Model (SAM). National Renewable Energy Laboratory, Technical Report NREL/TP-550-47605. Colorado, Estados Unidos da América.
- U.S. Energy Information Administration. (2014). Full Report – Brazil. Estados Unidos da América.
- Wagner, M.. (2014). Modeling Parabolic Trough Systems. SAM Webinar. National Renewable Energy Laboratory.
- Wagner, M.J. & Gilman, P. (2011). Technical Manual for the SAM Physical Trough Model. National Renewable Energy Laboratory, Technical Report NREL/TP-5500-51825. Colorado, Estados Unidos da América.
- Zhang, H.L., Baeyens, J., Degreè, J. & Cacères, G. (2013). Concentrated solar power plants: Review and design methodology. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 22, Pages 466-481, ISSN 1364-0321.

# ANEXOS

		Pág.
<b>Anexo I</b>	<b>Instrumentos de medida de radiação solar.</b>	57
<b>Anexo II</b>	<b>Resultado das medições feitas com a restrição de proximidade a rios e grandes lagos e da função Query utilizando o <i>software</i> Geospatial Toolkit.</b>	59

## ANEXO I: Instrumentos de Medida de Radiação Solar

---

### I.1 Heliógrafo:

Instrumento responsável por medir a duração de insolação, ou seja, o período de tempo que a radiação solar supera um dado valor de referência. Tipo Campbell-Stokes.

### I.2 Actinógrafo:

Também conhecido como piranógrafo, é utilizado para medição da radiação solar total ou da componente difusa. Receptor com três tiras bimetálicas, sendo duas com as duas extremidades fixas e a do meio com uma extremidade fixa. Erros na faixa de 15 a 20%.

### I.3 Piranômetro:

É um instrumento para medição da radiação global e difusa. Para medir a radiação difusa é necessário bloquear a radiação direta, portanto esse instrumento possui um anel de sombreamento responsável por esse bloqueio. A radiação direta é calculada a partir das radiações direta e difusa.

#### I.3.1 Fotovoltaico:

Possui como elemento sensor uma célula fotovoltaica, que produz corrente elétrica quando iluminada, e devido ao seu arranjo é proporcional a intensidade da radiação incidente. Sua resposta é quase instantânea e com erro na ordem de 3%.

#### I.3.2 Termoelétrico:

O sensor desse elemento é uma pilha termoelétrica com vários termopares em série. A diferença entre as placas da pilha e a tensão elétrica entre os termopares produz um potencial que se relaciona com a radiação incidente. Apesar da tensão ser gerada por diferença de dilatação devido a temperatura, somente o piranômetro Eppley PSP é compensado em temperatura, sendo assim considerado de primeira classe.

Em geral possuem melhores respostas que os actinógrafos, que também apresentam certa dependência do fator cosseno para grandes ângulos de incidência. A média de erro do piranômetro termoelétrico é na faixa de 2 a 5%.

### I.4 Pireliômetros:

São instrumentos responsáveis pela medição da radiação direta. Sua abertura para medição é suficiente para a região do circumsolar, portanto o instrumento deve seguir a trajetória do sol com um ângulo de aceitação de 5° e erro na faixa de 0,5%. O alto desempenho é função das propriedades físicas da lente de quartzo e da qualidade da pintura negra interna do tubo do pireliômetro (não



refletiva) (Campbell Scientific – slides). Seu princípio de funcionamento é semelhante ao piranômetro termoelétrico. Os pireliômetros possuem um termômetro incorporado e de acordo com a temperatura registrada existe um fator de correção de calibração.

Após alguns anos de medida é possível estabelecer o *Typical Meteorological Year (TMY)*. Isso representa uma média de vários anos de determinada região e é um dos parâmetros de entrada quando se deseja fazer a avaliação de uma planta CSP. As medidas são mostradas em intervalos de hora e fornecem índices médios de radiação, ventos, temperatura entre outros.

**ANEXO II: Resultado das medições em kW/m<sup>2</sup>/dia, feitas com a restrição de proximidade a rios e grandes lagos e da função Query utilizando o software Geospatial Toolkit.**

	<b>Cidade</b>	<b>Média Anual</b>
<b>Maranhão</b>	Campestre do Maranhão	5.01
	Senador La Rocque	4.9
	Sucupira do Riachão	5.49

	<b>Cidade</b>	
<b>Piauí</b>	Piripiri	5.32
	Barão de Grajaú Floriano	5.42

	<b>Cidade</b>	
<b>Ceará</b>	Ubajara	5.93
	Pentecoste	4.86
	Russas	5
	Banabuiú	4.87
	São João do Jaguaribe	5.22
	Icó	5.32

	<b>Cidade</b>	<b>Média Anual</b>
<b>Minas Gerais</b>	Pirapora	5.87
	Três Marias	5.77
	Felixlândia	5.69
	Abadia dos Dourados	5.88
	Nova Ponte	5.71
	São João Batista do Glória	5.67

	<b>Cidade</b>	
<b>Mato Grosso do Sul</b>	Selvíria	5.87
	Três Lagoas	5.91
	Coxim	5.44
	Corumbá	5.17

	<b>Cidade</b>	
<b>Santa Catarina</b>	Nova Erechim	5.43

	<b>Cidade</b>	<b>Média Anual</b>
<b>Rio de Janeiro</b>	Campos dos Goytacazes	5
	Campos dos Goytacazes 2	5.07
	Carapebus	5.09
	Magé	4.87
	Piraí	4.87

	<b>Cidade</b>	
<b>São Paulo</b>	Guaraci	5.88
	Pereira Barreto	6.03
	Lorena	5.38
	Itapuí	5.93
	Florínia	6.07

	<b>Cidade</b>	
<b>Espírito Santo</b>	Alfredo Chaves	4.78
	Cachoeiro do Itapemirim	4.94
	Marechal Floriano	4.87

	<b>Cidade</b>	<b>Média Anual</b>
<b>Pernambuco</b>	Mirandiba	5.24
	Floresta	5.1

	<b>Cidade</b>	
<b>Bahia</b>	Sobradinho	5.5
	Bom Jesus da Lapa	5.85
	Paratinga	5.97

	<b>Cidade</b>	
<b>Tocantins</b>	Alvorada	5.33
	Talismã	5.14
	Tocantinópolis	4.89

	<b>Cidade</b>	<b>Média Anual</b>
<b>Paraná</b>	Diamante do Norte	5.73
	Sertanópolis	5.99
	Ribeirão Claro	5.79
	Formosa do Oeste	5.67
	Guaíra	5.55
	Santa Terezinha de Itaipu	5.5
	Rio Bonito do Iguaçu	5.69

	<b>Cidade</b>	
<b>Mato Grosso</b>	Cáceres	4.99
	Rondonópolis	5.32

	<b>Cidade</b>	<b>Média Anual</b>
<b>Goiás</b>	Teresina de Goiás	5.34
	São Luiz do Norte	5.33
	São João da Paraúna	5.36
	Marzagão	5.84
	São Simão	5.72