



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA  
"JÚLIO DE MESQUITA FILHO"  
Campus de Botucatu



**PEDRO HENRIQUE SILVA BEZERRA**

**ENERGIA SOLAR CONCENTRADA: SIMULAÇÃO DO DESEMPENHO DE  
HELIOSTATOS DE PEQUENO PORTE**

**Botucatu**

**2017**



**PEDRO HENRIQUE SILVA BEZERRA**

**ENERGIA SOLAR CONCENTRADA: SIMULAÇÃO DO DESEMPENHO DE  
HELIOSTATOS DE PEQUENO PORTE**

Tese apresentada à Faculdade de Ciências Agronômicas da Unesp Campus de Botucatu, para obtenção do título de Doutor no Programa de pós-graduação em Agronomia (Energia na Agricultura).

Orientador: Prof. Dr. Odivaldo José Seraphim

Coorientador: Prof. Dr. Celso Eduardo Lins de Oliveira

Botucatu

2017

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA SEÇÃO TÉCNICA DE AQUISIÇÃO E TRATAMENTO DA INFORMAÇÃO - DIRETORIA TÉCNICA DE BIBLIOTECA E DOCUMENTAÇÃO - UNESP - FCA - LAGEADO - BOTUCATU (SP)

B574e Bezerra, Pedro Henrique Silva, 1988-  
Energia solar concentrada: simulação do desempenho de heliostatos de pequeno porte / Pedro Henrique Silva Bezerra. - Botucatu: [s.n.], 2017  
208 f.: fots. color., ils. color., grafs. color., tabs.

Tese (Doutorado)- Universidade Estadual Paulista Faculdade de Ciências Agronômicas, Botucatu, 2017  
Orientador: Odivaldo José Seraphim  
Coorientador: Celso Eduardo Lins de Oliveira  
Inclui bibliografia

1. Energia solar na agricultura. 2. Energia - Custos. 3. Energia - Fontes alternativas. I. Seraphim, Odivaldo José. II. Oliveira, Celso Eduardo Lins de. III. Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho" (Campus de Botucatu). Faculdade de Ciências Agronômicas. IV. Título.

Elaborada por Ana Lucia G. Kempinas - CRB-8:7310

"Permitida a cópia total ou parcial deste documento, desde que citada a fonte"

**CERTIFICADO DE APROVAÇÃO**

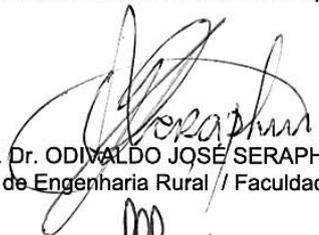
**TÍTULO: “ENERGIA SOLAR CONCENTRADA: SIMULAÇÃO DO DESEMPENHO DE HELIOSTATOS DE PEQUENO PORTE.”**

**AUTOR: PEDRO HENRIQUE SILVA BEZERRA**

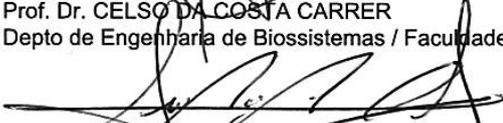
**ORIENTADOR: ODIVALDO JOSÉ SERAPHIM**

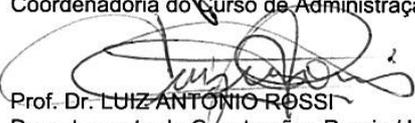
**COORIENTADOR: CELSO EDUARDO LINS DE OLIVEIRA**

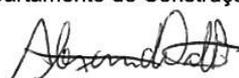
Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Doutor em AGRONOMIA (ENERGIA NA AGRICULTURA), pela Comissão Examinadora:

  
Prof. Dr. ODIVALDO JOSÉ SERAPHIM  
Dep de Engenharia Rural / Faculdade de Ciências Agrônomicas - UNESP

  
Prof. Dr. CELSO DA COSTA CARRER  
Depto de Engenharia de Biosistemas / Faculdade de Zootecnia e Engenharia de Alimentos - Pirassununga/SP

  
Prof. Dr. LUIS ROBERTO ALMEIDA GABRIEL FILHO  
Coordenadoria do Curso de Administração / Faculdade de Ciências e Engenharia - FCE - UNESP - Tupã/SP

  
Prof. Dr. LUIZ ANTONIO ROSSI  
Departamento de Construções Rurais / UNICAMP - Campinas, SP

  
Prof. Dr. ALEXANDRE DAL PAI  
Depto de Bioprocessos e Biotecnologia / Faculdade de Ciências Agrônomicas de Botucatu - UNESP

Botucatu, 21 de dezembro de 2017.



## DEDICATÓRIA

Dedico esse trabalho à minha família que tanto amo, que sempre esteve ao meu lado em todos os momentos, especialmente à minha mãe, Sílvia Cavalcante, pedagoga de formação, que com muito carinho, empenho e cumplicidade, fez da minha formação educacional um projeto pessoal de vida, realizado com empenho, dedicação e acima de tudo amor.

Dedico essa importante etapa aos meus amigos, que torcem e participam das vitórias da minha vida.

Dedico também aos colegas de trabalho pelo apoio sempre, a honradez e a firmeza.



## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço a Deus, por ter me sustentado nessa importante e difícil etapa.

Agradeço a Deus por ter me capacitado no decorrer desse projeto.

Agradeço a Deus por me oportunizar desafios grandes.

Agradeço a Deus, pela graça de me possibilitar viver as experiências que tive no decorrer da construção dessa tese.

Agradeço também minha família pelo apoio sempre.

A minha namorada pela paciência, compreensão e companheirismo.

Aos meus amigos, pelos incentivos e momentos bons.

Aos colegas do Grupo de Pesquisa em Reciclagem, Eficiência Energética e Simulação Numérica (GREEN).

Ao professor Dr. Odivaldo Seraphim e professor Dr. Celso Oliveira pelas orientações no decorrer dessa pesquisa.

Agradeço à CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior), à CNPq (Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico) e a FUSP (Fundação de Apoio à Universidade de São Paulo) pela concessão da bolsa, em diferentes períodos da pesquisa.



“Worthy is the, lamb who was slain, holy, holy is He, sing a  
new song to Him who sits on, Heaven's mercy seat...”  
“Clothed in rainbows of living color, flashes of lightning, rolls of  
thunder, blessing and honor, strength and glory and power be  
to You, the only wise King...” “Jesus, Your name is power,  
breath and living water, such a marvelous mystery.”

RIDDLE, Jennie Lee, 2009 (Revelation song)



## RESUMO

A pesquisa apresentada nessa tese foi estruturada em quatro capítulos. O capítulo 1 apresenta, de forma introdutória, o estudo da arte da tecnologia CSP no mundo, bem como os conceitos tecnológicos e princípios físicos de funcionamento. Mais além, demonstrar o potencial solar brasileiro do ponto de vista exploratório. O capítulo 2, apresenta uma previsão de performance e rendimento energético de um sistema CSP com torre central integrado a atividades agroindustriais no Brasil, por meio de uma simulação transiente. O capítulo 3, apresenta de forma detalhada a adaptação e aplicação de uma análise paramétrica para determinação do custo mínimo por unidade de área de heliostato, o custo mínimo do primeiro heliostato produzido no Brasil, como também o custo nivelado da eletricidade gerada. No capítulo 4, foi apresentado um estudo do marco legal jurídico regulatório para sistemas CSP com torre central: geração e comercialização de energia elétrica de fonte solar no Brasil. Por fim, foram apresentadas perspectivas de novas pesquisas a serem realizadas e as considerações finais.

**Palavras-chave:** Energia Solar Concentrada (CSP), desempenho energético, custo da energia, comércio de energia.



## ABSTRACT

The research presented in this thesis was structured in four chapters. Chapter 1 presents, in an introductory way, the study of the art of CSP technology in the world, as well as technological concepts and physical principles of operation. Further, demonstrate the Brazilian solar potential from an exploratory point of view. Chapter 2, presents a prediction of performance and energy efficiency of a CSP system with central tower integrated to agroindustrial activities in Brazil, through a transient simulation. Chapter 3 presents in detail the adaptation and application of a parametric analysis for determining the minimum cost per unit area of heliostat, the minimum cost of the first heliostat produced in Brazil, as well as the levelized cost of electricity generated. In chapter 4, a study of the regulatory legal framework for CSP systems with central tower was presented: generation and commercialization of solar energy in Brazil. Finally, perspectives were presented for further research and final considerations.

**Keywords:** Concentrated Solar Power (CSP) energy performance, energy costs, energy trade.



## LISTA DE ABREVIACOES

### **CAPÍTULO 1: Estudo de implantação da tecnologia CSP no Brasil.**

CEBESP – Centro Brasileiro de Estudos Sociais e Políticos

CSP – Concentrated Solar Power

DNI – *Direct Normal Irradiance*

FZEA – Faculdade de Zootecnia e Engenharia de Alimentos da USP

LEESP – Laboratório de Eficiência Energética e Simulação de Processo

ORC – *Organic Rankine Cycle*

SAM – *System Advisor Model*

SMILE – *Solar-Hybrid Microturbine Systems for Cogeneration in Agro-Industrial Electricity and Heat Production*

TRNSYS – *Transient System Simulation Program*

USP – Universidade de São Paulo

### **CAPÍTULO 2: Previsão de performance e rendimento energético por meio de Simulação Transiente de um sistema CSP com Torre Central integrado a atividades agroindustriais no Brasil.**

ANEEL – Agencia Nacional de Energia Elétrica

CS – Campo Solar

CSP – Concentrated Solar Power

FZEA – Faculdade de Zootecnia e Engenharia de Alimentos da USP

LEESP – Laboratório de Eficiência Energética e Simulação de Processo

ORC – *Organic Rankine Cycle*

TRNSYS – *Transient System Simulation Program*

USP – Universidade de São Paulo

### **CAPÍTULO 3: Análise paramétrica para determinação do custo mínimo por unidade de área de um Heliostato.**

CEISA – Consortium for Educational Integration and Sustainability of Agroindustry

CSP – Concentrated Solar Power

CSP – Concentrated Solar Power

DNI – *Direct Normal Irradiance*

DoE – *Department of Energy*

FZEA – Faculdade de Zootecnia e Engenharia de Alimentos da USP

FZEA – Faculdade de Zootecnia e Engenharia de Alimentos da USP

LCoE – *Levelized Cost of Energy*

LEESP – Laboratório de Eficiência Energética e Simulação de Processo

NREL – *National Renewable Energy Laboratory*

O&M – *Operations and Maintenance*

ORC – *Organic Rankine Cycle*

P&D – Pesquisa e Desenvolvimento

SAM – *System Advisor Model*

SMILE – *Solar-Hybrid Microturbine Systems for Cogeneration in Agro-Industrial Electricity and Heat Production*

TRNSYS – *Transient System Simulation Program*

USP – Universidade de São Paulo

#### **CAPÍTULO 4: Marco Legal Jurídico Regulatório para Sistemas CSP: Geração e Comercialização de Energia Elétrica de Fonte Solar no Brasil**

ACL – Ambiente de Contratação Livre

ACR – Ambiente de Contratação Regulado

AEGE – Sistema de Acompanhamento de Empreendimentos Geradores de Energia

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BNDES – Banco Nacional do Desenvolvimento

CCEAR – Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

COFINS – Contribuição para Financiamento da Seguridade Social

CSLL – Contribuição Social sobre Lucro Líquido

CSP – Concentrated Solar Power

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

FZEA – Faculdade de Zootecnia e Engenharia de Alimentos

GD – Geração Distribuída

GREEN – Grupo de Pesquisa em Reciclagem, Eficiência Energética e Simulação Numérica

HLT – Energia Heliotérmica

ICMS – Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços

IOF – Imposto sobre Operações Financeiras

IPI – Imposto sobre Produtos Industrializados

LER – Leilões de Energia de Reserva

LFA – Leilão de Fontes Alternativas

MCP – Mercado de Curto Prazo

MME – Ministério de Minas e Energia

MOS – Marginal de Operação do Sistema

NOS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

P&D – Pesquisa e Desenvolvimento

PIS/PASEP – Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público

PLD – Preço da Liquidação de Diferenças

PLS – Projeto de Lei do Senado

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia

REIDI – Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura

SIN – Sistema Interligado Nacional

TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

TUST – Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão

UE – União Europeia

USP – Universidade de São Paulo

VR – Valor de Referência

## LISTA DE TABELAS

### **CAPÍTULO 1: Estudo de implantação da tecnologia CSP no Brasil**

Tabela 1 – Principais materiais utilizados nos sistemas de armazenamento térmico.....	47
---	----

### **CAPÍTULO 2: Previsão de performance e rendimento energético por meio de Simulação Transiente de um sistema CSP com Torre Central integrado a atividades agroindustriais no Brasil**

Tabela 1 – Segmentos agroindustriais com potencial para energia solar térmica.....	71
Tabela 2 – Valores de bovinos abatidos em 2015.....	74
Tabela 3 – Tipo de energia requerida no processo.....	76
Tabela 4 – Tipo de energia requerida em cada produto.....	77
Tabela 5 – Volume de cana-de-açúcar processada na safra 2015/2016.....	77
Tabela 6 – Balança de energia do sistema analisado.....	78
Tabela 7 – Perfil de consumo das atividades analisadas.....	86
Tabela 8 – Definições do campo solar.....	89

### **CAPÍTULO 3: Análise paramétrica para determinação do custo mínimo por unidade de área de um Heliostato**

Tabela 1 – Custo cumulativo de equipamentos por categoria.....	113
Tabela 2 – Descrição de entrada SAM (ponto de dimensionamento).....	136
Tabela 3 – Características de operação do heliostato.....	138
Tabela 4 – Parâmetros financeiros admitidos na simulação.....	139
Tabela 5 – Materiais aplicados e peso dos heliostatos.....	140
Tabela 6 – Valores de custos contidos nas montagens.....	142
Tabela 7 – Valoração do custo de transporte de cada heliostato.....	143
Tabela 8 – Aplicação dos custos de montagem e transporte nas categorias.....	146
Tabela 9 – Custos pertencentes a superfície óptica dos protótipos analisados.	146
Tabela 10 – Custos dos protótipos analisados divididos nas categorias.....	147
Tabela 11 – Valores dos custos R\$/m <sup>2</sup> utilizados na simulação.....	155
Tabela 11 – Valores do LCoE para os dois custos de CS.....	156

### **CAPÍTULO 4: Marco Legal Jurídico Regulatório para Sistemas CSP: Geração e Comercialização de Energia Elétrica de Fonte Solar no Brasil**

Tabela 1 – Síntese comparativa entre ACL e ACR.....	179
Tabela 2 – Modelos contratuais de comercio de energia.....	196

## LISTA DE FIGURAS

<b>CAPÍTULO 1: Estudo de implantação da tecnologia CSP no Brasil</b>	
Figura 1 –	Concepção do sistema de concentração..... 31
Figura 2 –	Fornalha solar construída pelo químico francês Lavoisier, em 1774..... 33
Figura 3 –	Concentrador truncado em cone, produzido por Mouchot, na Exposição de Paris em 1878..... 34
Figura 4 –	Calha parabólica desenvolvida pelo engenheiro americano John Ericsson..... 35
Figura 6 –	Sistema de bombeamento utilizado pelo engenheiro Frank Schuman..... 36
Figura 7 –	Esquemática de um sistema de calhas parabólicas..... 37
Figura 8 –	Usina de 50MW <sub>el</sub> Andasol, na Espanha..... 38
Figura 9 –	Esquemática de um sistema de torre central..... 39
Figura 10 –	Usina solar “Solar Two”, no deserto de Mojave, Califórnia, nos EUA ..... 41
Figura 11 –	Esquemática de um sistema linear Fresnel..... 42
Figura 12 –	Sistema linear Fresnel com receptores com cavidade para baixo..... 43
Figura 13 –	Esquemática de um sistema de discos parabólicos..... 44
Figura 14 –	Disco parabólico EuroDish de 10kW..... 45
Figura 15 –	Usina heliotérmica com a utilização de um sistema de <i>back-up</i> ..... 49
Figura 16 –	Matriz de energia elétrica brasileira..... 52
Figura 17 –	Incidência de radiação normal direta no território brasileiro..... 53
Figura 18 –	Avaliação da Radiação Normal Direta no Brasil pelo projeto SWERA..... 54
<b>CAPÍTULO 2: Previsão de performance e rendimento energético por meio de Simulação Transiente de um sistema CSP com Torre Central integrado a atividades agroindustriais no Brasil.</b>	
Figura 1 –	PIB Brasil 2014: R\$ 5,5 Trilhões..... 69
Figura 2 –	Produtos de exportação do agronegócio..... 69
Figura 3 –	Típicos elementos de um sistema de energia industrial..... 73
Figura 4 –	Evolução do abate de bovinos por trimestre 2016..... 75
Figura 5 –	Evolução da quantidade de leite cru adquirido pelos laticínios, por trimestre 2016..... 76
Figura 6 –	Possibilidades de acoplamento do sistema solar com o fornecimento de calor convencional..... 83
Figura 7 –	Disponibilidade de DNI em Pirassununga – SP no ano de 2015 87
Figura 8 –	Fluxograma esquemático da planta (TRNSYS)..... 88
Figura 9 –	Energia térmica disponível ao receptor..... 90
Figura 10 –	Energia térmica de saída do receptor..... 91
Figura 11 –	Curva do range de temperatura disponível no bloco de potência..... 92
Figura 12 –	Energia gerada pelo bloco de potência..... 93
Figura 13 –	Energia gerada nos dias 21 de junho e dezembro (solstícios).. 94

Figura 14 – Energia disponível nos componentes do ciclo (solstício de verão).....	95
Figura 15 – Energia disponível nos componentes do ciclo (solstício de inverno).....	95

**CAPÍTULO 3: Análise paramétrica para determinação do custo mínimo por unidade de área de um Heliostato**

Figura 1 – Aplicação de diferentes geometrias de heliostatos.....	104
Figura 2 – Maquete heliostato em aros.....	122
Figura 3 – Esboço do heliostato completo feito no Autodesk Inventor 2014.....	123
Figura 4 – Pilão de sustentação do Heliostatos.....	124
Figura 5 – Esboço do heliostato com aros de movimentação acoplados ao pilão.....	125
Figura 6 – Evolução das superfícies óticas das últimas quatro gerações do heliostato com movimentação em aro.....	126
Figura 7 – Heliostato CEISA com superfície ótica composta por 6 tiras de espelho curvadas.....	127
Figura 8 – Heliostato Helioca montado com a superfície ótica.....	128
Figura 9 – Heliostato com superfície ótica composta por 36 facetas pequenas .....	129
Figura 10 – Montagem do heliostato CEISA.....	130
Figura 11 – Montagem do heliostato HelioCa.....	131
Figura 12 – Montagem do heliostato Heliotano.....	131
Figura 13 – Diferença de materiais nos heliostatos analisados.....	141
Figura 14 – Fração de nacionalização dos heliostatos analisados.....	141
Figura 15 – Preço do frete rodoviário por região de origem.....	143
Figura 16 – Divisão categórica dos custos dos heliostatos.....	147
Figura 17 – Custo por heliostato $C_T$ com diferentes tamanhos.....	148
Figura 18 – Custo por heliostato e $C_{min}$ por unidade de área.....	149
Figura 19 – $C_{min}$ por heliostato e resultado da área otimizada.....	150
Figura 20 – Redução de 10% do custo nas categorias $C_1$ , $C_2$ e $C_3$ .....	152
Figura 21 – Projeções de redução de custos nas categorias.....	153
Figura 22 – Projeção de custo Heliotano.....	154
Figura 23 – Campo solar formado pelo heliostato HeliCa.....	155

**CAPÍTULO 4: Marco Legal Jurídico Regulatório para Sistemas CSP: Geração e Comercialização de Energia Elétrica de Fonte Solar no Brasil**

Figura 1 – Sistema Interligado Nacional (SIN).....	171
Figura 2 – Horizontes de contratações e leilões de energia.....	183
Figura 3 – Fluxograma demonstrativo da pesquisa.....	196

## SUMÁRIO

<b>INTRODUÇÃO GERAL.....</b>	<b>25</b>
<b>CAPÍTULO 1: Estudo de implantação da tecnologia CSP no Brasil.....</b>	<b>28</b>
1.1 <b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>30</b>
1.2 <b>REVISÃO DE LITERATURA.....</b>	<b>31</b>
1.2.1 <b>Tecnologia CSP (princípio tecnológico) .....</b>	<b>31</b>
1.2.2 <b>Histórico da Tecnologia CSP no Mundo.....</b>	<b>33</b>
1.3 <b>Tipos de tecnologia CSP.....</b>	<b>36</b>
1.3.1 <b>Calhas parabólicas.....</b>	<b>37</b>
1.3.2 <b>Torre central.....</b>	<b>39</b>
1.3.3 <b>Linear Fresnel.....</b>	<b>41</b>
1.3.4 <b>Disco parabólico.....</b>	<b>43</b>
1.4 <b>SISTEMAS CSP COM RECEPTOR CENTRAL.....</b>	<b>45</b>
1.4.1 <b>Sistema com armazenamento térmico.....</b>	<b>45</b>
1.4.2 <b>Sistema híbrido.....</b>	<b>48</b>
1.5 <b>ENERGIA SOLAR CONCENTRADA NO BRASIL.....</b>	<b>50</b>
1.5.1 <b>Potencial solar brasileiro.....</b>	<b>51</b>
1.5.2 <b>Desafios e necessidades de pesquisa.....</b>	<b>55</b>
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>57</b>
<b>CAPÍTULO 2: Previsão de performance e rendimento energético por meio de Simulação Transiente de um sistema CSP com Torre Central integrado a atividades agroindustriais no Brasil.....</b>	<b>62</b>
2.1 <b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>64</b>
2.2 <b>OBJETIVO.....</b>	<b>66</b>
2.3 <b>OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....</b>	<b>67</b>
2.4 <b>DEFINIÇÃO DO PROBLEMA.....</b>	<b>67</b>
2.5 <b>MOTIVAÇÃO.....</b>	<b>68</b>
2.6 <b>REVISÃO DE LITERATURA.....</b>	<b>68</b>
2.6.1 <b>Consumo energético na agroindústria.....</b>	<b>68</b>
<b>Análise da produção e consumo energético dos sistemas</b>	
2.6.1.1 <b>agroindustriais analisados.....</b>	<b>72</b>
2.6.1.2 <b>Frigorífico/Abatedouro.....</b>	<b>74</b>
2.6.1.3 <b>Laticínio.....</b>	<b>75</b>
2.6.1.4 <b>Usina Sucroalcooleira.....</b>	<b>77</b>
2.6.2 <b>Sistema CSP (receptor central) .....</b>	<b>79</b>
2.6.2.1 <b>Campo solar de heliostatos.....</b>	<b>79</b>
2.6.2.2 <b>Eficiência ótica do campo solar.....</b>	<b>80</b>
2.6.2.3 <b>Hibridização de sistemas CSP.....</b>	<b>81</b>
2.6.2.4 <b>Bloco de potência (ciclo rankine orgânico).....</b>	<b>82</b>
2.6.2.5 <b>Simulação Transiente TRNSYS.....</b>	<b>82</b>
2.7 <b>MÉTODOS DA SIMULAÇÃO E PREMISSAS.....</b>	<b>84</b>
2.7.1 <b>Simulação transiente TRNSY.....</b>	<b>85</b>
2.7.2 <b>Escolha da localidade.....</b>	<b>86</b>
2.7.3 <b>Aplicações agroindustriais.....</b>	<b>86</b>
2.8 <b>RESULTADOS E DISCUSSÃO.....</b>	<b>87</b>
2.8.1 <b>Descrição do Modelo.....</b>	<b>87</b>
2.8.2 <b>Campo Solar.....</b>	<b>88</b>

2.4.3	Receptor.....	90
2.8.4	Bloco de Potência.....	92
2.9	CONCLUSÕES.....	96
	REFERÊNCIAS.....	98
	<b>CAPÍTULO 3: Análise paramétrica para determinação do custo mínimo por unidade de área de um Heliostato.....</b>	<b>102</b>
3.1	INTRODUÇÃO.....	104
3.2	OBJETIVOS.....	107
3.3	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	107
3.4	REVISÃO DE LITERATURA.....	108
3.4.1	Descrição da análise paramétrica.....	112
3.4.2	Velocidade Uniforme do Vento.....	114
3.4.3	Divisão categórica dos custos.....	114
3.4.4	Custo Nivelado da Eletricidade Gerada (LCoE).....	117
3.4.5	Materiais disponíveis na indústria nacional.....	118
3.4.6	Espelhos e Estrutura de suporte.....	119
3.4.7	Metodologia de montagem.....	119
3.4.8	SAM Parâmetros financeiros.....	120
3.5	MATERIAIS E MÉTODOS.....	121
3.5.1	Conceito do Heliostato Proposto.....	122
	Componentes estruturais e mecânicos (fundação e pedestal).....	123
3.5.2	Quadro de Movimentação.....	124
3.5.3	Superfície Ótica.....	125
3.5.4.1	Apresentação das diferentes superfícies óticas.....	126
3.5.4.2	Heliostato CEISA.....	127
3.5.4.3	Heliostato HelioCa.....	128
3.5.4.4	Heliostato Heliotano.....	128
3.5.4.5	Metodologia de montagem.....	130
3.5.5	Adaptação da análise paramétrica.....	132
3.6	Simulação SAM.....	134
3.6.1	Dados Meteorológicos.....	134
3.6.2	Configuração da Usina CSP.....	135
3.6.3	Múltiplo Solar.....	137
3.6.4	Descrição operacional do Heliostato.....	137
3.6.5	Parâmetros financeiros do sistema.....	138
3.7	RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	139
3.7.1	Comparação dos materiais aplicados.....	140
3.7.2	Custo do método de montagem e do transporte.....	142
	Descrição do método utilizado na adaptação da análise paramétrica.....	143
3.7.3	.....	143
3.7.4	Custos divididos nas categorias.....	146
3.7.5	Custo mínimo por unidade de área e área ótima.....	148
3.7.6	Projeções de redução de custo por unidade de área.....	151
3.7.7	Escalonamento do custo mínimo por unidade de área.....	154
3.8	Simulações SAM.....	155
3.8.1	Obtenção do custo nivelado da energia gerada (LCoE).....	156
3.9	Conclusões.....	157
	REFERÊNCIAS.....	159

<b>CAPÍTULO 4: Marco Legal Jurídico Regulatório para Sistemas CSP: Geração e Comercialização de Energia Elétrica de Fonte Solar.....</b>	<b>164</b>
4.1	INTRODUÇÃO..... 166
4.2	OBJETIVO..... 169
4.3	DEFINIÇÃO DO PROBLEMA..... 169
4.4.	MOTIVAÇÃO..... 170
4.5	REVISÃO DE LITERATURA..... 171
4.5.1	Atividades no setor elétrico..... 171
4.5.2	Fontes alternativas de geração de energia elétrica..... 173
4.5.3	Política de Incentivos..... 174
4.5.4	Comercialização de energia elétrica..... 176
	Legislação para a Comercialização da Energia Produzida pelos
4.5.5	Sistemas CSP..... 176
4.5.6	Contratação de Energia Elétrica..... 177
4.5.6.1	Ambientes de Contratação..... 178
4.5.6.2	Ambiente de Contratação Regulada..... 179
4.5.6.3	Energia de Reserva..... 180
4.5.6.4	Ambiente de Contratação Livre..... 180
4.6	Leilões de energia elétrica..... 181
4.6.1	Leilões: Horizontes de Contratação..... 182
4.6.2	Leilão estruturante..... 183
4.6.3	Leilão de ajuste..... 184
4.6.4	Leilão de Fontes Alternativas - LFA..... 184
4.6.5	Leilão de Energia de Reserva - LER..... 184
4.6.6	Geração Distribuída (GD) ..... 185
4.6.7	Sistema de compensação de energia..... 185
4.6.8	Cogeração qualificada..... 186
4.7	Geração por energia solar..... 187
	Legislação sobre estímulos públicos e incentivos para sistemas
4.7.1	CSP..... 187
	Barreiras da energia renovável: Políticas, Implementação e
4.7.2	Financiamento..... 190
	Cadastro e Habilitação Técnica de Empreendimentos
4.7.3	Heliotérmicos..... 191
4.7.4	Identificação dos Procedimentos..... 192
4.7.5	Garantia Física / Energia Assegurada..... 193
4.7.6	Preço da Energia Elétrica Gerada..... 193
4.8	MATERIAIS E MÉTODOS..... 195
4.8.1	Metodologia..... 195
4.9	RESULTADOS E DISCUSSÃO..... 196
4.9.1	Caso 1: Usina CSP 5 MW..... 197
4.9.2	Caso 2: Usina CSP 10 MW..... 197
4.9.3	Caso 3: Usina CSP 50 MW..... 198
4.9.4	Caso 4: Usina CSP 100 MW..... 199
4.9.5	CONCLUSÕES..... 200
4.9.6	Sugestões de aprimoramento da legislação vigente..... 201
	REFERÊNCIAS..... 203
	CONSIDERAÇÕES FINAIS..... 207
	REFERÊNCIAS..... 208



## INTRODUÇÃO GERAL

A construção dessa pesquisa foi desenvolvida em conjunto com universidades e parceiros institucionais da Alemanha, sendo o Solar-Institut Jülich (SIJ) e a Universidade Tecnológica de Brandemburgo (BTU), bem como também com o Centro Aeroespacial Alemão (DLR).

As atividades foram desenvolvidas na Faculdade de Zootecnia e Engenharia de Alimentos – FZEA / Universidade de São Paulo – USP, no Laboratório de Eficiência Energética e Simulação de Processos / USP - LEESP, sob a supervisão do orientador e do co-orientador. Essas atividades ocorreram vinculadas ao Grupo de Reciclagem, Eficiência Energética e Simulação Numérica (GREEN) ([www.usp.br/green](http://www.usp.br/green)), que atua no desenvolvimento de pesquisa relacionada ao tema.

Todos os capítulos desenvolvidos se enquadram no âmbito do projeto SMILE (Solar-hybrid Microturbine Systems for Cogeneration in Agro-industrial Electricity and Heat Production), financiado pelo BNDES-FUNTEC (<http://energiaheliotermica.gov.br/pt-br/fatos/existem-projetos-heliotermicos-no-brasil>) e executado em parceria com a Elektro Eletricidade e Serviços S/A e a Empresa Solinova Inovação Tecnológica e Empresarial Ltda. A disponibilidade de energia é garantida pelo emprego de sistemas de microturbinas híbridas (solar/biodiesel) de 100 kWel.

O projeto prevê a construção e implementação de duas usinas CSP com torre central, onde serão usadas microturbinas híbridas (solar/biodiesel) de 100 kWel (AMSBECK et al., 2010). Aplicações de cogeração com microturbinas (BUCK, FRIEDMANN, 2007), assim como sistemas de turbina solares de vários tamanhos e graus de hibridação (BARIGOZZI, 2012) e aplicações industriais e agroindustriais de energia solar foram propostos no passado em países em que a tecnologia CSP já se encontra estabelecida. O projeto prevê a construção de duas usinas solares para geração de eletricidade e co-geração de calor integrado a duas atividades agroindustriais (Laticínio e Matadouro). O Quadro 1, apresenta os valores dimensionais e operacionais das usinas.

**Quadro 1 – Características locais e dimensionais dos protótipos**

<b>Características</b>	<b>Planta #1</b>	<b>Planta #2</b>
Cidade	Pirassununga - SP	Caiçara do Rio dos Ventos – RN
Coordenadas Geográficas	21°60' S, 47°26' O	5°46' S, 36°00' O
Proprietário	Solinova	USP
DNI	1.999 kW/m <sup>2</sup> /a	2.065 kW/m <sup>2</sup> /a
Aplicação	Matadouro	Laticínio
Potência Instalada	100 kW	100 KW
Hibridização	Biodiesel	Biodiesel
Forma de energia	Eletricidade e calor	Eletricidade e calor
Número de Heliostatos	75	47
Área do Heliostato	8,025 m <sup>2</sup>	8,025 m <sup>2</sup>
Área do Campo de Heliostatos	601,88 m <sup>2</sup>	377,18 m <sup>2</sup>
Área da Usina	1 há	0,7 há
Finalidade	Comercial	P&D

**Fonte:** Maag et al., 2014

O projeto está sendo financiado pelo BNDES e parceiros industriais, coordenado pelo Grupo de Pesquisa em Reciclagem, Eficiência Energética e Simulação Numérica - GREEN/USP, coordenado pelo Docente Professor Dr. Celso Eduardo Lins de Oliveira.

De forma geral, essa pesquisa apresenta um modelo termodinâmico baseado em fundamentos da tecnologia CSP de torre central, acoplada a um sistema agroindustrial, por meio da ferramenta computacional TRNSYS. O rendimento energético geral desse sistema foi obtido em função da eficiência de cada componente do sistema CSP, do ciclo termodinâmico e do recurso solar disponível no interior do Estado de São Paulo.

Em seguida, por meio de uma análise paramétrica adaptada, foi encontrado o custo mínimo, por unidade de área, do primeiro heliostato produzido no Brasil. Ainda mais, por meio de uma simulação técnico-econômica, foi obtido o valor do custo da energia gerada com a utilização de uma usina CSP com torre central.

Por fim, foi realizado um estudo do marco legal jurídico regulatório para sistemas CSP com torre central: geração e comercialização de energia elétrica de fonte solar no Brasil.

Em diferentes pesquisas já apresentadas anteriormente, a nomenclatura usada para e definição da tecnologia varia. Existem pesquisas que adotaram o termo “energia heliotérmica” (no Brasil), energia termo solar concentrada (na rede internacional científica), porém nessa tese foi utilizada o termo CSP, sigla que representa a expressão inglês *Concentrated Solar Power*, que tem sido muito utilizada também em pesquisas internacionais.

O uso das tecnologias de concentração solar térmica tem crescido continuamente nas últimas décadas, o que confirma a validade desta forma de geração de energia, principalmente pelo desenvolvimento da curva de aprendizagem e de pesquisas relacionadas ao tema. O uso de energia solar é uma alternativa que vem sendo pesquisada e já utilizada com muitas vantagens, como para conversão termoelétrica e em processos agroindustriais (SCHUCK, 2012).

## CAPÍTULO 1: Estudo de implantação da tecnologia CSP no Brasil

### RESUMO

A busca por novas fontes de geração tem sido impulsionada por meio de acordos internacionais que limitam a emissão de poluentes atmosféricos. O estabelecimento de tecnologias de geração de energia por fontes renováveis consolidará o futuro do desenvolvimento sustentável. As novas tecnologias prometem oportunidades econômicas e benefícios sociais a lugares remotos do globo, ou onde a energia é escassa. Dentre as novas fontes ou fontes alternativas de energia, a solar é a mais promissora em termos de disponibilidade e bem aceita pela opinião popular. Historicamente, a energia do sol vem sendo aproveitada em diferentes segmentos produtivos e vários países. Além disso, a energia solar concentrada (CSP) funciona por meio de processos bem definidos e conhecidos, fundamentada em princípios físicos da engenharia bem estabelecidos e com o uso de materiais disponíveis e convencionais. Afim de apresentar as concepções teóricas do funcionamento da tecnologia CSP, o objetivo desse capítulo foi desenvolver o atual estado da arte da tecnologia e correlacionar com o potencial solar brasileiro.

**Palavras-chave:** Energia Solar Concentrada (CSP). Desenvolvimento histórico. Princípios tecnológicos.

## ABSTRACT

The search for new energy sources has been driven by an international standard that limits the emission of atmospheric pollutants. The establishment of renewable energy generation technologies will consolidate the future of sustainable development. The new technologies promise to economic opportunities and social benefits to remote places of the world, or where energy is scarce. Among the new sources or alternative sources of energy, solar is the most promising in terms of availability and well accepted by popular opinion. Historically, the sun's energy is being harnessed in different productive sectors and several countries. Furthermore, the concentrated solar power (CSP) runs through well-defined and known methods, based on well-established physical principles of engineering and using available materials and conventional. In order to present the theoretical conceptions of the operation of CSP technology, the objective of this chapter was to develop the current state of the art of technology and to correlate with the brazilian solar potential.

**Keywords:** Concentrated Solar Energy (CSP). Historical development. Technological principles.

## 1.1 INTRODUÇÃO

A sociedade moderna, tem cada vez mais exigido, dos governantes políticos medidas que diminua o crescente processo de aquecimento global. A busca por novas fontes de geração tem sido impulsionada por meio de acordos internacionais que limitam a emissão de poluentes atmosféricos.

O estabelecimento de tecnologias de geração de energia verde<sup>1</sup> consolidará o futuro do desenvolvimento sustentável. As novas tecnologias prometem oportunidades econômicas e benefícios sociais a lugares remotos do globo, ou onde a energia é escassa.

O mundo passa por uma profunda mudança na forma de produção de energia. As fontes renováveis têm sido as mais investigadas pela rede científica internacional, porém os custos envolvidos na geração ainda são relativamente altos. O desenvolvimento nacional da tecnologia de geração contribui para a curva de aprendizagem e as consequentes quedas dos custos de produção.

Dentre as novas fontes ou fontes alternativas de energia, a solar é a mais promissora em termos de disponibilidade e bem aceita pela opinião popular. Além disso, a energia solar concentrada (CSP) funciona por meio de processos bem definidos e conhecidos, fundamentada em princípios físicos da engenharia bem estabelecidos e com o uso de materiais disponíveis e convencionais. Atualmente, existe embasamento teórico suficiente que comprova a eficácia da tecnologia em diferentes partes do mundo.

A fim de apresentar as concepções teóricas do funcionamento da tecnologia CSP, o objetivo desse capítulo foi desenvolver o atual estado da arte da tecnologia e correlacionar com o potencial solar brasileiro.

---

<sup>1</sup> Termo usado para energia oriunda de sistemas de geração que utilizam recursos renováveis e que causam impactos mínimos ao ambiente.

## 1.2 REVISÃO DE LITERATURA

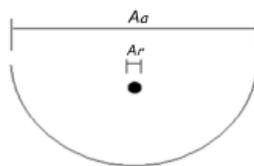
### 1.2.1 Tecnologia CSP (princípio tecnológico)

A tecnologia heliotérmica (do inglês “*Concentrated Solar Power*” – CSP), que consiste na concentração de irradiação normal direta (“*Direct Normal Irradiation*” – DNI) para aquecimento de um fluido de trabalho (“*Heat Transfer Fluid*” – HTF), o qual posteriormente se expande em uma turbina (ou gerador eletromecânico), tanto diretamente, através de um circuito primário, quanto indiretamente, através de trocadores de calor utilizando um circuito primário-secundário (SORIA; SCHAEFFER; SZKLO, 2014).

O componente básico de um sistema heliotérmico é o arranjo de coletores solares. Cada arranjo, independente da tecnologia, possui um sistema de rastreamento independente. Uma das tendências, principalmente se tratando de tecnologias longitudinais, é a construção de coletores maiores com índices de concentração superiores para manter a eficiência térmica a altas temperaturas na saída do coletor (RAGHEB, 2014). A relação de concentração pode ser definida de duas maneiras, sendo uma delas a concentração de geométrica e a outra, a concentração de fluxo, onde a concentração geométrica é mais apropriada para concentradores de energia solar térmica (LODI, 2011).

Na acepção de concentração geométrica, é considerada a relação entre a área de abertura do coletor e a área superficial do receptor. O concentrador reflete a radiação solar direta que incide em uma área, concentrando-a em uma pequena área (Figura 1).

**Figura 1 – Concepção do sistema de concentração**



**Fonte:** Lodi (2011, p. 19)

Assim, a relação de concentração pode ser descrita como a razão da área de abertura do concentrador em relação a área do receptor, da seguinte maneira (KALOGIROU, 2009; LODI, 2011):

$$C_{geométrica} = C = \frac{A_{abertura}}{A_{receptor}} \quad (1)$$

Já a relação de fluxo está relacionada com a intensidade de radiação existente na abertura do coletor e no receptor, considerando também os efeitos de absorção. Esta relação pode ser expressa como (LODI, 2011):

$$C_{fluxo} = \frac{I_{abertura}}{I_{receptor}} \quad (2)$$

O ângulo de aceitação ( $2\theta_a$ ) de um coletor solar é fortemente relacionado com a concentração. Ele pode ser definido como o intervalo angular no qual todo o raio solar contido em tal, ou quase todo, é aceito pelo coletor, sem que seja necessária movimentação (rastreamento). Pela segunda lei da termodinâmica, a concentração máxima possível e ideal para o meio-ângulo de aceitação (expresso como  $\theta_a$ ), para sistemas com geometria bidimensional (foco linear), presente na equação (3); e para sistemas com geometria tridimensional (foco pontual), presente na equação (4) (RABL, 1985 *apud* LODI, 2011).

$$C_{ideal,2D} = \frac{1}{\sin(\theta_a)} = \left( \frac{A_{abertura}}{A_{receptor}} \right)_{linear,máximo} \quad (3)$$

$$C_{ideal,3D} = \frac{1}{\sin^2(\theta_a)} = \left( \frac{A_{abertura}}{A_{receptor}} \right)_{circular,máximo} \quad (4)$$

Quando observado da Terra, o disco solar forma um ângulo de aproximadamente 9,4 mrad, ou 0,59°, com relação à superfície terrestre. Este ângulo é importante para diversas aplicações, especialmente para coletores concentradores, pois o Sol não pode ser considerado como uma fonte pontual, ou seja, mesmo que pequeno, é significativo para a análise do comportamento óptico do coletor (KALOGIROU, 2009).

A concentração solar é obtida através do uso de elementos ópticos de reflexão ou refração apropriados, com elevada precisão. Estes elementos alargam a densidade energética do fluxo de radiação solar e a direcionam a uma superfície absorvedora. Para que se alcance uma concentração ainda maior, os coletores rastreiam o Sol

durante o dia através de sistemas precisos de controle e atuação eletromecânica (LODI, 2011).

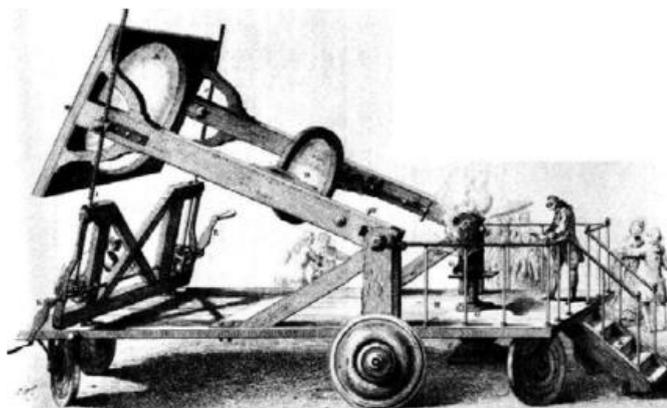
### 1.2.2 Histórico da Tecnologia CSP no Mundo

O conceito de geração de energia através da concentração dos raios solares foi um objeto de interesse durante toda história, o que atraiu a atenção de diversos cientistas e engenheiros.

Arquimedes, em aproximadamente 200. a.C., apresentou a ideia de painéis espelhados para concentrar a radiação solar. Em 1746, Comte de Buffon delineou o desenvolvimento de designs de heliostatos.

Já durante o século 18, fornalhas solares foram desenvolvidas para derreter ferro e outros metais, sendo usadas na Europa e Oriente Médio. Um exemplo de grande escala utilizado foi a fornalha construída pelo químico francês Lavoisier, em 1774 (Figura 2), atingindo temperaturas de até 1750°C através de lentes de 1,32 metros somadas a uma lente secundária de 20 centímetros (KALOGIROU, 2009).

**Figura 2 – Fornalha solar construída pelo químico francês Lavoisier, em 1774**

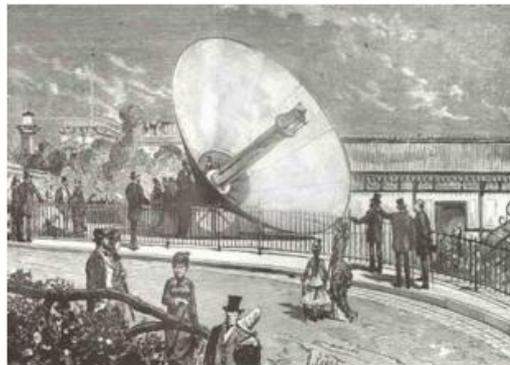


**Fonte:** Kalogirou (2009, p. 24)

Durante o século 19, diversas tentativas de conversão de energia térmica provinda da radiação solar em vapor de baixa pressão foram realizadas para operar máquinas

a vapor. Augusto Mouchot, foi pioneiro neste campo, construindo e operando diversas máquinas a vapor a partir de radiação solar entre 1864 e 1878 na Europa e norte da África. Ele acreditava que o carvão, que era o principal combustível da época, iria acabar. Mouchot foi inspirado no físico suíço Horace-Benedict de Saussur, e pelo físico francês Claude Poillet, que foi um dos primeiros a tentar calcular a energia solar incidente na Terra. Em 1872, depois de 6 anos de trabalho, Mouchot demonstrou à corte francesa da cidade de Tours o que foi caracterizado como um refletor truncado em cone. Ele instalou outra máquina, exposta na Exposição de Paris em 1878, que utilizava vapor para acionar uma máquina produtora de gelo, produzindo gelo (RAGHEB, 2014).

**Figura 3 – Concentrador truncado em cone, produzido por Mouchot, na Exposição de Paris em 1878**



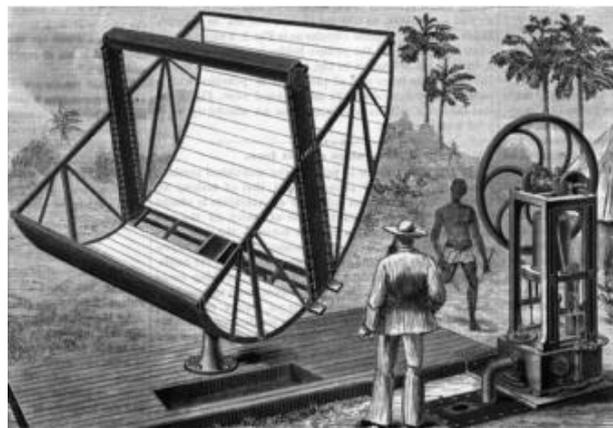
**Fonte:** Ragheb (2014, p. 5)

Albert Pifre foi também um engenheiro francês, e trabalhou como assistente de Mouchot. Também construiu diversos motores solares por si só, porém ficou mais conhecido pela sua atuação na imprensa. Em agosto de 1882, o então editor de “*La Chaleur Solaire*” Pifre desenvolveu um disco parabólico que alimentava um motor a vapor, produzindo 500 cópias por hora para o “*Le Journal de Soleil*”. Ele utilizou um sistema de discos parabólicos de 3.5 metros de diâmetro que focava a radiação solar em uma caldeira, produzindo 2.5 HP no motor a vapor (RAGHEB, 2014).

Em continuação, o engenheiro americano John Ericsson desenvolveu o primeiro motor movido à energia solar. Ericsson construiu oito sistemas de calhas parabólicas utilizando como fluido ar ou água (JORDAN; IBELE, 1956 *apud* KALOGIROU, 2009).

Em 1901 A. G. Eneas instalou um grande coletor com foco com um diâmetro de 10 metros utilizado para bombear água em uma fazenda na Califórnia, EUA. Os raios solares eram direcionados a um ponto focal onde existia uma caldeira com água dentro para produção de vapor, a qual alimentava um motor composto e uma bomba centrífuga (KREITH, KREIDER; 1978 *apud* KALOGIROU, 2009).

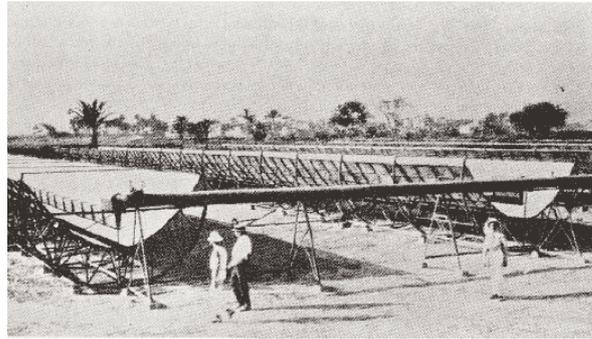
**Figura 4 – Calha parabólica desenvolvida pelo engenheiro americano John Ericsson**



**Fonte:** Ragheb (2014, p. 6)

Em um marco mais contemporâneo, o engenheiro americano Frank Schuman desenvolveu um sistema de bombas hidráulicas acionadas por energia solar para bombear água do Rio Nilo para irrigação, em Meadi, no Egito, em 1913 (Figura 11). Nesse sistema, eram utilizados longos refletores parabólicos de 62 metros de comprimento e 4 metros de largura, orientação norte-sul e sistema de rastreamento para movimentação automática no eixo Leste-Oeste. O sistema produzia uma energia equivalente a 55 HP e era capaz de bombear 6.000 galões de água por minuto, ou 27.260 litros por minuto, trazendo irrigação para a área deserta do Nilo. Esta foi a primeira usina heliotérmica documentada, chamada “*Solar Engine One*”, a qual atingiu uma eficiência de 4%, em comparação com os 10% de eficiência de um motor a vapor (LOVEGROVE; STEIN, 2012; RAGHEB, 2014).

**Figura 6 – Sistema de bombeamento utilizado pelo engenheiro Frank Schuman**



**Fonte:** Ragheb (2014, p. 3)

Outro personagem importante na evolução da engenharia solar foi o pastor escocês Robert *Stirling* com sua patente de motor quente a ar. No motor de ciclo *Stirling*, o ar contido no cilindro passa por quatro ciclos: aquecimento, expansão, resfriamento e compressão através da energia provinda de uma fonte externa de calor para produzir rotação. Apesar das inúmeras aplicações, o motor a ciclo *Stirling* foi superado pela competitividade do motor a vapor e motor de combustão interna (RAGHEB, 2014).

O real nascimento da CSP como indústria ocorreu na Califórnia na década de 80, através de políticas favoráveis que levaram à construção de nove usinas heliotérmicas de tecnologia de calhas parabólicas separadas baseadas nos “Sistemas de Geração Elétrica Solar” (“*Solar Electric Generating Systems*” – *SEGS*), com uma capacidade instalada de 354MW<sub>el</sub> (LOVEGROVE; STEIN, 2012).

### **1.3 Tipos de tecnologia CSP**

As configurações atualmente utilizadas, em ordem de desenvolvimento são (LOVEGROVE; STEIN, 2012):

- Calhas parabólicas;
- Torre central;
- Linear Fresnel;

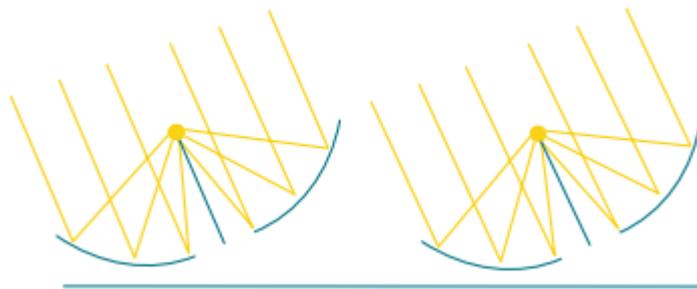
- Discos parabólicos.

Cada tecnologia possui suas vantagens e desvantagens particulares, e em alguns casos sendo aplicáveis a segmentos de mercado diferentes. (LOVEGROVE; STEIN, 2012).

### 1.3.1 Calhas parabólicas

Espelhos curvados na forma de parábola refletem a radiação direta em um tubo receptor longitudinal localizado no ponto focal. O conjunto de espelhos, somado ao receptor, são montados em uma estrutura capaz de realizar o rastreamento do Sol ao longo do dia e do ano. Sistemas de calhas que utilizam receptor evacuado, são hoje as tecnologias mais utilizadas ao redor do globo, sendo também a mais desenvolvida e estabelecida na indústria. (LOVEGROVE; STEIN, 2012). A Figura 7 apresenta a esquematização da incidência de raios solares num sistema de calhas parabólicas.

**Figura 7 – Esquemática de um sistema de calhas parabólicas**



**Fonte:** MÜLLER; RAU; SCHRÜFER (2014, p.14)

A maior aplicação deste tipo de tecnologia é, como comentado anteriormente, no sul da Califórnia, com as plantas solares conhecidas como SEGS. O conjunto possui capacidade instalada de  $354\text{MW}_{el}$  (KEARNEY, PRICE; 1992 *apud* KALOGIROU, 2009). A usina SEGS I tem capacidade de  $14\text{MW}_{el}$ , as SEGS de II a VII possuem capacidade de  $30\text{MW}_{el}$ , e as SEGS VIII e XI possuem capacidade de  $80\text{MW}_{el}$ . É importante comentar sobre o início do desenvolvimento da tecnologia heliotérmica nos EUA com as SEGS. Ele se deu devido a políticas decorrentes da crise do petróleo,

com o Ato de Políticas Regulatórias para Empresas d'e Energia (*"Public Utilities Regulatory Policies Act"* – *PURPA*), que procurava estimular a geração de pequenos produtores (SORIA, 2011). O Ato PURPA se iniciou com um limite de 30 MW<sub>el</sub>, se estendendo posteriormente a 80 MW<sub>el</sub>. Tal fator foi fundamental para o início do desenvolvimento da tecnologia CSP nos EUA (RAGHEB, 2014).

**Figura 8 – Usina de 50MW<sub>el</sub> Andasol, na Espanha**



**Fonte:** Von Reeken et al. (2014)

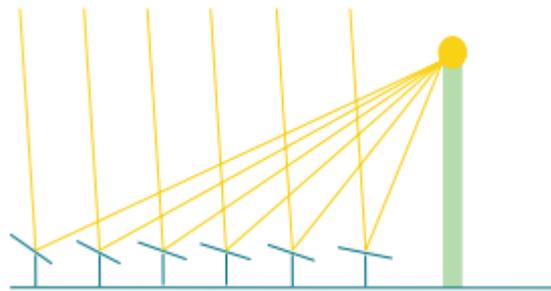
O receptor utilizado no sistema de calhas parabólicas é linear, e usualmente, um tubo longitudinal cujo diâmetro, e conseqüentemente, o fator de concentração, são determinados pelo tamanho da imagem refletida pelo Sol, bem como também, pelas tolerâncias de fabricação da calha utilizada (KALOGIROU, 2009). Um bom exemplo é o receptor utilizado nas SEGS, desenvolvido pela companhia LUZ, que é uma das principais razões da alta eficiência do sistema LS-3. O receptor consiste em um tubo de 70mm de aço com uma superfície seletiva, rodeado por um tubo evacuado (RAGHEB, 2014).

Em relação a sistemas de armazenamento, a experiência prática é mais limitada que em relação aos coletores. Um dos exemplos de aplicação é a SEGS I, a qual utilizava um armazenamento em óleo térmico ESSO 500, em dois tanques diretos, com capacidade térmica de 140MWh. Atualmente, alguns sistemas já utilizam sais fundidos como sistema de armazenamento indireto com dois tanques (LOVEGROVE; STEIN, 2012).

### 1.3.2 Torre central

Sistemas de torre central envolvem arranjos de espelhos, chamados heliostatos, com movimentação biaxial, que atuam concentrando a luz solar em um receptor fixo montado no topo de uma torre. Este fator faz com que alta conversão energética ocorra em um único ponto (receptor), resultando em uma alta eficiência. Altos índices de concentração são alcançados, quando comparados com tecnologias longitudinais, permitindo que os receptores operem a altas temperaturas (LOVEGROVE; STEIN, 2012).

**Figura 9 – Esquemática de um sistema de torre central**



**Fonte:** Müller; Rau; Schrüfer (2014, p. 17).

O sistema de transporte de calor, primariamente composto por tubulações, bombas e válvulas, direciona o fluido de trabalho em um laço fechado entre receptor, armazenamento e sistemas de geração de eletricidade (bloco de potência). Estes sistemas podem alcançar índices de concentração entre 300 a 1500, atingindo temperaturas de 800°C a mais de 1000°C (KALOGIROU, 2009).

Uma grande vantagem dos sistemas de torre central se encontra no receptor fixo, o que evita a necessidade de redes de transporte para o fluido de trabalho, permitindo investimentos economicamente viáveis direcionados a melhoras na sofisticação e eficiência dos processos de conversão. Porém, uma desvantagem universal dos sistemas de torre se encontra no receptor que, por ser fixo, faz com que os heliostatos não estejam sempre apontando diretamente para o Sol, fazendo com que a área de

reflexão seja menor em relação a área de reflexão, fato que é descrito como “efeito cosseno” (LOVEGROVE; STEIN, 2012).

Entre 1980 e 1990, diversas usinas teste e piloto foram construídas. Devido à pequena escala – a não ser pelas usinas “*Solar One*” e “*Solar Two*”, a grande maioria delas empregou o design “norte-sul” (localizadas no hemisfério norte). Somente em uma escala superior a  $10\text{MW}_{\text{el}}$  um arranjo ao entorno da torre com um receptor cilíndrico se tornou economicamente vantajoso, devido às reduções de custos com bombeamento e torre, bem como complicações provindas da utilização de um receptor com cavidade única. Estas usinas utilizaram variados tipos de heliostatos e fluidos de trabalho, incluindo óleo, água/vapor, sais fundidos e sódio. A maioria delas possui sistema de armazenamento térmico e bloco de potência, mesmo que não sendo usinas comerciais. Estes estudos foram importante devido aos aprendizados gerados em relação aos sistemas de controle, configurações de heliostatos, fluidos utilizados, bombas, válvulas e receptores (LOVEGROVE; STEIN, 2012).

Um projeto de grande importância para o sistema de torre central foi a usina “*Solar One*”, construída no deserto de Mojave, na Califórnia (EUA), idealizada através do Departamento de Energia dos EUA e um consórcio entre segmentos da indústria, sendo a primeira usina em larga escala, com capacidade de  $10\text{MW}_{\text{el}}$ . A usina operou com sucesso entre 1982 e 1988, provando que sistemas de torre central poderia gerar eletricidade eficientemente em grande escala. Este sistema utilizava água/vapor como fluido de trabalho no receptor a mais de  $500^{\circ}\text{C}$ , o que apresentou alguns problemas em relação à armazenamento e funcionamento contínuo da turbina (KALOGIROU, 2009; LOVEGROVE; STEIN, 2012).

Conseqüentemente, o campo de heliostatos, a torre e turbina da usina foram reconfigurados como “*Solar Two*”. O receptor foi substituído por um receptor de sais fundidos (com aproximadamente três vezes a densidade de fluxo permitido e cerca de um-terço da área ativa), bem como o sistema de bombeamento e armazenamento térmico, todos modificados para um sistema de sais fundidos, e  $10.000\text{m}^2$  de campo solar foi adicionado com heliostatos de  $45\text{m}^2$ , primariamente na parte sul do campo, sobrepondo problemas notados na “*Solar One*” (LOVEGROVE; STEIN, 2012).

**Figura 10 – Usina solar “Solar Two”, no deserto de Mojave, Califórnia, nos EUA**

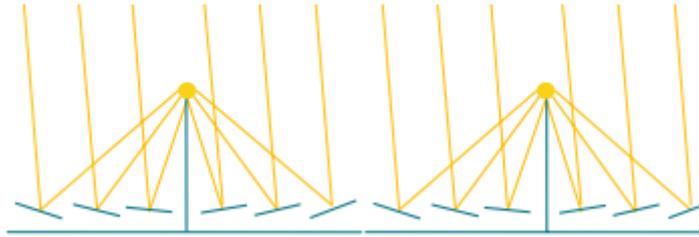


**Fonte:** Kalogirou (2009, p. 563).

Nos últimos anos, vêm ressurgindo o interesse pela tecnologia de torre central, com diversas companhias buscando o desenvolvimento de projetos comerciais de geração de energia, como por exemplo Abengoa Solar, SENER, eSolar, dentre outras. Uma das razões para tal interesse, é que os sistemas de torre central possuem altas eficiências. Em adição, sistemas de torre central podem prontamente integrar armazenamento térmico em suas operações, atingindo assim altos fatores de capacidade, e podendo prover energia para servir às demandas variadas ao longo do dia, graças à sua possibilidade de despacho. Desta forma, usinas de torre central com capacidades de  $100\text{MW}_{el}$  ou superiores estão sendo projetadas e construídas nos EUA (KOLB et al., 2011), dentre outros locais ao redor do globo.

### **1.3.3 Linear Fresnel**

Os sistemas lineares Fresnel possuem foco linear descendente voltado para um receptor longitudinal montado em uma série de pequenas torres. Longas fileiras de espelhos planos ou levemente curvados se movimentam independentemente em um eixo para direcionar a radiação direta no receptor longitudinal. Para os sistemas térmicos, este tipo de receptor não somente evita a necessidade de juntas rotativas para o fluido de transferência de calor, como também ajuda a reduzir perdas de convecção do receptor, já que este permanece voltado para baixo permanentemente (LOVEGROVE; STEIN, 2012).

**Figura 11 – Esquemática de um sistema linear Fresnel**

**Fonte:** Müller; Rau; Schrüfer (2014, p. 16)

Historicamente, a maioria dos sistemas solares térmicos para geração de eletricidade têm usado grandes calhas parabólicas longitudinais. Geometricamente, os refletores ideais para serem utilizados com receptores únicos são refletores contínuos de formato parabólico ou em parabolóide. Entretanto, em larga escala, estes começam a ficar pesados e podem requerer extensivas estruturas para aguentarem as cargas de vento. Outro problema associado seria em relação à operação e manutenção para grandes espelhos, já que estes são maiores que os trabalhadores, demandando veículos e guindastes para realizar a limpeza e manutenção rotineiras. Esses grandes espelhos podem ser simulados por pequenos elementos refletores distribuídos em alguma superfície. Isso permite que grandes sistemas concentradores sejam construídos de pequenos elementos, evitando grandes estruturas e problemas de operação e manutenção. Os sistemas lineares Fresnel são análogos aos sistemas de calhas parabólicas (LOVEGROVE; STEIN, 2012).

Esta simplicidade gerada pela construção dos espelhos, estrutura de suporte e receptor, faz com que os custos desta tecnologia sejam menores quando comparados com as demais tecnologias heliotérmicas. Outro fator benéfico é a geração de vapor diretamente no receptor, o qual possui uma cavidade virada para baixo (local de concentração dos raios solares), o que deixa de demandar trocadores de calor e fluido de transferência de calor, podendo-se utilizar diretamente água para a geração de vapor (PHILIBERT et al., 2010 *apud* LODI, 2011).

**Figura 12 – Sistema linear Fresnel com receptores com cavidade para baixo**



**Fonte:** Lovegrove; Stein (2012, p. 168)

O mercado de sistemas lineares Fresnel já é altamente competitivo, e todos os principais fornecedores de tais sistemas estão progredindo em versões que atinjam temperaturas superiores a 400°C (alcançadas por grande parte das calhas parabólicas). Ainda não se podem realizar conclusões acerca do arranjo de sistemas lineares Fresnel, embora picos de performance estejam aproximando aos de sistemas de calhas, nos casos de refletores não-secundários nos sistemas Fresnel. As torres também prometem altas temperaturas através de grandes índices de concentração, bem como os custos elusivos de operação e manutenção (LOVEGROVE; STEIN, 2012).

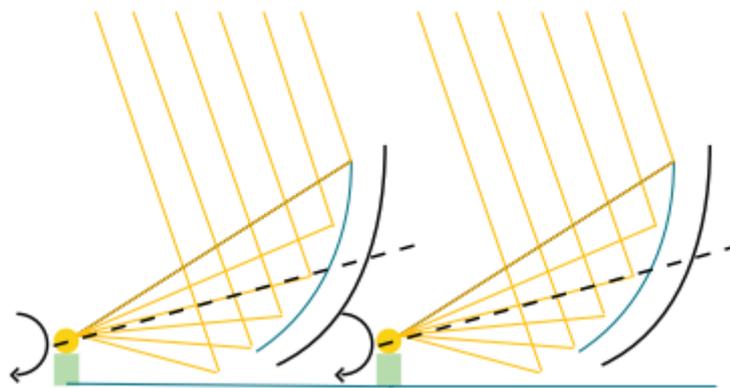
Outro conceito interessante é o de refletores lineares Fresnel compactos (*“Compact linear Fresnel reflector” - CLFR*), os quais utilizam dois receptores paralelos para cada linha de espelhos, instalados em uma cavidade trapezoidal. Isto faz com que a área demandada para produzir uma mesma quantia de energia seja menor no caso dos CLFR quando comparados com sistemas de calhas parabólicas (LODI, 2011).

#### **1.3.4 Disco parabólico**

Discos parabólicos, assim como as calhas parabólicas, exploram as propriedades geométricas da parábola, porém em terceira dimensão. A radiação direta é

concentrada no ponto focal da parábola. Este sistema é capaz de atingir altas temperaturas, assim como o sistema de torre, superiores a 1000°C. Sistemas de discos parabólicos possuem o maior potencial de eficiência de conversão dentre as tecnologias heliotérmicas, porque apresentam toda sua abertura sempre direcionada ao Sol, evitando perdas de “efeito cosseno”, as quais interferem nas demais tecnologias. Entretanto, é a tecnologia menos madura dentre todas (LOVEGROVE; STEIN, 2012).

**Figura 13 – Esquematização de um sistema de discos parabólicos**



**Fonte:** Müller; Rau; Schrüfer (2014, p. 18)

São considerados unidades autônomas de geração de energia compostas primariamente pelo coletor, receptor e comumente um motor *Stirling*. São sistemas biaxiais altamente eficientes quando em comparação com as demais tecnologias (pelo fato de sempre apontarem para o Sol), alcançando fator de concentração da ordem de 600 até 2000, com temperaturas superiores a 1500°C (KALOGIROU, 2009).

O receptor absorve energia térmica, a transfere para o motor *Stirling*, o qual a converte em energia mecânica. Assim, acoplado ao motor *Stirling* existe um gerador, o qual converte a energia mecânica (assim como na aplicação Rankine com a turbina) em energia elétrica. A forma parabólica ou de parabolóide do refletor pode ser obtida tanto utilizando-se um refletor único como por refletores múltiplos ou múltiplas facetas. Cada módulo do disco pode gerar de 5 a 25 kW de energia elétrica e ser usado de forma independente ou interligado com outros módulos, com tamanho típico de 5 a 15m de diâmetro (LODI, 2011).

**Figura 14 – Disco parabólico EuroDish de 10kW**



**Fonte:** Lovegrove; Stein (2012, p. 295)

O desenvolvimento de discos parabólicos durante os últimos 25 anos, têm demonstrado uma diversidade de designs e soluções impressionantes. Enquanto diversos sistemas utilizam o motor *Stirling*, outros geram calor para ser aplicado em outros ciclos termodinâmicos. Possibilidades de hibridização e inserção de sistemas de armazenamento térmico são atrativas para aumentar a viabilidade econômica, porém ainda são desafios tecnológicos e, portanto, não provadas (LOVEGROVE; STEIN, 2012). Por isso, a tecnologia de disco parabólico é indicada para sistemas isolados e geração distribuída (KALOGIROU, 2009).

## **1.4 SISTEMAS CSP COM RECEPTOR CENTRAL**

### **1.4.1 Sistema com armazenamento térmico**

O armazenamento de energia pode ser realizado na forma de calor sensível de um meio líquido ou sólido, como calor de fusão em sistemas químicos, ou como energia química de produtos em uma reação química reversível. A escolha do meio de armazenamento depende da natureza do processo, ou seja, no armazenamento de água aquecida, o lógico seria o armazenamento da água como calor sensível (ou seja, variação de temperatura do meio, sem alteração estrutural do mesmo). No caso de armazenamento fotovoltaico ou fotoquímico, o armazenamento é realizado na forma de energia química (DUFFIE; BECKMAN; WOREK, 2003).

As principais características de um sistema de armazenamento térmico são (DUFFIE; BECKMAN; WOREK, 2003):

- Sua capacidade por unidade de volume;
- Os limites de temperatura de operação, ou seja, a temperatura adicionada ou removida do sistema;
- Os meios de adição ou remoção dos gradientes de temperatura;
- A estratificação da temperatura na unidade de armazenamento;
- A energia necessária para adição e remoção de calor;
- Os elementos estruturais utilizados como unidades de armazenamento;
- Os meios de controlar as perdas térmicas no sistema de armazenamento;
- Os custos.

A integração de um sistema de armazenamento à usinas heliotérmicas, permite que estas aumentem sua possibilidade de despacho, através do armazenamento do calor que não é imediatamente utilizado pelo bloco de potência. Então, a adaptação dos sistemas de armazenamento tanto para os sistemas receptores, como para o bloco de potência é essencial. Durante a descarga, a unidade de armazenamento envia calor para os processos térmicos e, assim, substitui parte do calor que seria demandado dos coletores solares. Esta possibilidade de integração de um sistema de armazenamento é uma das grandes vantagens dos sistemas CSP quando em comparação com outras tecnologias renováveis, já que esta integração possibilita benefícios com um impacto mínimo ou nulo na eficiência total do sistema e custo de energia (LOVEGROVE; STEIN, 2012).

O armazenamento térmico em sistemas heliotérmicos é baseado em um sistema com dois tanques, trocadores de calor, fluido de transferência de calor, meio de armazenamento de calor e um sistema de controle apropriado. Estes sistemas aumentam o fator de capacidade da usina, possibilitando uma redução do custo nivelado de energia (*“Levelized Cost of Energy” – LCoE*) (LOVEGROVE; STEIN, 2012; SORIA; SCHAEFFER; SZKLO, 2014).

Baseando-se na estabilidade térmica do meio, sistemas com óleo térmico como fluido de transferência de calor no campo solar são limitados a temperaturas ligeiramente acima de 400°C. Já usinas heliotérmicas que utilizam sais fundidos (fluoretos, cloretos e nitratos) como fluidos de transferência de calor são limitados a temperaturas de aproximadamente 570°C (MÜLLER; RAU; SCHRÜFER, 2014; SCHLIPF; STENGLEIN; SCHNEIDER, 2014).

O armazenamento de calor em plantas comerciais iniciou-se com a usina SEGS I, em 1985, a qual utilizava um sistema de armazenamento direto com dois tanques (fluido utilizado no campo solar é o mesmo fluido do armazenamento), com uma capacidade de três horas. O sistema operou até 1999 utilizando óleo mineral (nome comercial “*Caloria*”). Posteriormente, com a evolução tecnológica visando maiores temperaturas para aumentar o ciclo de potência, novos fluidos de transferência de calor baseados em misturas de óxido bifenil-difenil foram criados, conhecidos comercialmente como *Therminol VP-1* e *Downtherm-A*, com operação indireta (ARVIZU et al., 2011 *apud* SORIA; SCHAEFFER; SZKLO, 2014).

**Tabela 1 – Principais materiais utilizados nos sistemas de armazenamento térmico**

<b>Meio</b>	<b>Limite inferior de temperatura (°C)</b>	<b>Limite superior de temperatura (°C)</b>	<b>Densidade média (kg/m<sup>3</sup>)</b>
Óleo mineral	200	300	770
Óleo térmico sintético	180	410	900
Sais de nitrato	265	565	1870
Cerâmica	--	900	2000

**Fonte:** Schlipf; Stenglein; Schneider (2014) adaptado pelo autor

Esta pluralidade de tecnologias de armazenamento térmico reflete a diversidade dos sistemas heliotérmicos. Não existe um conceito de armazenamento que pode ser considerado como solução universal para as aplicações, já que a seleção depende fortemente dos requerimentos específicos em relação ao fluido de transferência de

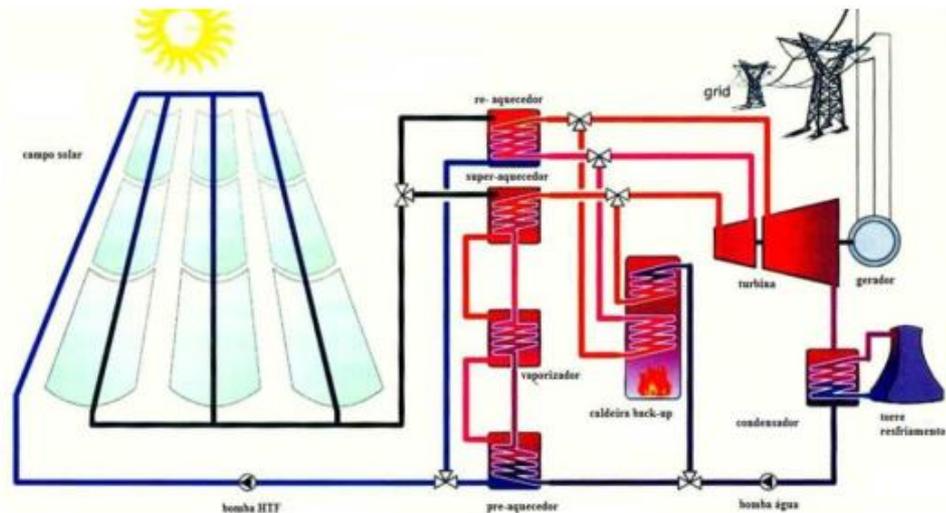
calor, limites de temperatura, bloco de potência e estrutura tarifária (custos) (LOVEGROVE; STEIN, 2012).

#### **1.4.2 Sistema híbrido**

A capacidade de despacho de usinas heliostéricas é uma característica de essencial importância, devido à natureza intermitente da fonte. Uma possibilidade é o armazenamento térmico. Porém, outro meio viável, é a integração com uma usina convencional fóssil, ou um combustor auxiliar, que tenha a possibilidade de operar em momentos em que não há a disponibilidade do recurso solar. Fato denominado hibridização, que oferece grande potencial economicamente viável de exploração do recurso solar com relação à demanda (LOVEGROVE; STEIN, 2012).

Usinas hibridizadas podem ser divididas em duas categorias: utilização de integração térmica e utilização de integração termoquímica. Em processos de integração térmica, a hibridização utiliza a energia solar para aquecer a água, vapor saturado ou superaquecido em combinação com a queima de combustíveis fósseis. Já na hibridização termoquímica, combustíveis fósseis são utilizados como reagentes químicos, enquanto a energia solar é utilizada como calor para aprimorar ou descarbonizar o combustível fóssil para produzir um combustível mais limpo (LOVEGROVE; STEIN, 2012).

Figura 15 – Usina heliotérmica com a utilização de um sistema de *back-up*



Fonte: Soria; Schaeffer; Szklo (2014, p. 2)

A hibridização possui diferentes objetivos, dependendo de sua porcentagem. No caso do consumo de combustíveis de *back-up* em quantias consideráveis, como entre 25% a 30% da energia primária da usina, tem como objetivo de geração de energia elétrica durante o período noturno, horários de maior demanda (pico), dias com pouco Sol, visando também fornecer a energia “instantânea” demandada ao sistema, melhorando assim as propriedades de despachabilidade e fator de capacidade da usina. Já no caso de baixas utilizações de combustíveis de *back-up* (aproximadamente 2%), o objetivo é manter a temperatura mínima de funcionamento da planta, evitando que o fluido de trabalho do campo solar congele durante a noite (FERNÁNDEZ-GARCÍA et al., 2010) *apud* (SORIA; SCHAEFFER; SZKLO, 2014).

As principais abordagens de hibridização são (LOVEGROVE; STEIN, 2012):

- Sistema de *back-up* através de combustíveis fósseis, sendo esta a forma mais comum de hibridização, sendo utilizado, por exemplo, nas usinas SEGS;
- Hibridização com geração de vapor através de carvão, adequada para países com grandes reservas de carvão, como China e Austrália, onde a usina solar pode facilmente ser integrada a usinas à base de carvão, trabalhando em paralelo com a caldeira e sistemas de aquecimento de água;

- Usinas convencionais de ciclo combinado com turbina a gás (Brayton), nas quais o combustível fóssil é queimado em série com o ciclo Rankine convencional. Neste tipo de usina, conhecida como “*Integrated solar combined cycle*” (ISCC), a eficiência de conversão é a maior dentre todas as usualmente utilizadas em usinas de geração com combustíveis fósseis.

A tecnologia de hibridização das tecnologias solares com fontes convencionais não-renováveis é extremamente promissora, e possivelmente poderá prover uma grande fração da produção de eletricidade em massa no futuro próximo, possuindo um grande potencial para ser economicamente superior às plantas com utilização somente do recurso solar de mesmo tamanho (LOVEGROVE; STEIN, 2012).

## 1.5 ENERGIA SOLAR CONCENTRADA NO BRASIL

Atualmente, não existem sistemas heliotérmicos instalados em território nacional visando produção de energia elétrica. Porém aplicações voltadas para a geração de calor de processo para a indústria já estão em funcionamento, como por exemplo a empresa Kraft Foods em sua filial no Recife, no qual um campo solar cilindro parabólico é capaz de fornecer água pressurizada a temperaturas de 110°C, utilizada para cozinhar, limpar, secar e pasteurizar comidas (LILLO et al., 2017).

Todavia, existem projetos de energia solar concentrada no Brasil para a produção de energia elétrica, como por exemplo a uma usina de calhas parabólicas com capacidade instalada de 1MWel em Petrolina, em Pernambuco, em uma parceria entre a Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF) com o Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL) (ENERGIA HELIOTÉRMICA, 2017).

Outro exemplo é o projeto SMILE (*Solar-hybrid microturbine systems for cogeneration in agroindustrial electricity and heat production*), parceria entre a Faculdade de Zootecnia e Engenharia de Alimentos da Universidade de São Paulo, a empresa SOLINOVA, BNDES, ELEKTRO e o Centro Aeroespacial Alemão (DLR), que

visa a construção de duas usinas solares de torre central, localizadas no *campus* da USP em Pirassununga e em Caiçara do Rio dos Ventos (RN) (GREEN, 2017).

Estudos científicos também já foram realizados abordando diversos temas, como por exemplo políticas públicas (SORIA, 2011), hibridização (MALAGUETA; SZKLO; DUTRA, 2014; SORIA; SCHAEFFER; SZKLO, 2014), potencial solar (CARLOS; PORFIRIO; CEBALLOS, 2014; IMPERIAL; PEREIRA, 2014; TIBA; LUZDOSOL, 2015; VIANA et al., 2011), armazenamento térmico (CASTRO, 2015; LODI, 2011), simulação transiente de uma usina solar (CORGOZINHO; HENRIQUE; NETO, 2014; WENDEL et al., 2010), otimização de coletores parabólicos (ROLIM; FRAIDENRAICH; VILELA, 2014), licenciamento ambiental (GARCIA; RAMOS; CASTRO, 2010), e até mesmo possibilidades de financiamento de usinas heliotérmicas (PARENTE, 2015a, 2015b).

### **1.5.1 Potencial solar brasileiro**

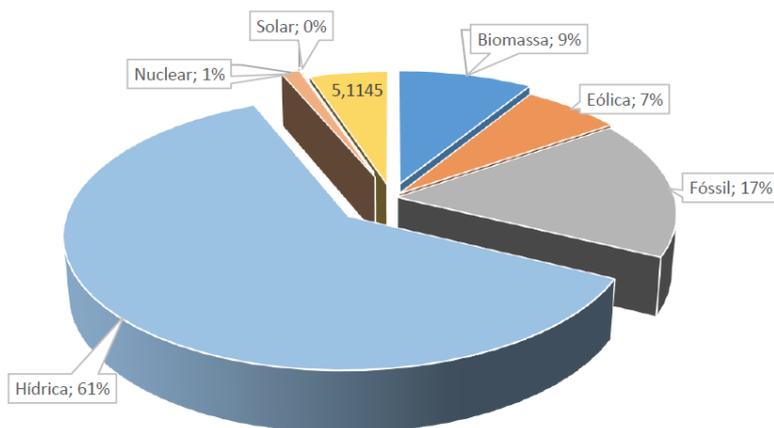
Para qualquer aplicação solar, é necessário conhecer o recurso solar para a instalação de usinas solares. Especialmente se tratando de tecnologias heliotérmicas, a mensuração da radiação normal direta é crucial para os processos de desenvolvimento de um projeto, já que a performance de um projeto CSP depende intimamente das condições do tempo em uma determinada localização (radiação solar, temperatura, umidade relativa, vento) (REEKEN et al., 2015).

Em adição a tal, o recurso solar é variável no tempo e espaço, o que influencia na geração de um sistema e, portanto, na economia do sistema. Assim, pequenas flutuações na irradiação anual podem decidir se um projeto em determinado local é viável ou não. Portanto, é extremamente importante conhecer a rigor a incidência de DNI absoluta, bem como suas variações em todas as fases de implementação do projeto (REEKEN et al., 2015).

O Brasil é caracterizado por sua grande extensão territorial e alta incidência de radiação solar em diversas áreas de seu território. Porém na matriz de energia elétrica

há uma participação ínfima do recurso solar como fonte, com apenas 0,2 % da fração total (Figura 16).

**Figura 16 – Matriz de energia elétrica brasileira**



**Fonte:** ANEEL (2016)

Assim, faz-se interessante a utilização do potencial solar para a diversificação da matriz energética nacional. Dentro desse quadro, o mercado nacional já é identificado pela aplicação solar na geração de eletricidade de maneira direta, com a utilização de painéis fotovoltaicos, como também para aquecimento residencial ou industrial de água através dos sistemas termossolares de baixa temperatura. Entretanto, a presença de usinas heliotérmicas ainda é inexistente, mesmo com uma alta incidência de radiação solar direta, principalmente em regiões do nordeste brasileiro (Figura 17).

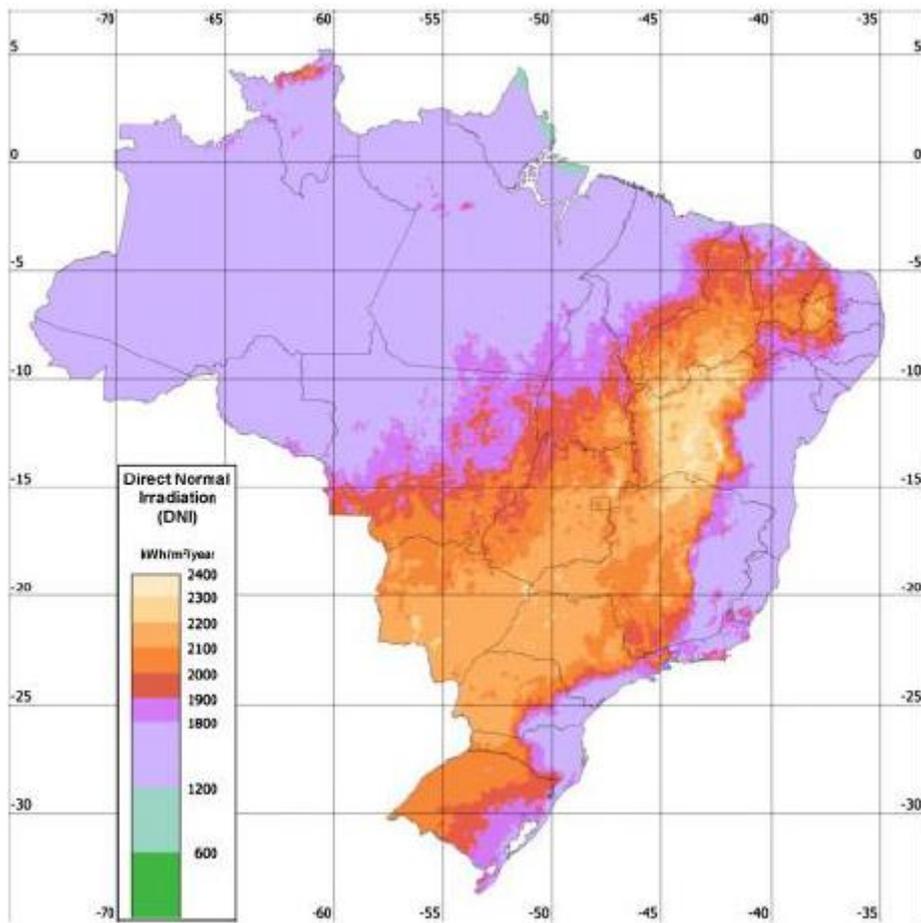
Figura 17 – Incidência de radiação normal direta no território brasileiro



Fonte: SOLARGIS (2016)

Alguns projetos visando analisar a incidência de DNI já foram realizados, como por exemplo o projeto SWERA (*"Solar and Wind Energy Resource Assessment"*), o qual providencia informações sobre radiação e ventos em alta qualidade para investidores e entidades governamentais, viabilizando políticas de incentivo e projetos futuros no âmbito de energias renováveis (VIANA et al., 2011).

E visando tal ideia, o projeto mensurou radiação solar direta no território brasileiro (Figura 18), através de imagens de satélite, formando um sistema de informações geográficas (GIS) para análises e com as quais se torna possível avaliar os diversos riscos e benefícios da exploração da energia heliotérmica no Brasil.

**Figura 23 – Avaliação da Radiação Normal Direta no Brasil pelo projeto SWERA**

Fonte: Viana et al. (2011, p. 488)

Pode-se perceber a grande incidência de DNI em todo país, com diversos locais possuindo uma incidência anual maior que o limiar proposto para a utilização da tecnologia CSP (2000 kWh/m<sup>2</sup>/ano) (HELIOCSP, 2017), com grande parte da região Centro-Oeste e Nordeste. Portanto, é possível observar o potencial brasileiro para a inserção da heliotermia. Entretanto, uma produção de valores de irradiação solar é indispensável para uma simulação de sistemas solares a longo prazo e essencial para diminuir incertezas dentro de projetos, como a energia gerada por uma usina de grande porte e, por consequência, seu custo nivelado de energia (TIBA; LUZDOSOL, 2015).

### 1.5.2 Desafios e necessidades de pesquisa

Os maiores impactos encontrados na tecnologia heliotérmica são as condições de financiamento e o custo de investimento (“*Capital expenditure*” – CAPEX). Como os custos nivelados de energia de tecnologias CSP ainda não são competitivos em uma base comercial quando comparadas com as tecnologias convencionais de produção de energia, políticas públicas e investimentos se mostram como cruciais para o desenvolvimento da tecnologia. Dessa forma, o “*feed-in-tariffs*”, ou sistema compensatório, têm sido a principal ferramenta para a promoção de CSP há anos, especialmente na Espanha, onde as legislações para comércio de energia mudam gradualmente, propondo leilões competitivos e investimentos diretos de recursos públicos, com expectativas de que tais instrumentos consigam baixar os custos efetivamente (DIECKMANN et al., 2016; SCHNEIDER, 2015).

Um dos grandes exemplos de estudos voltados para a redução nos custos da tecnologia CSP é subprograma dentro do programa “*SunShot Vision Study*”, iniciado em 2012 pelo Departamento de Energia dos EUA (“*Department of Energy*” – DOE), procurando configurações alternativas que poderiam alterar as necessidades do mercado de eletricidade dos EUA. Desde o início de tal programa em 2012, o custo nivelado de energia não-incentivado para um sistema de calhas parabólicas utilizando óleo como fluido de transferência de calor e sem sistema de armazenamento (última usina comercial construída nos EUA na época) caiu de 0.206USD/kWh, para 0.12USD/kWh baseado em uma estimativa do Laboratório Nacional de Energias Renováveis (“*National Renewable Energy Laboratory*” – NREL) com um sistema de torre central utilizando sais fundidos e adicionado um sistema de armazenamento de 10 horas (MEHOS et al., 2016).

Uma das principais razões para essa redução de quase 30% no custo nivelado de energia ocorreu pela introdução de sais fundidos como possibilidade comercial na tecnologia de torre central. Para os EUA em particular, o sucesso no desenvolvimento de mais de 1.200MW de nova capacidade instalada foi influenciada por três fatores. O primeiro foi o Programa Federal de Garantia de Empréstimos (“*Federal Loan Guarantee program*”), o qual garantia acesso a um baixo custo nos débitos de financiamento, garantidos pelo Governo Federal. O segundo fator foi imposto sobre

crédito de investimento de 30% para tecnologias solares desenvolvidas até o final de 2016 (agora estendida para 2019). O último fator foi a necessidade dos estados no sudoeste dos EUA de atingirem um portfólio de energias renováveis (MEHOS et al., 2016).

## REFERÊNCIAS

ARVIZU, D.; BALAYA, P.; CABEZA, L.; HOLLANDS, T.; JÄGER-WALDAU, A.; KONDO, M.; KONSEIVO, V. **Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation SRREN (Special Report of IPCC)**, Chapter 3. Direct Solar Energy. Cambridge e New York: IPCC, 2011.

BRASIL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Matriz de Energia Elétrica Brasileira** 2017. 2017. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm>>. Acesso em: 04 out. 2017.

CASTRO, Gabriel Malta. **Avaliação do Valor da Energia Proveniente de Usinas Heliotérmicas com Armazenamento no Âmbito do Sistema Interligado Nacional**. 2015. 86 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015. Disponível em: <<http://www.ppe.ufrj.br/ppe/production/tesis/castro.pdf>>. Acesso em: 13 ago. 2017.

CORGOZINHO, I. M.; HENRIQUE, J.; NETO, M. **Modelo De Simulação De Uma Planta Solar-Elétrica Utilizando O Software Trnsys**. V Congresso Brasileiro de Energia Solar. **Anais...** Recife: Plataforma Energia Heliotérmica, 2014 Disponível em: [http://energiaheliotermica.gov.br/pt-br/system/files/papers/2014\\_corgozinho\\_simulacao\\_planta\\_solar\\_eletrica\\_trnsys.pdf](http://energiaheliotermica.gov.br/pt-br/system/files/papers/2014_corgozinho_simulacao_planta_solar_eletrica_trnsys.pdf). Acesso em: 13 set. 2017.

DIECKMANN, S.; DERSCH, J.; GIULIANO, S.; PUPPE, M.; LÜPFERT, E.; HENNECKE, K.; PITZ-PAAL, R.; TAYLOR, M.; RALON, P. **LCOE reduction potential of parabolic trough and solar tower CSP technology until 2025**. In: **International Conference on Concentrating Solar Power and Chemical Energy Systems – SOLARPACES**, 2011, 2016, Abu Dhabi. Melville: Aip Conference Proceedings, 06/2017.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. **Solar Engineering of Thermal Processes**. 4. ed. Hoboken: Wiley, 2013. 910 p.

FERNÁNDEZ-GARCÍA, A.; ÁLVAREZ-RODRIGO, L.; MARTÍNEZ-ARCOS, L.; AGUIAR, R.; MÁRQUEZ-PAYÉS, J. M. Parabolic-trough solar collectors and their applications. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**, [s.l.], v. 14, n. 7, p.1695-1721, set. 2010. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2010.03.012>.

GARCIA, M. E.; RAMOS, F. A.; CASTRO, T. L. C. DE. **Guia de Licenciamento Ambiental de Heliotérmicas: Subsídios para Avaliação de Impacto Ambiental**. Brasília: [s.n.]. Disponível em: <[http://energiaheliotermica.gov.br/pt-br/system/files/papers/2017\\_garcia\\_ramos\\_e\\_castro\\_guia\\_para\\_licenciamento\\_ambiental.pdf](http://energiaheliotermica.gov.br/pt-br/system/files/papers/2017_garcia_ramos_e_castro_guia_para_licenciamento_ambiental.pdf)>.

Grupo de Pesquisa em Reciclagem, Eficiência Energética e Simulação Numérica - GREEN (Pirassununga). **Projeto Smile**. Disponível em: <<http://www.usp.br/green/smile.html>>. Acesso em: 02 set. 2017.

HORTA, P. **Process Heat Collectors: State of the Art and available medium temperature collectors.** [s. L.]: **Solarpaces Annex IV**, 2015. 33 p. Disponível em: <[http://task49.iea-shc.org/data/sites/1/publications/Task%2049%20Deliverable%20A1.3\\_20160504.pdf](http://task49.iea-shc.org/data/sites/1/publications/Task%2049%20Deliverable%20A1.3_20160504.pdf)>. Acesso em: 25 set. 2017.

IMPERIAL, L. C.; PEREIRA, O. S. Análise do potencial do recurso solar na Bahia a partir de software de informação geográfica baseado na web. **V congresso brasileiro de energia solar. Anais...**recife: plataforma energia Heliotérmica, 2014Disponível em: [http://energiaheliotermica.gov.br/pt-br/system/files/papers/2014\\_imperial\\_analise\\_do\\_potencial\\_do\\_recursos\\_solar\\_na\\_bahia.pdf](http://energiaheliotermica.gov.br/pt-br/system/files/papers/2014_imperial_analise_do_potencial_do_recursos_solar_na_bahia.pdf). Acesso em: 20 set. 2017.

IRENA (2017), REthinking Energy 2017: Accelerating the global energy transformation. **International Renewable Energy Agency**, Abu Dhabi. 2017. Disponível em: <[http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA\\_REthinking\\_Energy\\_2017.pdf](http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_REthinking_Energy_2017.pdf)>. Acesso em: 25 set. 2017.

JORDAN, R.C., IBELE, W.E., 1956. Mechanical energy from solar energy. In: Proceedings of the World Symposium on Applied Solar Energy, pp. 81–101.

KALOGIROU, S. A. **Solar Energy Engineering: Processes and Systems.** 2. ed. Waltham, MA: Academic Press, 2014. 840 p.

KEARNEY, D.W., PRICE, H.W., 1992. Solar thermal plants—LUZ concept (current status of the SEGS plants). Proceedings of the Second Renewable Energy Congress, Reading, UK, vol. 2, pp. 582–588.

KOLB, G. J.; HO, C. K.; MANCINI, T. R.; GARY, J. A. **Power Tower Technology Roadmap and cost reduction plan.** [s.l.]: Sandia National Laboratory. Sandia Report - SAND2011-2419, Abril, 2011. p 38. Disponível em: <<http://prod.sandia.gov/techlib/access-control.cgi/2011/112419.pdf>>. Acesso em : 20 set. 2017.

KOLB, G.J.; HO, C. K.; MANCINI, T. R.; GARY, J. A. **“Power Tower Technology Roadmap and Cost Reduction Plan”**. Sandia Report - SAND2011-2419, April 2011

KREITH, F., KREIDER, J.F., 1978. **Principles of Solar Engineering.** McGraw-Hill, New York.

LILLO, I., PÉREZ, E., MORENO, S. AND SILVA, M. Process Heat Generation Potential from Solar Concentration Technologies in Latin America: The Case of Argentina. **Energies**, [s.l.], v. 10, n. 3, p.383-383, 17 mar. 2017. MDPI AG. <http://dx.doi.org/10.3390/en10030383>.

LODI, Cristiane. **Perspectivas para a Geração de Energia Elétrica no Brasil Utilizando a Tecnologia Solar Térmica Concentrada.** 2011. 142 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Mestrado, Programa de Planejamento Energético - COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, Rio de Janeiro, 2011.

LOVEGROVE, K.; STEIN, W. **Concentrating Solar Power Technology: Principles, Developments and Applications.** [s. L.]: Woodhead Publishing, 2012. 704 p.

MALAGUETA, D.C.; DUTRA, R. M.; SZKLO, A. S. Análise paramétrica de uma planta CSP-ISCC de trigeriação para um hospital em Bom Jesus da Lapa. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 5, 2014, Recife. [S.L]: **Anais do V Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS**, 2014.

MEHOS, M.; TURCHI, C.; JORGENSON, J.; DENHOLM, P.; HO, C.; ARMIJO, K. **On the Path to SunShot: Advancing Concentrating Solar Power Technology, Performance, and Dispatchability**. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. 2016 NREL/TP-5500-65688. Disponível em: <<http://www.nrel.gov/docs/fy16osti/65688.pdf>>. Acesso em 20 set. 2017.

MÜLLER, C.; RAU, C.; SCHRÜFER, J. **CSP in Non-Electrical Application**. Brasília: [s.n.]. Disponível em: <[http://energiaheliotermica.gov.br/pt-br/system/files/papers/2014\\_muller\\_csp\\_in\\_non-electrical\\_application\\_1.pdf](http://energiaheliotermica.gov.br/pt-br/system/files/papers/2014_muller_csp_in_non-electrical_application_1.pdf)>. Acesso em: 21 set. 2017.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY - NREL. **Termosol 1**. 2017. Disponível em: <[https://www.nrel.gov/csp/solarpaces/project\\_detail.cfm/projectID=238](https://www.nrel.gov/csp/solarpaces/project_detail.cfm/projectID=238)>. Acesso em: 21 out. 2017.

PARENTE, R. **PROGRAMAS DE FINANCIAMENTO PARA PROJETOS DE ENERGIAS RENOVÁVEIS DE BANCOS OFICIAIS BRASILEIROS PARA A APLICAÇÃO INDUSTRIAL DE USINAS HELIOTÉRMICAS CSP**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <[http://energiaheliotermica.gov.br/pt-br/system/files/papers/2015\\_parente\\_linhasdecreditodisponiveis.pdf](http://energiaheliotermica.gov.br/pt-br/system/files/papers/2015_parente_linhasdecreditodisponiveis.pdf)>. Acesso em: 20 set. 2017.

PARENTE, R. **MODELO GENÉRICO PARA FINANCIAMENTO DE UMA USINA HELIOTÉRMICA APLICANDO LINHAS DE FINANCIAMENTO DISPONÍVEIS NO BRASIL: Sistema BNDES e BEB**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <[http://energiaheliotermica.gov.br/pt-br/system/files/papers/2015\\_parente\\_modelo\\_generico\\_para\\_financiamento.pdf](http://energiaheliotermica.gov.br/pt-br/system/files/papers/2015_parente_modelo_generico_para_financiamento.pdf)>. Acesso em: 20 set. 2017.

PETROLINA. Energia Hipotérmica. **CSP Projects in Brazil**. Disponível em: <<http://energiaheliotermica.gov.br/en/csp-in-brasil/csp-projects-in-brazil>>. Acesso em: 02 set. 2017.

PHILIBERT, C., FRANKL, P., DOBROTKOVA, Z.. Technology roadmap: Concentrating Solar Power. International Energy Agency (IEA), 2010. Disponível em: [https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/csp\\_roadmap.pdf](https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/csp_roadmap.pdf). Acesso em: 13 set. 2017.

PORFIRIO, A. C. S.; CEBALLOS, J. C. Validação da Estimativa de Irradiação Solar Direta Normal por Satélite. In: **V Congresso Brasileiro de Energia Solar**, 2014, Recife-PE. Brasil, 2014. Disponível em: <[http://pyata.cptec.inpe.br/radiacao/docs/RefGL/PorfirioeCeballos\\_VCBENS-2014.pdf](http://pyata.cptec.inpe.br/radiacao/docs/RefGL/PorfirioeCeballos_VCBENS-2014.pdf)>. Acesso em: 13 out. 2017.

RABL, Ari. **Active Solar Collectors and Their Applications**. Nova Iorque e Oxford: Oxford University Press, 1985. 503 p.

RAGHEB, M. **Solar Thermal Power and Energy Storage**. [s.l.], 2014. p. 52. Disponível em: <<http://mragheb.com/NPRE%20498ES%20Energy%20Storage%20Systems/Solar%20Thermal%20Power%20and%20Energy%20Storage%20Historical%20Perspective.pdf>>. Acesso em: 20 set. 2017.

ROLIM M. M.; FRAIDENRAICH, N.; VILELA, O. C. Otimização do Comprimento de Coletores Parabólicos Lineares em Sistemas Solar Termoelétricos. In: **V congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferencia Latinoamericana do ISES**, 2014, Recife-PE. Brasil, 2014

SCHLIPF, D.; STENGLIN, M.; SCHNEIDER, G. **THERMAL STORAGE CSP TECHNOLOGY: STATE OF THE ART AND MARKET OVERVIEW**. Brasília: [s.n.]. Disponível em: <[http://energiaheliotermica.gov.br/pt-br/system/files/papers/2014\\_schlipf\\_thermal\\_storage\\_csp\\_technology.pdf](http://energiaheliotermica.gov.br/pt-br/system/files/papers/2014_schlipf_thermal_storage_csp_technology.pdf)>. Acesso em: 21 set. 2017.

SCHNEIDER, G. **Modus Operandi - Commercialization and Financing of Concentrating Solar Power (CSP) Plants**. Brasília: [s.n.]. Disponível em: <[http://energiaheliotermica.gov.br/pt-br/system/files/papers/2014\\_schneider\\_modus\\_operandi\\_commercialization\\_financing.pdf](http://energiaheliotermica.gov.br/pt-br/system/files/papers/2014_schneider_modus_operandi_commercialization_financing.pdf)>. Acesso em: 20 set. 2017.

SOLAR THERMAL ENERGY NEWS - HELIOSCSP (Espanha). **Concentrated Solar Power would need to meet 8%-10% of global electricity demand by 2050**. 2015. Disponível em: <<http://helioscsp.com/concentrated-solar-power-would-need-to-meet-8-10-of-global-electricity-demand-by-2050/>>. Acesso em: 25 set. 2017.

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

SORIA R.; SCHAEFFER, R.; SZKLO, A. Configurações para Operação de Plantas Heliotérmicas CSP com Armazenamento de Calor e Hibridização no Brasil. In: **V Congresso Brasileiro de Energia Solar**, 2014, Recife, Brasil, 2014.

THE INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Technology Roadmap: Concentrating Solar Power. **The International Energy Agency (IEA)**, Paris, [s.n.], p.1-52, out. 2010. Disponível em: <[https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/csp\\_roadmap.pdf](https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/csp_roadmap.pdf)>. Acesso em: 20 set. 2017.

TIBA, C.; LUZDOSOL. **IDENTIFICAÇÃO E AVALIAÇÃO DE MODELOS DISPONÍVEIS DE SIMULAÇÃO DE RADIAÇÃO SOLAR PARA APLICAÇÃO DA TECNOLOGIA HELIOTÉRMICA - CSP NO BRASIL**. Brasília: [s.n.]. Disponível em: <[http://energiaheliotermica.gov.br/pt-br/system/files/papers/2015\\_tiba\\_identificacao\\_e\\_avaliacao\\_de\\_modelos\\_disponiveis.pdf](http://energiaheliotermica.gov.br/pt-br/system/files/papers/2015_tiba_identificacao_e_avaliacao_de_modelos_disponiveis.pdf)>. Acesso em: 20 set. 2017.

VIANA, T.; RÜTHER, R.; MARTINS, F.; PEREIRA, E. Assessing the potential of concentrating solar photovoltaic generation in Brazil with satellite-derived direct normal irradiation. **Solar Energy**, [s.l.], v. 85, n. 3, p.486-495, mar. 2011. Elsevier BV.

<http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2010.12.015>.

VON REEKEN, F., GABELER, L., SCHIEL, W. Identification of projects and initiatives to evaluate the solar potential of Brazil for the generation of electricity by concentrating solar power. [s.n.]: **SolarPACES 2011 conference**, Granada, Espanha, 2011

WENDEL, M.; COLLE, S.; CARDEMIL, J. Metodologia para Simulação Transiente de uma Pequena Central Heliotérmica, In: **III CBENS Congresso Brasileiro de Energia Solar**, 2010, Belém, Brasil, 2010.

SolarGIS. **Solar Resource Maps for Brazil**. Disponível em: <<http://solargis.com/products/maps-and-gis-data/free/download/brazil>> Acesso em: 23 out. 2017.

## **CAPÍTULO 2: Previsão de performance e rendimento energético por meio de Simulação Transiente de um sistema CSP com Torre Central integrado a atividades agroindustriais no Brasil.**

### **RESUMO**

Para demonstrar o uso e o funcionamento da tecnologia CSP, é de fundamental importância a simulação dos processos por meio de ferramentas computacionais, que permitem a previsão do desempenho energético, proporcionando melhor base para as decisões de investidores e gestores públicos. O objetivo deste capítulo foi obter o desempenho energético de uma usina CSP com receptor central, com capacidade instalada de 70kW<sub>e</sub>, integrado a sistemas agroindustriais no interior de São Paulo. A pesquisa se baseou na criação de um modelo de sistema CSP, para geração de eletricidade, acoplados a distintas atividades agroindustriais brasileira. As análises foram realizadas com o uso da ferramenta computacional TRNSYS por meio de simulações, do sistemas CSP em resposta à irradiação solar. Nas melhores épocas do ano em que a radiação é mais frequente e intensa, foi-se registrado valores acima de 1000 W/m<sup>2</sup>, sendo que durante o ano, o valor integral obtido foi 1.957,73 kW/m<sup>2</sup>/ano. Os valores de eficiência óptica obtidos alcançaram a ordem de 45%. Num dia típico de céu aberto, a energia térmica disponibilizada ao receptor foi na ordem de 140 kW<sub>t</sub>. O modelo do receptor dimensionado foi plano, fluido térmico ar natural, aberto, equipado com um ventilador, que força a passagem do ar com fluxo constante de 1,22 kg/s. A queda de pressão no receptor considerada foi de 60 mbar. Cerca de 38% da energia incidente era de fato disponibilizada ao bloco de potência. Em virtude de a alimentação do sistema ser somente por fonte solar e o campo de heliostatos ter tamanho modesto, a energia térmica disponível ao bloco de potência, num dia típico de verão atingiu o valor máximo de 91,06 °C. A eficiência média de conversão do calor proveniente do sol em eletricidade do ciclo foi 18%. Durante o dia, a potência da turbina foi de aproximadamente 30 kW<sub>e</sub>, sendo que o valor de geração anual integrado foi na ordem de 108.618 kWh/ano. Ao aplicar os valores de geração obtidos no perfil do consumo do Laticínio, os resultados apontaram que em um dia de geração, considerável bom no sentido de céu aberto, com 10 horas de irradiação, a planta supriria 60% da demanda energética. O sistema dimensionado apresentou valores de geração e eficiência que já eram esperados, demonstrando que a disponibilidade de radiação solar direta em Pirassununga é satisfatória para sistemas de geração CSP. A relativa baixa quantidade de energia gerada se deve ao número reduzido de heliostatos no campo solar. Portanto, há necessidade do redimensionamento dos sistemas, com um novo valor de múltiplo solar e a readequação do dimensionamento do sistema. A energia solar térmica disponibilizada pelo receptor não foi suficiente para atingir a potência nominal requerida pela turbina.

**Palavras-chave:** Energia Solar Concentrada; sistema CSP com torre central; desempenho energético.

## ABSTRACT

To demonstrate the use and operation of CSP technology, it is of fundamental importance to simulate the processes by means of computational tools, which allow prediction of energy performance, providing a better basis for the decisions of investors and public managers. The objective of this chapter was to obtain the energy performance of a CSP plant with central receiver, with installed capacity of 70kWe, integrated to agro industrial systems in the interior of São Paulo. The research was based on the creation of a CSP system model, for electricity generation, coupled with different Brazilian agro industrial activities. The analyzes were carried out with the use of the computational tool TRNSYS by means of simulations of CSP systems in response to solar irradiation. In the best times of the year when radiation is more frequent and intense, values above 1000 W / m<sup>2</sup> were recorded, and during the year the total value obtained was 1,957.73 kW / m<sup>2</sup> / year. The obtained optical efficiency values reached the order of 45%. On a typical open sky day, the thermal energy available to the receiver was in the order of 140 kWt. The model of the receiver sized was flat, thermal fluid, open air, equipped with a fan, which forces the passage of air with constant flow of 1.22 kg/s. The pressure drop in the receiver considered was 60 mbar. About 38% of the incident energy was actually made available to the power block. Due to the fact that the system power is only by solar source and the heliostats field is modest in size, the thermal energy available to the power block on a typical summer day has reached the maximum value of 91.06 ° C. The average conversion efficiency of heat from the sun into electricity from the cycle was 18%. During the day, the power of the turbine was approximately 30 kWe, and the integrated annual generation value was in the order of 108.618 kWh / year. By applying the generation of values obtained in Dairy consumption profile, the results showed that in one-day generation, good with open sky, with 10 hours of irradiation, the plant would supply 60% of energy demand. The scaled system presented values of generation and efficiency that were already expected, demonstrating that the availability of direct solar radiation in Pirassununga is satisfactory for CSP generation systems. The relative low amount of energy generated is due to the reduced number of heliostats in the solar field. Therefore, it is necessary to resize the systems, with a new solar multiple value and the re-adjustment of the system sizing. The solar thermal energy provided by the receiver was not sufficient to reach the nominal power required by the turbine.

**Keywords:** Concentrated Solar Energy. CSP system with central tower. Energy performance.

## 2.1 INTRODUÇÃO

O uso de combustíveis fósseis como fonte de energia vem sendo contestado nas últimas décadas, principalmente em função da disponibilidade futura. Todavia, a necessidade de obtenção de novas fontes alternativas de energia, limpa e renovável, tem sido razão de investigação da rede científica no Brasil, que têm concentrado esforços na concepção e no desenvolvimento (economicamente viável) de tecnologias fundamentadas no uso da fonte solar. A busca por novas fontes de energia se justifica pela crescente demanda ocasionada pelo desenvolvimento social, demográfico, urbano e industrial ocorrido nos últimos anos. Tais fatores, contribuem para emissão de poluentes atmosféricos e em consequência causam mudanças climáticas, que ocorrem num ritmo desorbitado. Quase todas as medidas de mitigação do efeito estufa e de estabilização desse cenário, são caracterizadas pela introdução de tecnologias energeticamente eficientes, para o fornecimento de energia, oriunda de fonte renovável, como opção significativa para a redução das emissões de gases de efeito estufa (METZ et al., 2001).

A fim de alcançar uma matriz energética madura, segura e diversificada, o governo se vê obrigado a seguir em decisões que possibilite a geração distribuída por fontes renováveis. A oscilação crescente do custo da energia elétrica e a falta de planejamento energético público, faz com que a agroindústria nacional promova novos métodos de produção alternativos, que sejam favoráveis ao meio ambiente, seja no fornecimento de energia renovável para os requisitos de processo, ou seja no uso mais eficiente dos meios de produção, a fim de aumentar a sua própria competitividade e sustentabilidade.

O Brasil se encontra com grande parte territorial na Linha do Equador, com alta incidência de radiação solar, e mesmo em locais onde a incidência é menor, a aplicação de sistemas solares térmicos ainda é possível (ANEEL, 2016). O país ainda se encontra em quinto lugar no Ranking Mundial, com uma capacidade instalada de apenas 1,8%, e com potencial solar de ultrapassar países como Alemanha e Turquia (IEA-SHC, 2015).

Diversos setores industriais foram identificados com condições favoráveis para a aplicação da energia solar. Os processos industriais mais importantes que utilizam calor a um nível de temperatura médio são: esterilização, pasteurização, secagem, hidrólise, destilação e a evaporação, lavagem e limpeza, e polimerização (KALOGIROU, 2003). A utilização térmica da energia solar é usualmente restrita a sistemas de água quente domésticos de até 60 ° C. No entanto, a demanda de calor em processos industriais tem um potencial considerável para utilização de energia solar (KALOGIROU, 2002). O uso de energia por unidade de produção é o indicador mais comum para avaliar tendências e desenvolvimentos em eficiência energética (RAMÍREZ et al., 2006).

A geração de energia através da tecnologia CSP é considerada uma alternativa promissora para os gestores de políticas públicas, com o propósito de garantir energia limpa obtida por meio de tecnologias sustentáveis, principalmente em regiões semidesérticas, com níveis privilegiados de irradiação solar ( $> 2,000 \text{ kWh}\cdot\text{m}^2\cdot\text{a}^{-1}$ ) (SOUZA; FERREIRA, 2016). Desde 2006, a inserção de energia solar térmica vem aumentando significativamente em uma média de 17,6 pontos percentuais ao ano, alcançando uma produção de 7,712 GWh<sub>t</sub> em seu campo solar em 2014, com uma área total instalada de 11,01 milhões de m<sup>2</sup> de coletores instalados (IEA-b, 2016). No Brasil, muitas regiões beneficiam de altos níveis de radiação solar, comparáveis a índices de regiões tradicionais de exploração de energia solar, por exemplo Espanha, Estados Unidos e Marrocos.

A construção de usinas CSP se mostram uma alternativa promissora, capaz de contribuir em quantidades relevantes para as necessidades energéticas do setor agroindustrial brasileiro (MAAG et al., 2014). Diante da variedade de consumidores agroindustriais que precisam de fornecimento confiável de energia e calor, aplicações com geração e cogeração a partir de energia solar concentrada representa uma solução adequada.

No entanto, os custos de energia elétrica gerada por meio de termosolares são superiores à outras fontes de geração e o processo de consolidação da tecnologia solar está estreitamente relacionado ao desenvolvimento científico nesse campo de investigação e na maturidade da indústria nacional, em estar apta a suprir a demanda de materiais e componentes necessários para construção e implementação de protótipos e usinas CSP. Por esse motivo, há a necessidade, de forma emergencial,

da elaboração de estudos que ofereçam fundamentos científicos para investidores e para que o governo promova políticas específicas de incentivos ao estabelecimento da tecnologia CSP no Brasil.

Para demonstrar o uso e o funcionamento da tecnologia CSP, é de fundamental importância a simulação dos processos por meio de ferramentas computacionais, que permitem a previsão do desempenho energético, técnico e econômico das soluções empregadas, proporcionando melhor base para as decisões de investidores e gestores públicos. O desenvolvimento de simulações para sistemas CSP e as possíveis aplicações são os principais focos desse trabalho, fundamental para a identificação dos entraves e para a investigação de possíveis soluções, para que, num futuro próximo a tecnologia CSP seja inserida como fonte de energia renovável na matriz elétrica nacional e nos processos agroindustriais que acontecem em escala magnífica atualmente no Brasil.

Este estudo, pode ser considerado uma ferramenta de apoio a projetos pilotos de pequena capacidade de sistemas CSP com torre central, sob operação com carga parcial e integrado a atividades agroindustriais. Ainda mais, a pesquisa oferece respaldo técnico científico, com a finalidade de favorecer a inserção da energia solar concentrada, por meio do aumento da atratividade econômica e de valores de predição de desempenho energético.

A longo prazo, esta pesquisa poderá contribuir para a inserção da energia solar no contexto energético brasileiro, trazendo benefícios tanto em termos da diversificação da matriz, quanto da redução da emissão de dióxido de carbono.

## **2.2 OBJETIVO**

O objetivo deste capítulo foi elaborar uma simulação transiente para obtenção de performance e desempenho energético de uma usina CSP com receptor central, com capacidade instalada de 70kW<sub>el</sub> e com cogeração de calor integrado a sistemas agroindustriais no interior de São Paulo.

## 2.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Para o alcance do objetivo geral, algumas etapas foram subdivididas e organizadas de forma coerente:

- a) Descrição das 3 melhores formas de aplicação da tecnologia;
- b) Caracterização da demanda energética dos casos agroindustriais analisados;
- c) Mensurar a quantidade de energia consumida por volume de produção;
- d) Definição dos componentes para as aplicações escolhidas na agroindústria brasileira;
- e) Definir o diagrama de fluxo do modelo;
- f) Definição das premissas admitidas no ciclo Rankine Orgânico;
- g) Construção dos submodelos: campo solar, receptor central, bloco de potência e perfil de consumo;
- h) Obtenção da eficiência ótica do campo solar;
- i) Obtenção do desempenho energético do sistema.

## 2.4 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA

As evidências que o recurso solar é disponível e abundante no Brasil não é novidade, no entanto os valores de desempenho energético e eficiência de sistemas CSP acoplados a sistemas agroindustriais ainda são desconhecidos.

Os custos de energia elétrica gerada por meio de usinas termosolares são superiores aos das outras fontes de geração. Por essa razão, há a necessidade do desenvolvimento de estudos e pesquisas que ofereçam fundamentos científicos para o estabelecimento da tecnologia CSP no Brasil.

## **2.5 MOTIVAÇÃO**

O Brasil possui condições naturais de geração de energia por fonte solar em função dos altos índices de radiação solar direta. Fato que obriga o governo a seguir em decisões que possibilite a geração distribuída por fontes renováveis. Ainda mais, a tecnologia CSP apresenta uma oportunidade de negócio a curto e médio prazo.

O agronegócio brasileiro é responsável por uma importante fração de toda riqueza produzida. Por meio da exportação de produtos com bons valores no mercado internacional e de grande escala de produção. Isso, evidencia um setor que demanda grande quantidade de energia.

Nesse âmbito, o descritivo técnico visa oferecer respaldo a fim de contribuir para a implementação da tecnologia CSP no caso brasileiro, com o desenvolvimento de alternativas que favoreçam a cadeia de produtiva da indústria associada à CSP.

## **2.6 REVISÃO DE LITERATURA**

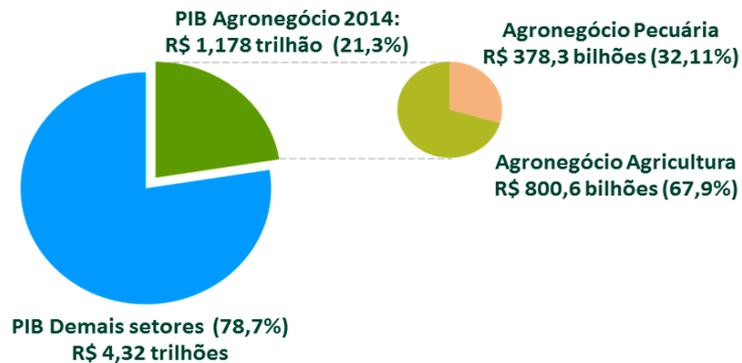
### **2.6.1 Consumo energético na agroindústria**

A agroindústria é o conjunto de atividades relacionadas à transformação de matérias-primas provenientes da agricultura, pecuária, aquicultura ou silvicultura. Em comparação a outros segmentos industriais da economia, ela apresenta originalidade decorrente de três características fundamentais das matérias-primas: sazonalidade, perecibilidade e heterogeneidade. O desenvolvimento de atividades processadoras de matéria depende intimamente do fornecimento segura de energia.

O agronegócio foi responsável por 21,3% do total do Produto Interno Bruto (PIB) registrado pela economia brasileira em 2014 (Figura 1). Isso significa que R\$ 1,1 trilhão das riquezas produzidas no País vieram da agricultura e da pecuária (IBGE, 2015). Fato que evidencia indicador do intenso consumo de energia. Grande parte desses consumidores situam-se em lugares remotos e distantes dos atuais centros urbanos (até mesmo fora do Sistema Interligado Nacional) e podem ser supridos por

meio da utilização novas tecnologias de geração, por exemplo a energia solar concentrada.

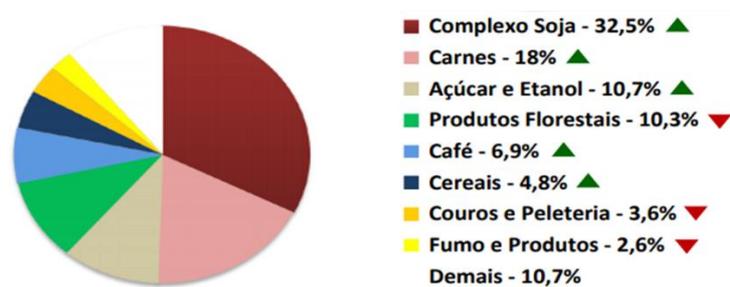
**Figura 1 – PIB Brasil 2014: R\$ 5,5 Trilhões**



Fonte: IBGE (2015)

Produtos de origem do agronegócio tem um elevado grau de inserção no mercado internacional e possui um forte impacto nos valores de exportação de bens da economia brasileira (PEROBELLI et al., 2017). No ano de 2014, 61,2% dos produtos exportados de origem do agronegócio brasileiro, foram carne, soja e açúcar / etanol (IBGE, 2015). A Figura 2, apresenta os percentuais dos produtos exportados, oriundos de atividades agroindustriais.

**Figura 2 – Produtos de exportação do agronegócio**



Fonte: GV Agro - Centro de estudos do agronegócio.

Ainda mais, diversos setores agroindustriais são identificados com potencial de exportação, com valor comercial agregado e com alta demanda de consumo de energia. Diante da variedade de consumidores agroindustriais que precisam de fornecimento confiável de energia e calor, aplicações com geração e cogeração, a

energia solar concentrada representa uma solução adequada. Os processos agroindustriais mais importantes que utilizam calor a um nível de temperatura médio são: esterilização, pasteurização, secagem, hidrólise, destilação e a evaporação, lavagem e limpeza, e polimerização (KALOGIROU, 2003).

A maioria desses processos de produção industrial necessitam de energia térmica (calor) fornecida quase sempre por caldeiras. A Identificação de possíveis interações entre atividades agroindustriais com sistemas solares térmicos é um estudo complexo, em função da diversidade da indústria em cada setor, bem como também os dos processos (HASSINE et al., 2015).

A Tabela 1, apresenta os intervalos de temperaturas dos processos agroindustriais analisados, que podem ser complementados com energia solar térmica.

**Tabela 1 – Segmentos agroindustriais com potencial para energia solar térmica**

<b>Atividades</b>	<b>Demanda de Calor (Processos)</b>	<b>Variação da temperatura (°C)</b>
Laticínios	Pasteurização	Água quente (60-70) seguido por resfriamento a 6° C.
	Leite em pó	Ar à alta pressão (120-200)
	Limpeza	Água quente a baixa temperatura (40-50)
	Esterilização	Água quente ou vapor (60-120)
	Refrigeração	(2-21)
Processamento de Alimentos	Secagem de Grãos	Ar quente (45-60)
	Esterilização do ambiente	Água quente ou vapor (60-120)
	Esterilização de enlatados	(100-120)
	Cozimento	(60-90)
	Desidratação de Frutas	(60-100)
	Resfriamento	(0-4)
Processamento de Carne	Esterilização do ambiente	Água/Vapor quente (60-120)
	Cozimento	Água quente (90 - 100)
Usina Sulcralcooleira	Fermentação	(90-105)
	Cogeração de calor	(140-180)
	Pasteurização do Caldo	(120-140)
	Vapor de Processo	(300-450)
	Destilação	(70-95)

**Fonte:** Elaborado pelo autor.

A utilização térmica da energia solar é usualmente restrita a sistemas de água quente domésticos de até 60 ° C, no entanto a demanda de calor em processos industriais, agroindustriais e na indústria alimentícia, tem um potencial considerável para utilização de energia solar (KALOGIROU, 2002). O uso de energia por unidade de produção é o indicador mais comum para avaliar tendências e desenvolvimentos em eficiência energética (RAMÍREZ et al., 2006).

Energia solar tem sido uma alternativa de solução a uma gama de atividades industriais e especialmente no Brasil para atividades agroindustriais, alterando a

relação energia / atividade consumidora, aumentando a sustentabilidade energética e a eficiência energética do sistema.

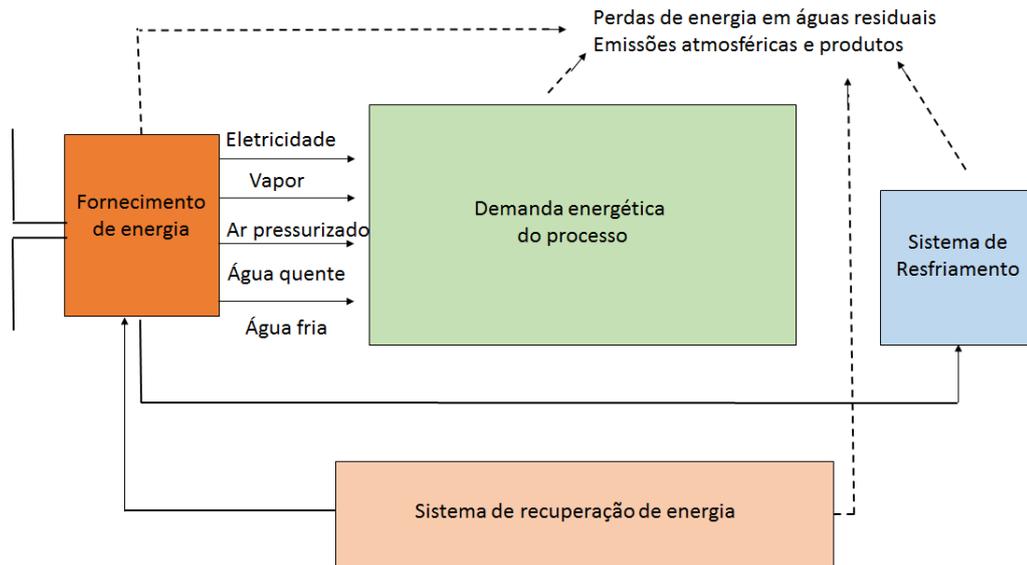
Por essas características, a tecnologia conhecida internacionalmente pela sigla inglesa ORC (*Organic Rankine Cycle*), apresenta como uma promissora possibilidade de suprir demandas energéticas, por fonte solar a ser aplicada em processos que operam em temperaturas baixas e médias. Fato que, é fundamentado por inúmeros estudos sobre o potencial de aplicação do ORC de usina de energia em inúmeros processos existente (TCHANCHE et al., 2011).

### **2.6.1.1 Análise da produção e consumo energético dos sistemas agroindustriais analisados**

Um sistema de energia industrial típico é composto por 4 partes principais; fonte de energia, planta de produção, recuperação de energia e sistemas de resfriamento (MEKHILEF; SAIDUR; SAFARI, 2011). Um dos pontos críticos da pesquisa é a construção de indicadores do consumo energético da atividade industrial por meio da coleta de dados. Essa seção fornece uma visão geral da fonte dos dados utilizados e o período de tempo monitorado. As aplicações que requerem temperaturas abaixo de 150 ° C podem ser fornecidas com calor solar a custos significativamente mais baixos do que aqueles que operam a temperaturas mais elevadas (ECDGET, 2001).

Um sistema de agroindustrial consiste na combinação de vários componentes, que demandam de energia, na forma de vapor, calor direto, fluidos quentes, frios, gases e energia elétrica, como também possíveis sistemas de recuperação e possíveis sistemas de resfriamento (SCHNITZER et al., 2007).

**Figura 3 - Típicos elementos de um sistema de energia industrial**



**Fonte:** Adaptado de Schnitzer et al. (2007).

A construção do perfil de demanda de calor ideal para a implementação de um sistema solar, passa por uma série de etapas diagnósticas para definição dos componentes do sistema, como: o tipo e qualidade da energia, os momentos em que a energia é requerida pelo sistema, o intervalo de temperatura que o processo requer.

Dados como consumo de energia final, demanda de calor durante o dia e as semanas, médias das temperaturas de operação (baixa e alta), o consumo de combustível, a eficiência de conversão do equipamento são requeridos para o entendimento da demanda.

Por essas características, a tecnologia conhecida internacionalmente pela sigla inglesa ORC (*Organic Rankine Cycle*), apresenta como uma promissora possibilidade de suprir demandas energéticas, por fonte solar a ser aplicado em processos que operam em temperaturas baixas e médias. Fato que, é fundamentado por inúmeros estudos sobre o potencial de aplicação do ORC de usina de energia em inúmeros processos existente (TCHANHE et al., 2011).

Nesse âmbito, as características de consumo energético do processo agroindustrial, o valor agregado no produto processado, o volume de produção sazonal e o mercado internacional a ser atendido, sinalizam que sistemas agroindustriais de processamento de carne, leite e cana de açúcar, possuem potencial a serem supridos energeticamente por energia solar concentrada. Os produtos

listados, fazem parte do montante de exportados do agronegócio que cresceu 230% entre 2000 e 2013, atingindo aproximadamente US\$ 100 bilhões no final de 2013 (PEROBELLI et al., 2017).

### 2.6.1.2 Frigorífico/Abatedouro

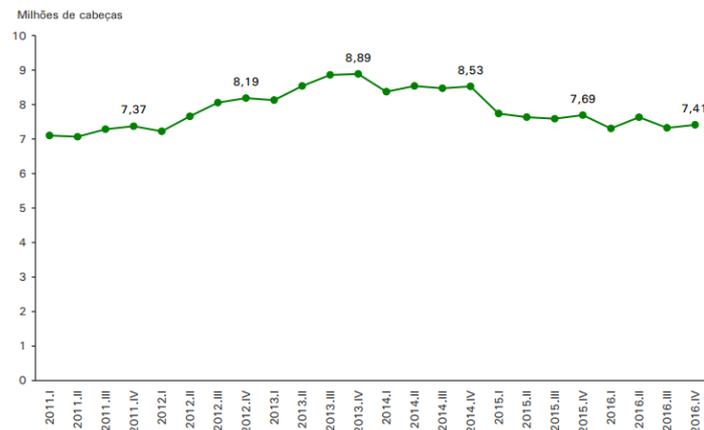
No ano de 2016, foram abatidos 30,6 milhões de bovinos (IBGE, 2016) e a expectativa de produção é ainda maior para os próximos anos. Estima-se que a produção de carne bovina terá um crescimento projetado de 2,4% ao ano, até 2026 (BRASIL, 2016). No entanto, existem diferentes escalas de produção de carne, e portanto, frigoríficos/abatedouros dimensionados com diferentes capacidades, p.e os de grande porte operam com capacidade de abate diário 500-700 cabeças por dia, durante todo ano ininterruptamente. A Tabela 2, apresenta os valores de produção de bovinos no Brasil e nos principais estados produtores

**Tabela 2- Valores de bovinos abatidos em 2015**

BOVINOS	Animais abatidos 2015 (cabeças)	%
Produção nacional	30.642.297	100,0
Principais produtores		
Mato Grosso	4.540.805	14,8
Mato Grosso do Sul	3.399.340	11,4
Goiás	3.060.939	10,0
São Paulo	3.060.340	10,0
Minas Gerais	2.840.812	9,3
Pará	2.647.762	8,6
Rondônia	1.904.823	6,2
Rio Grande do Sul	1.821.798	6,0

**Fonte:** IBGE/Pesquisa Trimestral de Abate de Animais acumulado jan/dez 2015 - abril/2016.

No último trimestre de 2016, o volume de abate de bovinos no Brasil atingiu valores na ordem de 7,4 milhões de cabeças (Figura 4).

**Figura 4 – Evolução do abate de bovinos por trimestre 2016**

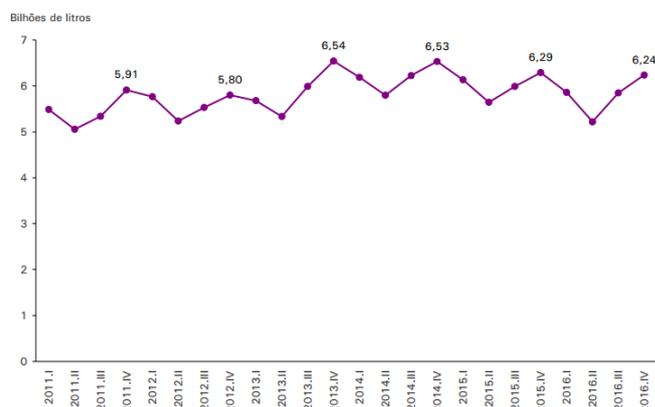
**Fonte:** IBGE, Diretoria de Pesquisas, Coordenação de Agropecuária, Pesquisa Trimestral do Abate de Animais, 2011.I-2016.IV.

Pacheco e Yamanaka, 2006, no guia técnico ambiental de abates, divulgado pelo CEBESP, definem abatedouros como agroindústrias que realizam o abate de animais, para produção de carne. Frigoríficos no entanto, podem ser em dois tipos: os que abatem os animais, separam sua carne, suas vísceras e as industrializam, ou aqueles que não abatem os animais, apenas compram a carne em carcaças ou cortes, dos matadouros para processamento.

Num sistema comum de abatedouro, todos os equipamentos de processo são limpos e higienizados várias vezes durante o dia e após o encerramento do dia de trabalho, como preparação para o dia seguinte. Portanto, a energia térmica, na forma de vapor (60-120°C) e água quente (90-100°C), é usada para esterilização e limpeza, consumindo cerca de 80 a 85% da energia total necessária. A eletricidade é utilizada na operação de máquinas e equipamentos. No processo de refrigeração, o consumo de eletricidade possui um peso significativo, consumindo cerca de 50-60% da eletricidade.

### 2.6.1.3 Laticínio

No último trimestre de 2016, a produção de leite cru foi de 6,24 bilhões de litros (IBGE, 2016), sendo que durante todo esse ano a produção total ficou na ordem de 34,2 bilhões de litros (Figura 5).

**Figura 5 – Evolução da quantidade de leite cru adquirido pelos laticínios, por trimestre 2016**

**Fonte:** IBGE, Diretoria de Pesquisas, Coordenação de Agropecuária, Pesquisa Trimestral do Leite, 2011.I-2016.IV.

Nos próximos 10 anos, a produção de leite deverá crescer a uma taxa anual entre 2,3 e 3,1%. Com essas taxas de crescimento, a produção poderá atingir valores entre 42,9 e 47,3 bilhões de litros em 2026 (BRASIL, 2016).

No caso de laticínios, o consumo de energia está principalmente associado a garantia de qualidade dos produtos, principalmente daqueles submetidos a tratamento térmico, refrigeração e armazenamento (MAGANHA,2006). Aproximadamente 80% do consumo total de energia seja térmico, e os 20% restantes, sejam de energia elétrica (Tabela 3).

**Tabela 3 - Tipo de energia requerida no processo**

Energia	Uso mais frequente	Equipamento
Térmica	Geração de vapor e água quente, limpeza	Pasteurizadores/esterilizadores, sistemas de limpeza CIP
Elétrica	Refrigeração, iluminação, ventilação, operação de equipamentos	Equipamentos elétricos (bombas, misturadores, etc) rede elétrica, ventilação, geração de ar comprimido

**Fonte:** Guia tecnico ambiental da industria de produtos lacteos (MAGANHA, 2006).

No entanto, o consumo de energia depende do grau de modernização do laticínio e também do tipo de produto preparado (automação, tecnologia usada, operacoes de

limpeza, medidas adotadas de economia de energia). Em média, são necessários entre 0,14 a 0,33 kWh/litro de leite processado (Tabela 4).

**Tabela 4 – Tipo de energia requerida em cada produto**

Consumo de energia (kWh/litro de produto)			
Produto	Eletricidade	Combustível	Total
Leite	0,05	0,12	0,17
Queijos	0,21	1,20	1,41
Manteiga	0,19	0,98	1,17

**Fonte:** Guia técnico ambiental da indústria de produtos lácteos (MAGANHA, 2006).

#### 2.6.1.4 Usina Sucroalcooleira

O setor sucroalcooleiro representa um dos setores mais importantes da economia brasileira. Segundo levantamento feito pela União das indústrias de Cana-de-açúcar (ÚNICA, 2016) na safra 2015-2016 foram moídos 666,8 milhões de toneladas de cana em todo Brasil, sendo 92% da produção total proveniente da região Centro-Sul formado pelos estados: São Paulo, Mato Grosso do Sul, Goiás, Minas Gerais e Paraná, os outros 8% foram oriundo da região Norte-Nordeste.

**Tabela 5 – Volume de cana-de-açúcar processada na safra 2015/2016**

Estado	2015/2016	2016/2017
Região Centro-Sul	617.709	607.137
Região Norte-Nordeste	49.115	44.704
Brasil	666.824	651.841

\*unidade: mil toneladas

**Fonte:** UNICA (2016)

A geração de energia elétrica a partir de bagaço de cana-de-açúcar representa 6,97% da capacidade total instalada no Brasil, equivalendo a terceira maior fonte de geração de energia brasileira, atrás da geração hídrica (61,17%) e gás natural (8,50%), segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2016). Em média, uma única unidade processa 2 milhões de toneladas/safra, durante 8 meses de operação, que se inicia em abril e se finda em novembro, com portanto 240 dias de

operação (CASTRO; FRANCO; MUTTON, 2014). Para cada tonelada de cana processada, são gerados 260 kg de bagaço.

O consumo energético de uma usina sucroalcooleira ocorre tipicamente em duas formas: (i) eletromecânica (acionamentos, iluminação, etc.) e (ii) térmica (aquecimento, evaporação, cozimento). A Tabela 6, apresenta o balanço de energia de um sistema típico sucroalcooleiro analisado.

**Tabela 6 – Balança de energia do sistema analisado**

Caracterização operacional	
<b>Safra</b>	Abril-Nov (8 meses)
<b>Horas de operação</b>	5760
<b>Cana processada (t)</b>	1700000
<b>Cana processada / hora</b>	300 ton / h
<b>Demanda</b>	358 kWh / t cana
<b>Demanda vapor</b>	180 t vapor / hr
<b>Consumo interno</b>	9.3 MWh
Disponibilidade de Bagaço	
<b>Bagaço (50%)</b>	467500
<b>Palha (t)</b>	10000
<b>Cavaco (t)</b>	28000
<b>Total (t)</b>	505500
<b>Relação (t/MWh)</b>	2.77
<b>Energia Gerada (MWh)</b>	182226
<b>Energia Consumida (MWh)</b>	54400
<b>Energia Exportada (MWh)</b>	127826

**Fonte:** Elaborado pelo autor

Toda essa demanda é suprida pela queima de bagaço, cavaco e palha residual do próprio processo, como fonte alternativa. A queima da biomassa é usada para geração de vapor a uma pressão superior a necessária no processo. A temperatura de operação é em torno de 500° C e a pressão 65 bar, que alimentam dois blocos de potência com capacidade nominal de 31 MW e 15 MW. Inicialmente, o vapor gerado é expandido em turbinas a vapor sendo convertido em energia mecânica/elétrica. Em seguida, o calor rejeitado no escape das turbinas é redirecionado aos processos na forma de energia térmica.

## 2.6.2 Sistema CSP (receptor central)

Sistema CSP com receptor central consiste em uma série de espelhos que refletem a radiação incidente no alto de uma torre (Schiel et al., 2004). Os heliostatos rastreiam o movimento solar biaxialmente, uma a uma são locados em uma ordem predefinida, espaçados em um campo para evitar interferências mecânicas ou ópticas entre si à medida que eles se voltam para refletir a luz solar direto incidente sobre um receptor elevado (LOVEGROVE STEIN, 2012).

Um fluido de transferência de calor é usado para absorver calor diretamente ou por contato com a superfície do receptor. Este fluido pode ser usado para alimentar ciclos tradicionais de geração de eletricidade, como os ciclos de Rankine ou Brayton, ou o calor pode ser usado para conduzir outros processos químicos como a eletrólise (KOLB et al. 2007). Tanto a rede científica, quanto a cadeia de fornecedores consideram sistemas CSP com torre a alternativa mais promissora dentre as tecnologias CSP para o futuro. Portanto, tem sido razão de muito esforço e pesquisa a fim de melhorar os componentes e subsistemas individuais (WEINREBE et al., 2014).

### 2.6.2.1 Campo solar de heliostatos

Um campo solar de um sistema com receptor central é organizado de forma pré-definida por um grupo de espelhos (heliostatos), com mecanismo de rastreamento biaxial, nos quais concentram a radiação solar em um ponto fixo (receptor) montado no alto de uma torre. Esse sistema permite o alcance de altas temperaturas (até 1200° C). A possibilidade de operar o ciclo termodinâmico com temperaturas mais altas é o fator responsável pela utilização de turbinas de alta potência, que resultam em maior eficiência de conversão da energia mecânica disponível na turbina em energia elétrica no gerador, (KALOGIROU, 2009). Contudo, a energia térmica de saída do campo solar pode ser dada pela equação:

$$Q_{rec} = A_{campo} \cdot \rho_{campo} \cdot I \cdot \eta_{campo} \cdot \Gamma \quad (1)$$

A área de reflexão total, a o rendimento  $\rho_{campo}$ , a  $I$  irradiação incidente, a eficiência ótica  $\eta_{campo}$  e os parâmetros de controle  $\Gamma$ , descrevem a fração da energia disponibilizada  $Q_{rec}$  pelo CS ao receptor durante o rastreamento solar.

No receptor central, a energia térmica concentrada pelo campo solar é capturada e coletada por um fluido e conduzida para operar uma turbina acoplada ao gerador elétrico (LOVEGROVE STEIN, 2012).

### 2.6.2.2 Eficiência ótica do campo solar

A avaliação do desempenho óptico geralmente envolve a caracterização óptica e mecânica do coletor, incluindo a caracterização espectrométrica do espelho e a precisão geométrica (ZHU, 2013). O valor que expressa a eficiência ótica de campo de heliostatos se forma em função de fatores mecânicos e óticos.

As especificações geométricas do campo solar influenciam diretamente no desempenho térmico do sistema. A eficiência de campo depende principalmente das posições dos heliostatos ao redor da torre (ARBES et al., 2017). Os fatores relevantes na construção do desempenho ótico são: (i) efeito cosseno, (ii) sombreamento e bloqueio, (iii) intercepção do receptor, (iv) atenuação atmosférica entre heliostato e o receptor, e (v) reflexividade da heliostato (NOONE et al., 2011). A definição de cada um desses termos é comum na literatura (SCHMITZ et al., 2006) e em pesquisas que tratam da caracterização e otimização óptica de campos solares com receptor central (LOVEGROVE STEIN, 2012; BUCK, 2013; LI et al., 2016).

Em um sistema típico, os erros óticos podem ser combinados em um erro ótico geral,  $\sigma_{tot}$ , que é encontrado como uma soma da raiz dos quadrados dos erros: especularidade  $\sigma_{esp}$ , superfície  $\sigma_{superfic}$ , sombreamento  $\sigma_{somb}$  e rastreamento  $\sigma_{rastr}$  (equação 2) (GUVEN; BANNEROT, 1986).

$$\sigma_{tot} = \sqrt{\sigma_{sp}^2 + \sigma_{superfic}^2 + \sigma_{somb}^2 + \sigma_{rastr}^2} \quad (2)$$

O conhecimento da distribuição da densidade do fluxo permite que uma eficiência ótica do campo solar de heliostatos seja determinada com base na

quantidade real de fluxo interceptada pela abertura do receptor em comparação com a interceptada pelo heliostato (LOVEGROVE STEIN, 2012). Isso pode ser mensurado em um determinado instante ou em média durante um intervalo de tempo, conforme a aplicação da fórmula:

$$\eta_{\text{optico}} = \frac{\int \text{abertura} \int \text{tempo} G_{\text{incidente}}(t) a A dt}{\int \text{tempo} A_{\text{coletor}} G_{\text{sol}} dt} \quad (3)$$

onde  $G_{\text{sol}}(t)$  é o DNI que varia em função do tempo e  $G_{\text{incidente}}(t)$  é a radiação concentrada incidente no receptor que varia em função do tempo e  $A_{\text{coletor}}$  representa a área de abertura do campo solar.

A otimização e caracterização de campos de heliostatos foram realizadas anteriormente (BUCK, 2013; LI et al., 2016). O aprimoramento da eficiência do campo de heliostatos desempenha um papel crucial na potencial redução dos custos, como para se obter a melhor distribuição dos heliostatos no terreno, fundamentado nos princípios de sombreamento e bloqueio entre eles e também na redução no número de unidades.

### 2.6.2.3 Hibridização de sistemas CSP

Plantas CSP híbridas com biomassa são uma opção bem aceita para diminuir o custo do investimento e o custo nivelado da eletricidade gerada, ao mesmo tempo que proporciona aumento da capacidade de despacho de eletricidade (PETERSEIM et al., 2014). Sistemas de geração híbridos oferecem benefícios adicionais, além do valor dos quilowatts-horas gerado, fornecem energia e calor, proporcionando ao operador, a possibilidade de combinar de forma confiável a disponibilidade de energia e o consumo da atividade (EASAC, 2011).

A aplicação de sistemas CSP combinados com alimentação híbrida já era discutida na década de 80 (MCDONALD, 1986). Contudo, no decorrer dos últimos anos, pesquisas anteriores foram disponibilizadas a fim de proporcionar respaldo científico para o estabelecimento da tecnologia (BARIGOZZI. et al., 2012; NIXON;

DEY; DAVIES, 2012; PETERSEIM et al., 2013; SORIA et al.,2015; HUSSAIN; NORTON; DUFFY, 2017).

#### **2.6.2.4 Bloco de potência (ciclo rankine orgânico)**

O *Organic Rankine Cycles* (ORC) é comumente considerado uma das tecnologias de geração mais promissoras, por sua capacidade de conversão em energia térmica de baixa temperatura em energia elétrica, por meio da utilização de fontes renováveis (energia solar, p.e.) (TCHANCHE et al., 2011).

Simulações transientes de energia por meio de um ciclo Rankine orgânico acoplado ao sistema de geração de energia solar foram realizadas usando a ferramenta TRNSYS por (CALISE et al., 2015). O tópico seguinte descreve com clareza os avanços científicos até o momento, descritos com a utilização da ferramenta mencionada para obtenção do desempenho energético de ORC.

#### **2.6.2.5 Simulação Transiente TRNSYS**

TRNSYS é um acrônimo proveniente do inglês: *transient system simulation tool*. Trata-se de um "programa de simulação transitória", com modelo de simulação quase - estável (TRNSYS, 1996). Possui ambiente completo e expansível para simulação transitória de sistemas. É usado por engenheiros e pesquisadores ao redor do mundo para validar novos conceitos de energia, com ênfase em sistemas de energias alternativas. (TRNSYS - 17, 2007).

Atualmente, a rede científica formada principalmente por engenheiros pesquisadores, tem usado de forma integrada duas ferramentas de modelagem em particular - o modelo de análise solar TRNSYS. Este tópico, descreve de forma básicas as aptidões das ferramentas de modelagem usadas.

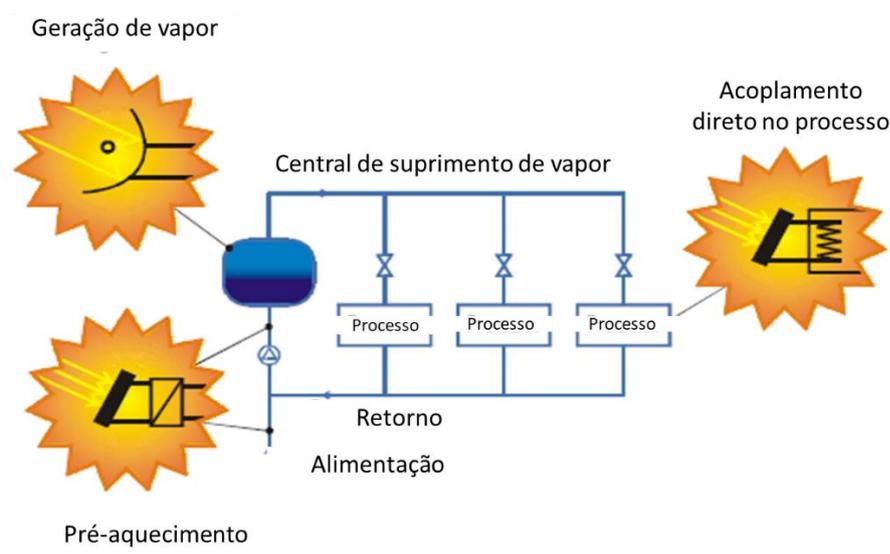
TRNSYS aplicações incluem:

- Sistemas Solares (solar térmica e fotovoltaica)
- Sistemas Eólicas
- Edifícios com eficiência energética
- Cogeração, células de combustível
- Qualquer sistema que requer simulação dinâmica.

Avaliações para implementação de sistemas solares térmicos em indústrias e agroindústrias são estudos complexos, já que as indústrias variam significativamente dentro de um setor. Sistemas solares de aquecimento de fluidos podem ser utilizados para fornecer energia a estes processos. Dependendo da faixa de temperatura necessária, podem ser consideradas diferentes configurações tecnológicas e diferentes conceitos de sistemas solares para sua integração em sistema atividades industriais (ECDGET, 2001).

O acoplamento do sistema CSP com o sistema convencional de fornecimento de calor pode ser feito em vários pontos do sistema: acoplamento direto a um processo específico, pré-aquecimento da água e geração de vapor no sistema central (ECDGET, 2001).

**Figura 6 - Possibilidades de acoplamento do sistema solar com o fornecimento de calor convencional.**



Fonte: ECDGET (2001)

A análise da operação transiente de sistemas de energia solar envolve uma interdependência complexa entre os componentes do sistema e uma grande quantidade de cálculos repetitivos. Sendo assim, simulações transientes são necessárias quando se deseja levar em conta adequadamente o efeito oriundo de variações na oferta ou na demanda de energia e a necessidade da simulação transiente surge fundamentalmente pela variação da radiação solar ao longo do tempo.

## **2.7 MÉTODOS DA SIMULAÇÃO E PREMISSAS**

Este tópico apresenta a metodologia e os critérios adotados para a definição dos componentes técnicos e a configuração dos sistemas do projeto proposto, com base em parâmetros energéticos, desempenho e consumo de energia das atividades agroindustriais investigadas.

A pesquisa se baseou na criação de um modelo de sistema CSP, para geração de eletricidade e calor, acoplados a distintas atividades agroindustriais da cadeia produtiva brasileira, que passaram pelas seguintes etapas:

- Identificação das atividades agroindustriais a qual a tecnologia CSP melhor se adequa;
- Premissas, caracterização técnica e valores utilizados em cada submodulos;
- Dinâmica de operação, elaborada seguindo a demanda energética sazonal de cada consumidor e em função da disponibilidade do recurso solar;
- Previsão de desempenho, em termos de produção mensal / anual de produção de eletricidade e calor;
- Eficiência da conversão de energia.

O conceito do modelo da planta CSP foi formado por meio de um conjunto de submodelos, para cada subsistema individual na planta - o campo do heliostatos, o receptor da torre e o bloco de potência com alimentação híbrida. Esses modelos de componentes individuais, combinados no mesmo sistema, permitiram a previsibilidade do comportamento da planta como um todo, em resposta ao recurso solar transiente.

As análises foram realizadas com o uso da ferramenta computacional TRNSYS ([www.trnsys.com](http://www.trnsys.com)), por meio de simulações, dos sistemas CSP em resposta à irradiação solar variável no tempo e à dinâmica de operação do consumidor agroindustrial. Por fim, foram identificados os principais parâmetros e premissas dimensionais do sistema, bem como os indicadores de desempenho.

Contudo, a fim de diagnosticar os processos agroindustriais que mais se adequam, do ponto de vista energético, a serem alimentados por energia oriunda de ORC, foi realizado o levantamento das principais atividades agroindustriais em função das características dos processos, de parâmetros técnicos e não técnicos, por exemplo, da forma de energia consumida, da demanda, qualidade, quantidade e frequência, como também do volume de produção/exportação anual. Os parâmetros de maior importância considerados foram a demanda de calor; temperaturas de processos; tempo e volume de produção e as variações sazonais de cada matéria prima analisada durante o ano.

### **2.7.1 Simulação transiente TRNSYS**

Este estudo descreve o processo de aquisição de dados e gera um arquivo TRNSYS com entradas explícitas. Os resultados foram obtidos de simulações modeladas por meio da ferramenta TRNSYS. O modelo criado prediz uma saída de energia anual proporcional aos valores de entrada, do recurso solar e ao rendimento de cada componente (NREL, 2013).

A eficiência óptica do campo solar de heliostatos foi obtida por meio da utilização da ferramenta Tonatiuh. A ferramenta foi utilizada na simulação óptica do sistema de concentração solar. O método da simulação numérica foi Monte Carlo. A distribuição espacial dos heliostatos no campo solar no campo foi otimizada, em razão do movimento solar (ângulo azimute e ângulo zenital), da geometria do campo (proximidade máxima e mínima da torre), altura da torre e configuração do receptor. A matriz de eficiência óptica obtida foi usada com entrada no submódulo campo solar.

## 2.7.2 Escolha da localidade

O local escolhido para obtenção dos valores do recurso solar foi Pirassununga, latitude 21°59'46" S, longitude 47°25'33" O e altitude de 627 metros. Os dados meteorológicos foram obtidos na Estação Climatológica e processados no Laboratório de Eficiência Energética e Simulação de Processos – LEESP, situado na FZEA - USP.

Os dados de radiação solar foram coletados por meio de um pireliômetro, integrados a cada hora, ordenados em tabela, de forma compatível para que a ferramenta computacional utilizada, entendesse a entrada. Com isso, caracterizo-se um ano típico meteorológico, com dados solarimétricos de 2015.

## 2.7.3 Aplicações agroindustriais

Foram identificadas aplicações agroindustriais com potencial de serem beneficiadas com o acoplamento de tecnologias CSP, por meio de parâmetros energéticos operacionais, análise do consumo energético, volume de produção sazonal e valor de mercado da matéria prima processada. A Tabela 7, apresenta os valores de consumo energético e produção das atividades agroindustriais analisadas.

**Tabela 7 – Perfil de consumo das atividades analisadas**

	Capacidade de processamento	Consumo		
		Unitário	Diário	Mensal
<b>Matadouro/Abatedouro</b>	500 cabeças/dias	300 kWh/cabeça	150 MWh	4.5 MWh
<b>Laticínio</b>	10.000 l/dia	0,05 kWh/litro	500 kWh	1.9 MWh
<b>Usina Sucroalcooleira</b>	1.700 ton/safra	358 kWh/ton	1.074 MWh	32.2 MWh

**Fonte:** elaborado pelo autor

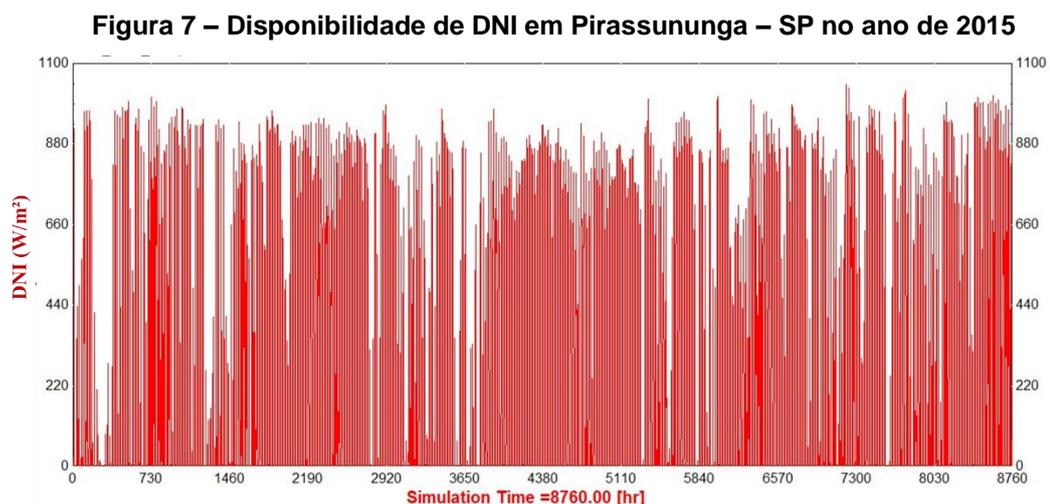
O consumo energético das atividades agroindustriais foram obtidos de unidades típicas em escala de produção comercial. A demanda energética foi discriminada em função da unidade da matéria prima processada (cabeça de gado/ litro de leite/

tonelada de cana). A quantidade de energia requerida foi distribuída durante o ano em valores mensais e diários.

## 2.8 RESULTADOS E DISCUSSÃO

### 2.8.1 Descrição do Modelo

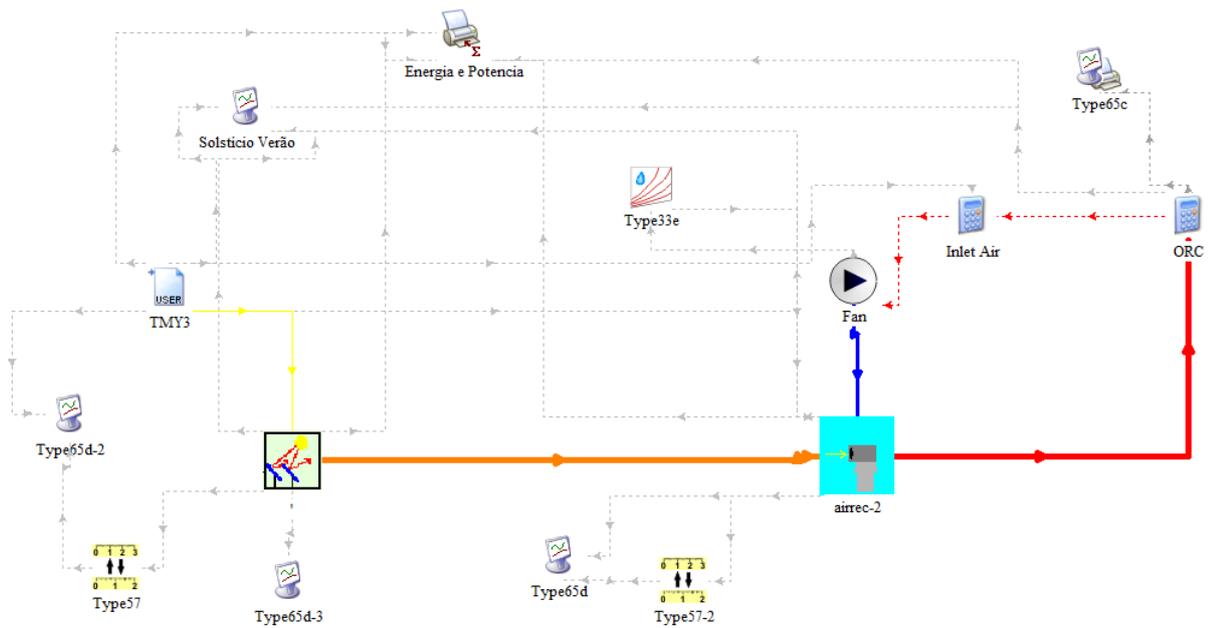
As simulações da planta CSP foram realizadas ao longo de um período de um ano. O sistema modelado opera em função da radiação solar direta disponível. A Figura 7 apresenta os valores de radiação direta em Pirassununga no ano de 2015. Nas melhores épocas do ano em que a radiação é mais frequente e intensa, foi-se registrado valores acima de 1000 W/m<sup>2</sup>, sendo que durante o ano, o valor integral obtido foi 1.957,73 kW/m<sup>2</sup>/ano.



**Fonte:** Elaborado pelo autor

O modelo de planta baseia-se no conceito de planta piloto de torre central, com capacidade instalada de 70 kW<sub>el</sub> para cogeração na agroindústria brasileira, proposto anteriormente por Maag et al. (2014). Nessa etapa da pesquisa, foi modelado no TRNSYS, um sistema de geração amplamente utilizado na indústria CSP. O modelo inicial na (Figura 8) consistiu de módulos dimensionados a atender as exigências termodinâmicas do ciclo.

**Figura 8 – Fluxograma esquemático da planta (TRNSYS)**



Fonte: Elaborado pelo autor

## 2.8.2 Campo Solar

O campo solar adotado foi dimensionado a fim de fornecer energia térmica para um bloco de potência com capacidade nominal  $70 \text{ kW}_e$ . O campo solar modelado foi constituído por 140 heliostatos, com área de  $9 \text{ m}^2$  cada. A Tabela 8 apresenta as definições do campo solar admitidas como entrada nos parâmetros.

**Tabela 8 – Definições do campo solar**

Campo Solar	
Área de reflexão	1.260 m <sup>2</sup>
Modelo Heliostato	HelioCa
úmero de heliostatos	140
Área heliostato	(3x3) 9 m <sup>2</sup>
Descrição do heliostato	Metal – Vidro e Espelho
Refletividade	95%
Energia de inicialização	0.025 kW <sub>e</sub> -hr
Energia de rastreamento	0.055 kW <sub>e</sub>
Veloc. Max. vento	15 m/s
Erro padrão	0.65 mrad
Erro cônico	4.32 mrad

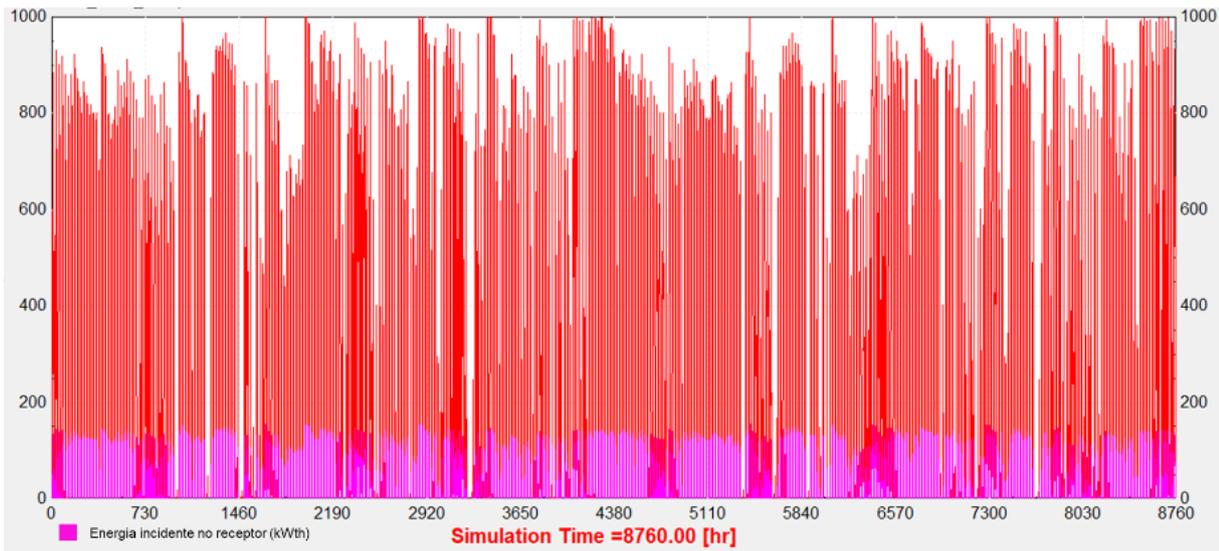
**Fonte:** Elaborado pelo autor

Como parâmetro de construção dos valores de entrada do campo solar, a matriz de eficiência ótica do campo foi obtida em função da trajetória solar (data e hora), ângulo azimutal e zenital, bem como do número de heliostatos. A matriz de eficiência foi construída por uma simulação numérica óptica, por meio da utilização da ferramenta Tonatiuh. Os valores de eficiência ótica obtidos alcançaram a ordem de 45%. O desempenho de cada variável se forma em função de parâmetros: (i) efeito cosseno, (ii) sombreamento e bloqueio; (iii) derramamento; (iv) atenuação, poeira e refletividade dos espelhos.

Além do número de unidades, a potência requerida para o rastreamento solar realizado por cada unidade e a energia de arranque demandada pôde ser inserida, permitindo o cálculo da energia parasitária total do CS, bem como outros parâmetros operacionais (Tabela 8).

A Figura 9 apresenta os valores de radiação solar direta (em vermelho) disponível e os valores de energia térmica de saída do campo solar disponibilizada no receptor central (em magenta).

**Figura 9 – Energia térmica disponível ao receptor**



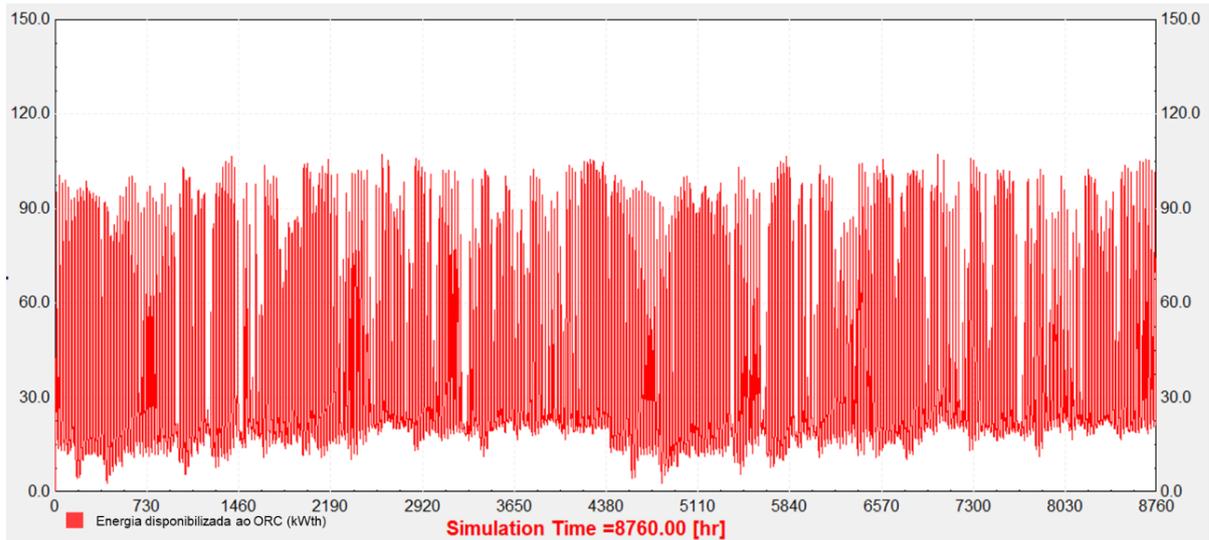
**Fonte:** Elaborado pelo autor

Num dia típico de céu aberto, a energia térmica disponibilizada ao receptor foi na ordem de  $140 \text{ kW}_t$ .

### 2.8.3 Receptor

O modelo do receptor dimensionado foi plano, fluido térmico ar natural, aberto, equipado com um ventilador, que força a passagem do ar com fluxo constante de  $1,22 \text{ kg/s}$ . A queda de pressão no receptor considerada foi de  $60 \text{ mbar}$ . A temperatura máxima de dimensionamento foi  $500^\circ \text{ C}$  e a mínima de operação  $210^\circ \text{ C}$ . Cerca de  $38\%$  da energia incidente era de fato disponibilizada ao bloco de potência. A Figura 10 apresenta os níveis de temperaturas de saída do receptor central, disponibilizada ao bloco de potência.

**Figura 10 – Energia térmica de saída do receptor**

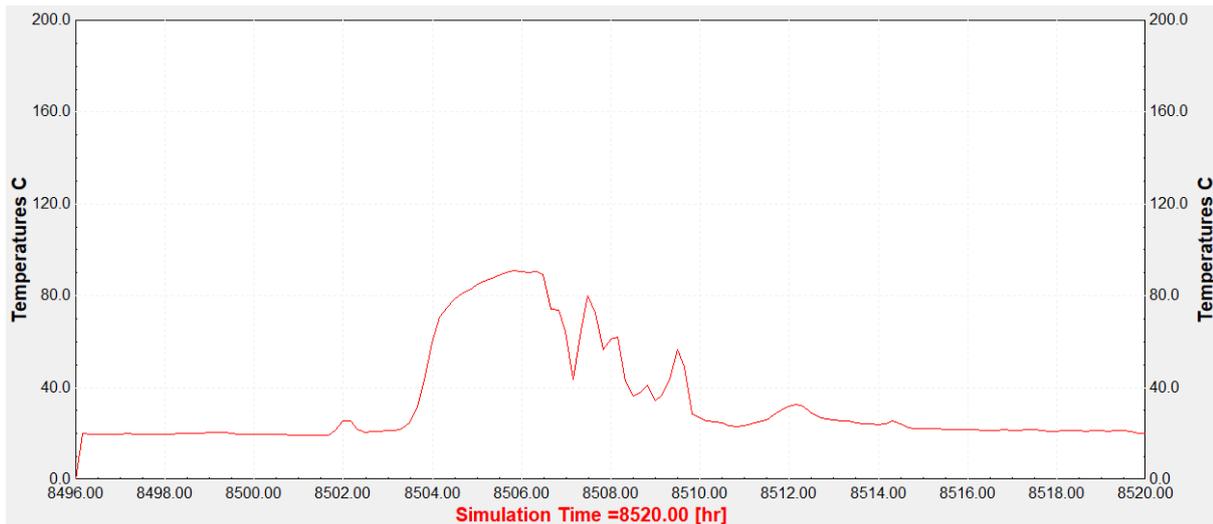


**Fonte:** Elaborado pelo autor

O ar quente de saída do receptor alimentou com energia térmica a turbina, onde ocorre a conversão em eletricidade. Em virtude de a alimentação do sistema ser somente por fonte solar e o campo de heliostatos ter tamanho modesto, a energia térmica disponível ao bloco de potência, num dia típico de verão atingiu o valor máximo de 91,06 °C (Figura 11). Segundo Gamil et al. (2013), que avaliaram o desempenho de um sistema CSP com torre central de pequena escala na Malásia, os resultados apontaram a necessidade de aumentar a área do campo solar, a fim de disponibilizar mais energia térmica ao bloco de potência.

A partir da simulação com o TRNSYS, o campo de heliostatos fornece 7.5 kW como valor máximo no dia 361 (27 de dezembro) no meio-dia solar. Essa quantidade de energia pode ser maior com o aumento da área refletiva total do campo de Heliostato.

**Figura 11 – Curva do alcance da temperatura disponível no receptor central**



**Fonte:** Elaborado pelo autor

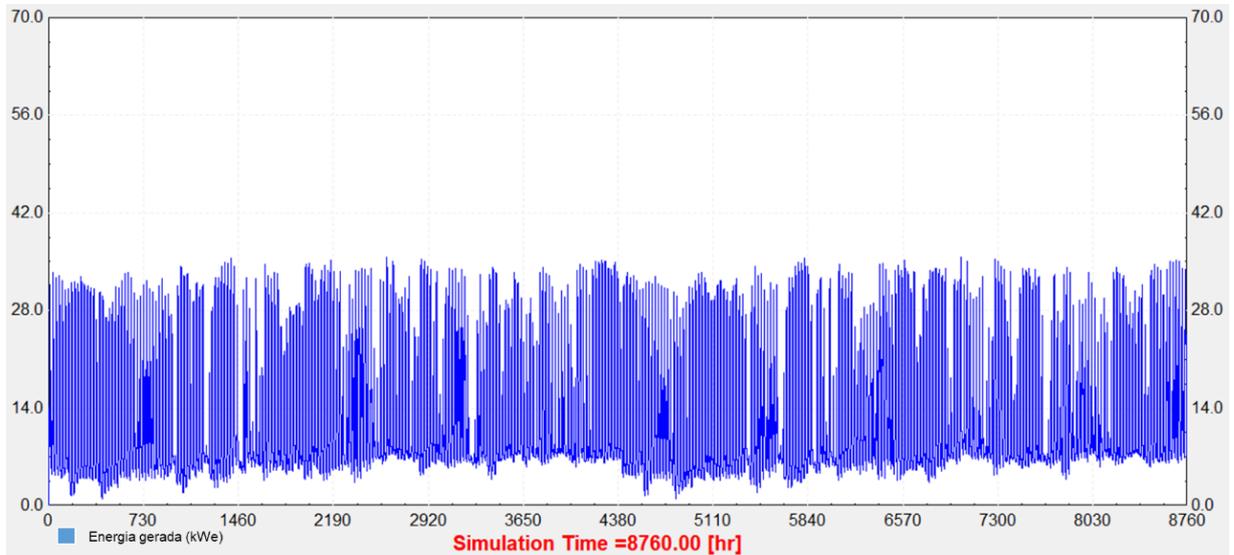
O baixo gradiente térmico disponibilizado ao receptor, evidencia que o campo solar de 1260 m<sup>2</sup> não disponibiliza energia térmica suficiente para que o receptor opere nas condições nominais de fábrica.

#### 2.8.4 Bloco de Potência

Os parâmetros usados como referência para a modelagem do ciclo foram disponibilizados pelo fornecedor do bloco de potência, com especificações do ciclo de Rankine com fluidos orgânicos. A eficiência média de conversão do calor proveniente do sol em eletricidade do ciclo foi 18%. Segundo Giovanelli, 2015, os ORCs apresentam baixa eficiência devido a razões termodinâmicas intrínsecas (pequena diferença entre as fontes térmicas a quente e a frio). A central elétrica Saguaro, no Arizona, com capacidade instalada de 1MWe, apresentou valores de eficiência solar para eletricidade de 12,1% (ponto de design) (GIOVANELLI, 2015). Segundo Ferrara et al. (2014), que comparou plantas pequenas com ORC, operando com diferentes fluidos térmicos, relatou baixa eficiência do ciclo, devido a baixas temperaturas, mesmo com regeneração. No entanto, com regeneração, superaquecimento e aquecimento, foram obtidos resultados interessantes com eficiência de ciclo na ordem de 20%.

Durante o dia, a potência da turbina foi de aproximadamente 30 kW<sub>e</sub> (Figura 12), sendo que o valor de geração anual integrado foi na ordem de 108.618 kWh/ano.

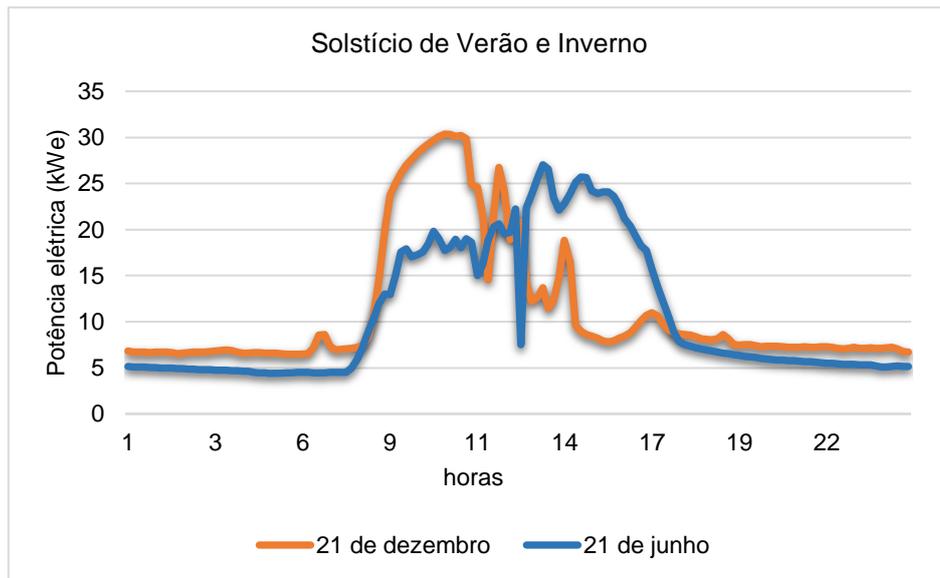
**Figura 12 – Energia gerada pelo bloco de potência**



**Fonte:** Elaborado pelo autor

A fim de esclarecer o comportamento da planta durante as condições extremas que ocorrem ao longo de um ano, os resultados foram demonstrados em dois representativos dias: solstício de verão e inverno (Figura 13).

**Figura 13 – Energia gerada nos dias 21 de junho e dezembro (solstícios)**

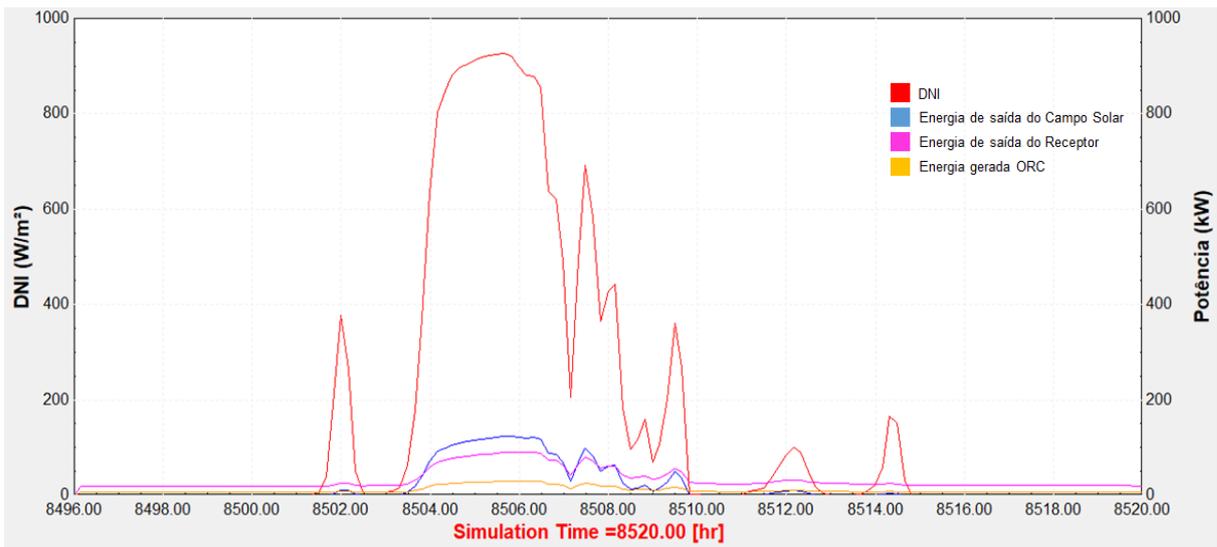


**Fonte:** Elaborado pelo autor

A Figura 13 apresenta os valores de geração elétrica que, no dia mais longo do ano, atingiu o valor máximo de 30,36 kWe, próximo as 12 horas. No entanto, no decorrer do dia, a oscilação da geração ocorreu devido a predominância de nuvens e possivelmente chuva, típico nessa época do ano em Pirassununga.

Na Figura 14, pode-se notar a fração da energia de fato convertida em eletricidade, diante da disponibilidade do recurso solar. Além de apresentar ausência de radiação no final do dia, possivelmente por eventuais nuvens.

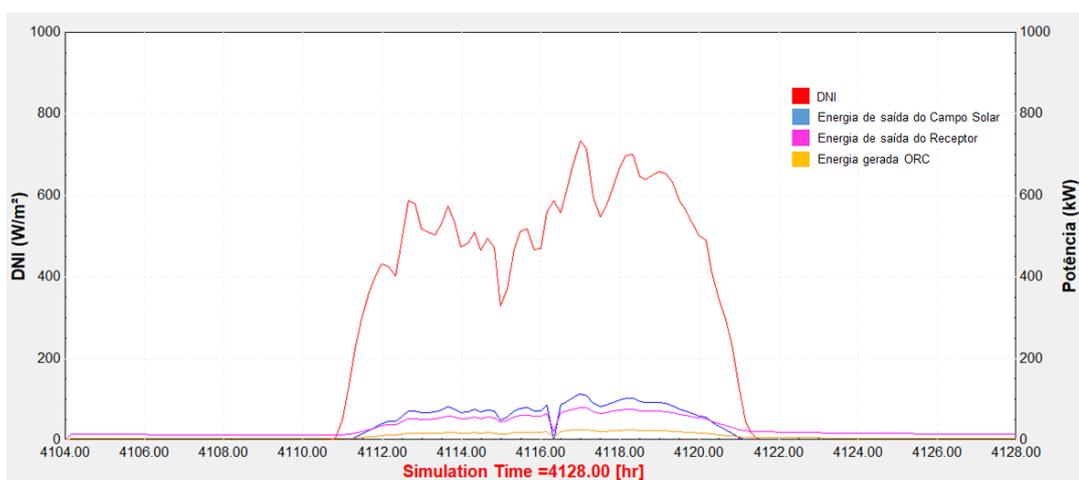
**Figura – 14 Energia disponível nos componentes do ciclo (solstício de verão)**



**Fonte:** Elaborado pelo autor

Já no solstício de inverno (Figura 15), a geração elétrica alcançou um valor máximo de 26,85 kW<sub>e</sub>. Porém, o perfil da geração foi uniforme, em relação ao dia de verão em comparação. Dias típicos de inverno, na região de Pirassununga são mais propícios a geração de eletricidade por fonte solar concentrada, principalmente em função da predominância de dias típicos de céu aberto.

**Figura – 15 Energia disponível nos componentes do ciclo (solstício de inverno)**



**Fonte:** Elaborado pelo autor

Por fim, os perfis de consumo de cada atividade agroindustrial descrita na tabela 7 foram associados aos valores de geração do sistema. No entanto, os valores de

consumo estão acima da capacidade de geração do bloco de potência dimensionado. Principalmente para os casos: Usina sucroalcooleira e Frigorífico/Abatedouro, que possuem consumo mensal de 500 e 150 MWh respectivamente. Para Mekhilef; Saidur; Safari (2011), a aplicação de calor direto a processos como os analisados, aumenta a eficiência energética.

Ao aplicar os valores de geração obtidos no perfil do consumo do Laticínio, os resultados apontaram que em um dia de geração, considerável bom no sentido de céu aberto, com 10 horas de irradiação, a planta supriria 60% da demanda energética.

## 2.9 CONCLUSÕES

O sistema dimensionado apresentou valores de geração e eficiência que já eram esperados, demonstrando que a disponibilidade de radiação solar direta em Pirassununga é satisfatória para sistemas de geração CSP

A relativa baixa quantidade de energia gerada se deve ao número reduzido de heliostatos no campo solar. Portanto, há necessidade do redimensionamento dos sistemas, com um novo valor de múltiplo solar e a readequação do dimensionamento do sistema.

A energia solar térmica disponibilizada pelo receptor não foi suficiente para atingir a potência nominal requerida pela turbina.

O sistema atual pode ser analisado como uma alternativa de eficiência energética com aplicação da resolução ANEEL 482/2012 assumindo o aproveitamento do calor residual como calor de processo o que tornará mais provável a viabilidade econômica do sistema.

Para a melhoria do modelo, algumas etapas subsequentes deverão ser alcançadas:

- Um combustor auxiliar deverá ser adicionado ao modelo, de modo a garantir a geração mesmo em momentos em que não há a disponibilidade de radiação.

- O perfil de consumo dos casos agroindustriais analisados deverão ser reestabelecidos em função da potência da turbina
- O calor de condensação obtido do ciclo deverá ser reaplicado no caso agroindustrial analisado, afim de se obter melhores valores de eficiência energética.
- Um sistema de armazenamento térmico pode ser uma alternativa viável a ser incorporada no modelo.
- Escalonar a capacidade de geração da turbina a 100 MW.

## REFERÊNCIAS

AMSBECK, L.; DENK, T.; EBERT, M.; GERTIG, C.; HELLER, P.; HERRMANN, P.; JEDAMSKI, J.; JOHN J.; PITZ-PAAL, R.; PROSINEČKI, T.; REHN, J.; REINALTER, W.; UHLIG, R. Test of a solar-hybrid microturbine system and evaluation of storage deployment, In: **Proceedings of Solar PACES 2010 Conference**, 21-24 September 2010, Perpignan, France.

ARBES, F.; WÖHRBACH, M.; GEBREITER, D.; WEINREBE, G. Towards high efficiency heliostat fields. 1850. **American Institute of Physics**. 2017

BARIGOZZI, G.; BONETTI, G.; PERDICHIZZI, F.A.; RAVELLI, S. Thermal performance prediction of a solar hybrid gas turbine. **Solar Energy** 86:2116-2127. 2012.

BUCK, R. Heliostat Field Layout Improvement by Nonrestricted Refinement. **Journal of Solar Energy Engineering**, 136(2), p.021014. 2013.

CALISE, Francesco et al. Design and Dynamic Simulation of a Combined System Integration Concentrating Photovoltaic/Thermal Solar Collectors and Organic Rankine Cycle. **American Journal of Engineering and Applied Sciences**, [s.l.], v. 8, n. 1, p.100-118, 1 jan. 2015. Science Publications. <http://dx.doi.org/10.3844/ajeassp.2015.100.118>.

FERRARA, F., GIMELLI, A.; LUONGO, A.. Small-scale Concentrated Solar Power (CSP) Plant: ORCs Comparison for Different Organic Fluids. **Energy Procedia**, 45, pp.217-226. 2014

GAMIL, A., GILANI, S. AND AL-KAYIEM, H. Simulation and Evaluation of Small Scale Solar Power Tower Performance under Malaysia Weather Conditions. **IOP Conference Series: Earth and Environmental Science**, 16, p.012031. 2013.

GIOVANNELLI, A. State of the Art on Small-Scale Concentrated Solar Power Plants. **Energy Procedia**, 82, pp.607-614. 2015.

GOYAL R.K, TIWARI G.N. Performance of a reverse flat plate absorber cabinet dryer a new concept. **Energy Conversion Management**; 40 (4) : 385–92. 1999.

GUVEN, H., BANNEROT, R. Derivation of universal error parameters for comprehensive optical analysis of parabolic troughs. **J. Sol. Energy Eng.** 108 (4), 275–281. 1986.

HASSINE, I. B. *et al.* **Integration Guideline**. IEA SHC Task 49. SolarPACES Annex IV. February 2015.

HORTA, P. **Process Heat Collectors: State of the Art and available medium temperature collectors**. **IEA Task 49 and SolarPACES Annex IV: Solar Process Heat for Production and Advanced Applications**. Disponível em: <<http://task49.iea->

shc.org/data/sites/1/publications/Task\_49\_Deliverable\_A1.3\_20160504.pdf>. Acesso em: 05 jul. 2017.

HUSSAIN, C., NORTON, B.; DUFFY, A. Technological assessment of different solar-biomass systems for hybrid power generation in Europe. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 68, pp.1115-1129. 2017.

IEA-b – International Energy Agency. **Energy Technology Perspectives 2016**. 2016. Available in: <<http://www.iea.org/newsroomandevents/pressreleases/2016/june/etp2016-cities-are-in-the-frontline-for-cutting-carbon-emissions.html>>. Access in: 16 nov. 2016.

IBGE – **Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística**. Disponível em: <https://sidra.ibge.gov.br/pesquisa/pib-munic/tabelas>. Acesso em: 22 Set. 2016.

KALOGIROU, S. A. Parabolic trough collectors for industrial process heat in Cyprus. **Energy**. Cyprus, p. 813-830. Não é um mês valido! 2002.

KALOGIROU, S. A. The potential of solar industrial process heat applications. **Applied Energy**, Cyprus, n. 76, p.337-361, mar. 2003.

KALOGIROU, S. A. **Solar energy engineering: processes and systems**. 1ª ed. Estados Unidos da América, 2009.

KLEIN, S.A. TRNSYS 17: A Transient System Simulation Program, **Solar Energy Laboratory**, University of Wisconsin, Madison, USA. 2010. Disponível em: <http://http://sel.me.wisc.edu/trnsys/> . Acesso em: 22 ago 2017.

LI, L.; COVENTRY, J.; BADER, R.; PYE, J.; LIPÍŃSKI, W. Optics of solar central receiver systems: a review. **Optics Express**, 24(14), p.A985. 2016.

MAAG, G.; CARRER, C.; LAO V.C.; GONSALES, N. R.; RESENDE, J.F.S.; COUTO E. B. R.; OLIVEIRA C.E.L. Previsão do desempenho anual de duas plantas piloto de torre solar híbrida de 100 kWel para cogeração na agroindústria brasileira. In: **XI Congresso Iberoamericano ISES**, 11., 2014.

MCDONALD, C. F. “A hybrid solar closed-cycle gas turbine combined heat and power plant concept to meet the continuous total energy needs of a small community,” **Journal of Heat Recovery Systems**, vol. 6, no. 5, pp. 399–419, 1986.

MEKHILEF, S.; SAIDUR, R.; SAFARI, A. A review on solar energy use in industries. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**, [s.l.], v. 15, n. 4, p.1777-1790, maio 2011. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2010.12.018>.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY – NREL. **System Advisor Model (SAM)**. 2016. Disponível em: < <https://sam.nrel.gov/>>. Acesso: 27 maio. 2016.

NIXON, J., DEY, P.; DAVIES, P. The feasibility of hybrid solar-biomass power plants in India. **Energy**, 46(1), pp.541-554. 2012.

NOONE, C.; TORRILHON, M.; MITSOS, A. Heliostat field optimization: A new computationally efficient model and biomimetic layout. **Solar Energy**, 86(2), pp.792-803. 2012.

PETERSEIM, J.; TADROS, A.; WHITE, S.; HELLWIG, U.; LANDLER, J.; GALANG, K. Solar Tower-biomass Hybrid Plants – Maximizing Plant Performance. **Energy Procedia**, 49, pp.1197-1206. 2014.

PETERSEIM, J.; WHITE, S.; TADROS, A.; HELLWIG, U. Concentrated solar power hybrid plants, which technologies are best suited for hybridization? **Renewable Energy**, 57, p.520-532. 2013.

RAMIREZ, C.; PATEL, M.; BLOK, K. How much energy to process one pound of meat? A comparison of energy use and specific energy consumption in the meat industry of four European countries. **Energy**. Utrecht, p. 2047-2063. out. 2006.

BUCK, R.; FRIEDMANN, S. Solar-assisted Small Solar Tower Trigeration Systems J. **Solar Energy Eng**. 129:349-354, 2007.

SCHMITZ, M.; SCHWARZBOZL, P.; BUCK, R.; PITZ-PAAL, R. Assessment of the potential improvement due to multiple apertures in central receiver systems with secondary concentrators. **Solar Energy** 80 (1), 111–120. 2006.

SCHNITZER H, CHRISTOPH B, GWEHENBERGER G. Minimizing greenhouse gas emissions through the application of solar thermal energy in industrial processes. Approaching zero emissions. **Journal of Cleaner Production**;15 (September (13–14)):1271–86. 2007.

SORIA, R.; PORTUGAL-PEREIRA, J.; SZKLO, A.; MILANI, R.; SCHAEFFER, R. Hybrid concentrated solar power (CSP) – biomass plants in a semiarid region: A strategy for CSP deployment in Brazil. **Energy Policy**, v. 86, p. 57–72, nov. 2015.

SOUZA, L. E. V.; FERREIRA, L. C. Energias Renováveis e Segurança Hídrica: a energia termosolar como alternativa para a dessalinização da água do mar no Norte da África e Oriente Médio. **Sustentabilidade em Debate**, Brasília, v. 1, n. 7, p.15-28, abr. 2016.

TCHANICHE, B.; LAMBRINOS, G.; FRANGOUDAKIS, A.; PAPADAKIS, G. Low-grade heat conversion into power using organic Rankine cycles – A review of various applications. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 15(8), pp.3963-3979. 2011.

TRNSYS, A Transient System Simulation Program. User's Manual. Madison (USA): **Solar Energy Laboratory**, University of Wisconsin; 1996.

TRNSYS 17, A Transient System Simulation Program. Getting Started (manual). Madison (USA): **Solar Energy Laboratory**, University of Wisconsin. v. 1, 2009.

WEINREBE, G., VON REEKEN, F., WÖHRBACH, M., PLAZ, T., GÖCKE, V. AND BALZ, M. Towards Holistic Power Tower System Optimization. **Energy Procedia**, 49, pp.1573-1581. 2014.

ZHU, G. Development of an analytical optical method for linear Fresnel collectors. **Solar Energy**, 94, pp.240-252. 2013.

### **CAPÍTULO 3: Análise paramétrica para determinação do custo mínimo por unidade de área de um Heliostato.**

#### **RESUMO**

A tecnologia CSP passa por um momento de inserção na matriz elétrica nacional, no entanto, a indústria nacional não está completamente integrada no processo de fabricação dos principais componentes não permitindo uma completa avaliação da oportunidade de nacionalização da tecnologia como um todo. Esse trabalho visou apresentar as definições técnicas de um heliostato que seja aplicável do ponto de vista industrial brasileiro, com o custo mínimo por unidade de área e o preço da energia gerada por uma planta CSP com torre central. O método paramétrico descrito foi usado para determinar a influência do tamanho do heliostato ideal, associado ao custo mínimo por unidade de área. A metodologia estabelecida se refere a uma análise simplificada que foi usada para ilustrar os princípios paramétricos que resultaram em um custo mínimo por unidade de área dos primeiros heliostatos fabricados, construídos e montados no Brasil. Numa segunda etapa, foi estabelecido o custo nivelado da energia gerada ou LCoE (*Levelized Cost of Electricity*), por meio de uma simulação no software SAM. Os resultados obtidos demonstram a importância dos diferentes materiais na construção dos custos nos heliostatos analisados. Os valores expressam uma grande diferença no peso dos protótipos. Em todos os heliostatos analisados, a categoria C<sub>2</sub>, detém a maior parcela dos custos. Os resultados mostram que o custo mínimo por unidade de área do Helioca de R\$ 1.828,7 foi 1,4% menor que o custo real por unidade de área. O aumento dos custos pertencentes a C<sub>1</sub>, ocasiona um substancial aumento do custo total. O valor do custo por unidade de área obtido foi mais que 5 vezes maior que o recomendado pela literatura para ser competitivo no mercado de energia. Nesse âmbito, o custo de 526 R\$/m<sup>2</sup> do HeliCa, foi usado como parâmetro financeiro do custo direto do campo solar, para obtenção do LCoE. Para uma usina CSP com capacidade instalada de geração de 30 MWe, foi obtido o LCoE de R\$/MWh 119,95. As diferentes concepções de heliostatos analisados constituídos de materiais que diferenciaram em: propriedades físicas e origem, refletiram na composição dos custos. O heliostato HeliCa apresentou o menor custo por unidade de área dentre os fabricados no Brasil. O índice de nacionalização dos componentes alcançou 75%. A fração dos custos de montagem/instalação e transporte não excedeu a 5%. A inclusão dos custos de montagem/instalação e transporte na equação da análise paramétrica tornaram o valor do custo por unidade de área mais representativo.

**Palavras – chave:** Energia Solar Concentrada. Heliostato. Custo por unidade de área. Custo nivelado da Energia.

## ABSTRACT

The CSP technology goes through a moment of insertion in the national electrical matrix, however, the national industry is not completely integrated in the process of manufacturing the main components, not allowing a complete evaluation of the opportunity to nationalize the technology as a whole. This work aimed to present the technical definitions of a heliostat that is applicable from the Brazilian industrial point of view, with the minimum cost per unit area and the levelized cost of energy generated by a CSP plant with a central tower. The parametric method described was used to determine the influence of the ideal heliostat size, associated with the minimum cost per unit area. The established methodology refers to a simplified analysis that was used to illustrate parametric principles that resulted in a minimum cost per unit area of the first heliostats manufactured, built and assembled in Brazil. In a second step, the Levelized Cost of Electricity (LCoE) was established through a simulation in the SAM software. The results obtained demonstrate the importance of the different materials in the construction of costs in the analyzed heliostats. The values express a big difference in the weight of the prototypes. In all heliostats analyzed, category C<sub>2</sub> holds the largest share of costs. The results show that the minimum cost per unit area of Helioca of R \$ 1,828.7 was 1.4% lower than the real cost per unit area. The increase in costs pertaining to C<sub>1</sub> leads to a substantial increase in total cost. The value of the cost per unit area obtained was 5 times higher than the one recommended by the literature to be competitive in the energy market. In this context, the cost of 526 R\$/m<sup>2</sup> of HeliCa was used as financial parameter of the direct cost of the solar field, to obtain LCoE. For a CSP plant with an installed capacity of 30 MWe, the LCoE was obtained of R\$/MWh 119.95. The different conceptions of heliostats analyzed consisted of materials that differentiated in: physical properties and origin, reflected in the composition of costs. HeliCa heliostat presented the lowest cost per unit area among those manufactured in Brazil. The component nationalization index reached 75%. The fraction of assembly / installation and transport costs did not exceed 5%. The inclusion of assembly / installation and transport costs in the parametric analysis equation made the value of the cost per unit area more representative.

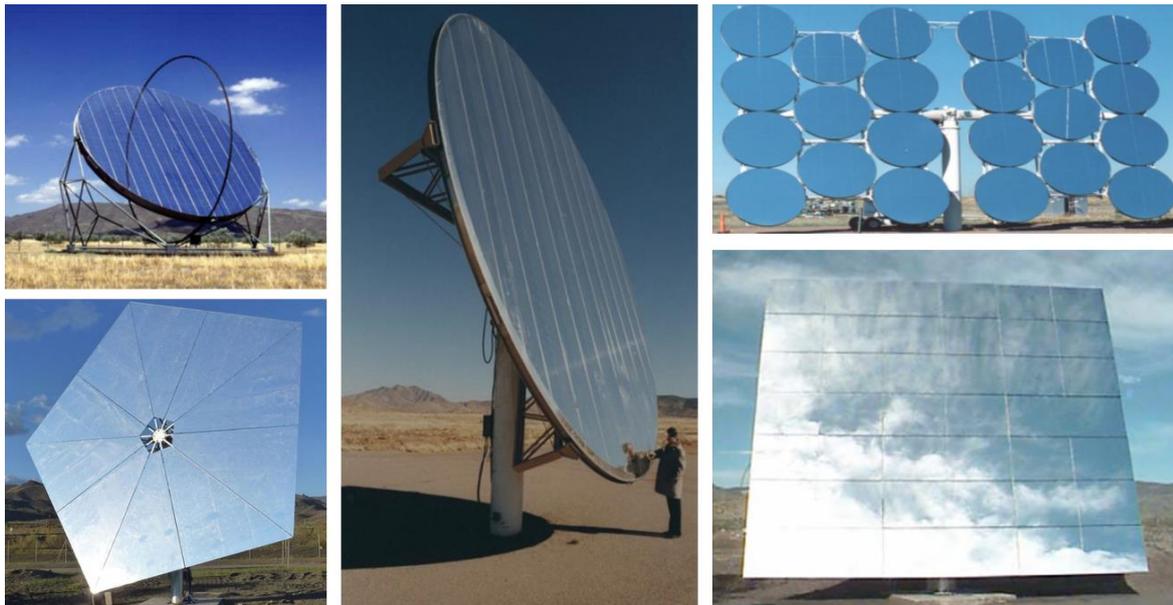
**Keywords:** Concentrated Solar Power. Heliostat. Cost per unit area. Levelized Cost of Energy.

### 3.1 INTRODUÇÃO

A necessidade de obtenção de novas fontes de energia, limpa e renovável, é razão de investigação da rede científica brasileira, que têm concentrado esforços na concepção e no desenvolvimento (economicamente viável) de tecnologias fundamentadas no uso da fonte solar. Nesse sentido, é apresentada como uma possível solução energética a tecnologia solar concentrada, conhecida internacionalmente pela sigla CSP (do inglês “*Concentrated Solar Power*”), que diz respeito a geração de energia térmica a partir da concentração da radiação solar direta.

A energia solar concentrada (CSP) dispõe de um grande campo de espelhos (heliostatos) que continuamente ajustam sua posição para que o feixe de luz solar incidente seja refletido para um receptor montado em uma torre central (KUSEK, 2012). A Figura 1 ilustra diferentes configurações geométricas de heliostatos.

**Figura 1 – Aplicação de diferentes geometrias de heliostatos**



**Fonte:** Adaptado de Von Reeken et al. (2015); Kolb et al. (2007)

Sistemas de geração por fonte solar concentrada, concentram a radiação através de uma superfície geométrica refletora que por intermédio de espelhos refletem a

radiação solar em um receptor. A energia térmica absorvida é transportada por meio de um fluido térmico até a turbina acoplada a um gerador.

A tecnologia CSP passa por um momento de inserção na matriz elétrica nacional, por meio de incentivos governamentais e projetos de P&D. No entanto, a indústria nacional não está completamente integrada no processo de fabricação dos principais componentes não permitindo uma completa avaliação da oportunidade de nacionalização da tecnologia como um todo.

O Brasil está predominantemente localizado numa zona intertropical com valores exploráveis de radiação solar. Fato este que, torna possível a aplicação de tecnologias capazes de transformar a energia solar em energia térmica e elétrica. Embora a disponibilidade de radiação solar seja aproveitável, o interesse pelo uso das tecnologias CSP na geração de energia elétrica é recente (BEZERRA et al., 2016). Tal interesse tem sido motivado por diferentes razões, dentre as quais estão as políticas nacionais e internacionais de incentivo ao uso de fontes renováveis.

Paralelo a essa situação, nos últimos anos o país percorre uma crise energética, que obriga o governo a seguir em decisões que possibilite a geração por fontes alternativas.

Nesse âmbito, a tecnologia CSP apresenta uma oportunidade de negócio a curto e médio prazo, para investidores como uma nova opção de mercado. Ainda mais que uma opção de geração limpa de energia, contribuirá para a diversificação, confiabilidade e o amadurecimento da matriz nacional.

Em sistemas CSP com receptores centrais, o campo solar com heliostatos representa o maior custo no investimento de uma planta solar com torre central (KOLB et al., 2007; KUSEK, 2012), portanto a investigação de diferentes estratégias para construção, operação e manutenção de heliostatos permite a redução de custo (REEKEN et al., 2016).

O descritivo técnico a ser apresentado neste trabalho visa oferecer respaldo científico de auxílio a implementação da tecnologia CSP no caso brasileiro. O desenvolvimento de alternativas que favorecem a indústria nacional, impulsiona a fabricação de componentes da tecnologia CSP. Segundo Mccrone et al., (2011), existe uma tendência a redução dos custos à medida que a tecnologia alcança

maturidade industrial, sobretudo, com a produção massiva de componentes específicos da indústria CSP (SORIA, 2011).

Os permanentes avanços em materiais para superfície de reflexão (durabilidade, alta reflexividade solar, maior resistência mecânica e baixo coeficiente de sujidade), desenvolvimentos na estrutura de suporte (menor massa, alta rigidez, rastreamento mais preciso e fácil montagem) e a possibilidade de produção em escala industrial, reduz o custo do projeto e da energia gerada (ROMERO, 2002; NEIJ, 2008). A perspectiva de redução de custos não está associada a questões técnicas, mas sim ao mercado. A dificuldade técnica e industrial para a fabricação de espelhos côncavos é mínima (ARVIZU et al. 2011).

Assim, a otimização do campo de heliostatos e redução de custos é de suma importância para fazer sistemas CSP com torre central economicamente viáveis (REEKEN et al., 2016).

De tal modo, a análise paramétrica pode ser um fator de rastreamento útil para entender a distribuição econômica dos custos nas tecnologias adotadas para heliostatos, de forma detalhada, como parâmetro para avaliar o impacto de melhorias tecnológicas em determinados componentes e categorias.

Portanto, a metodologia emprega duas etapas distintas para as tecnologias de heliostatos, a seguir:

- Distribuição categórica dos custos
- Obtenção do custo nivelado de energia gerada (LCoE).

Esta metodologia se expande a partir de pesquisas anteriores (KUSEK, 2012; BLACKMON, 2013; LOVEGROVE STEIN, 2012), através do uso de uma nova categoria que tornará os valores obtidos ainda mais representativos. Este tipo de estimativa pode ser útil para aplicações iniciais de rastreio e para avaliar o impacto dos custos de novas tecnologias de heliostatos, no preço da energia gerada. Dois principais fatores de redução de custos foram considerados na pesquisa: escalonamento e inovações tecnológicas (EASAC, 2011).

### 3.2 OBJETIVOS

Desenvolver uma metodologia de análise comparativa de custo para heliostatos fabricados e construídos no Brasil baseado nos custos da indústria nacional e na disponibilidade dos componentes. Esse trabalho visou apresentar as definições técnicas de um heliostato que seja aplicável do ponto de vista industrial brasileiro, com o custo mínimo por unidade de área e o preço da energia gerada por uma planta CSP com torre central.

### 3.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

A fim de se alcançar o objetivo geral, algumas etapas foram realizadas, de modo a cumprir uma ordem lógica, previamente definida:

- a) Adaptar a metodologia de Blackmon, (2013) por meio da adição de duas categorias a mais, para estimativa de custo de instalação, montagem e transporte do heliostato ainda mais representativo. Dessa forma, apresentar um modelo de análise que retenha todos os custos contidos no heliostato, que possam ser usados para simular cenários realistas para qualquer local em particular.
- b) Apresentar possibilidades de materiais disponíveis na indústria, que atendam às exigências óticas e estruturais e que não ultrapasse o custo máximo estipulado a ser gasto por m<sup>2</sup>.
- c) Definir quais os componentes do heliostato podem ser fabricados no Brasil e, com isso, a fração do heliostato que pode ser de origem nacional.
- d) Comparar diferentes geometrias de superfícies óticas em função do custo de fabricação, instalação e operação.
- e) Apresentar o custo mínimo por unidade de área.
- f) Obter o custo nivelado da eletricidade (LCoE) no cenário brasileiro.

### 3.4 REVISÃO DE LITERATURA

Existem vários caminhos que podem ser utilizados para estabilizar o aquecimento global e todos eles levam a mudanças profundas no sistema de energia. Fontes de energia renovável, eletrificação e medidas de eficiência energética têm surgido em todos os setores (HYDROGEN COUNCIL, 2017). A implantação futura de novas tecnologias dependerá de como seu preço, disponibilidade e confiabilidade se estabelecem ao longo do tempo em resposta à aprendizagem tecnológica (IPCC, 2014). Há inúmeras incertezas quanto a rapidez com que a aprendizagem ocorrerá, quais as políticas que poderão acelerar o aprendizado e quais serão os efeitos da aprendizagem sobre a implantação das novas tecnologias (PAPATHOMA-KÖHLE et al., 2016).

A implementação tecnológica também depende do grau de aceitação do público, que por sua vez é tipicamente sensível às percepções de riscos à saúde e à segurança (IPCC, 2014). Isso torna um ambiente favorável ao estabelecimento da tecnologia solar e conseqüente redução dos custos da geração.

Desde a década de 90, as fontes de energia renováveis têm crescido mundialmente a uma taxa anual média de 2,2%, o que é ligeiramente superior à taxa de crescimento das fontes de energias primárias mundiais (TPES), 1,9%. Desse modo, o crescimento tem sido especialmente elevado para a energia solar e eólica (IEA, 2016). As energias renováveis são o segundo maior contribuinte para a produção global de eletricidade, elas representaram 22,3% da geração mundial em 2014, depois do carvão (40,7%) e à frente do gás GLP (21,6%), nuclear (10,6%) e petróleo (4,3%) (IEA,2016).

A competitividade dos custos das tecnologias de geração de energia renovável atingiu níveis históricos, porém os custos instalados para energia solar concentrada (CSP) ainda continuam a cair, enquanto o seu desempenho melhora com a evolução da tecnologia e materiais (IRENA,2015). Nos últimos dez anos, os investimentos globais em fontes de energia renováveis foram estimulados com crescimento de 16 pontos percentuais ao ano, amplificando as quedas de preços: os custos de energia

solar caíram 70% e os custos de energia eólica caíram 50% (HYDROGEN COUNCIL, 2017).

A grande barreira para implementação de tecnologias de energias renováveis são os custos associados a geração. No entanto, as oportunidades de redução de custos para a sistemas CSP são boas. A implantação comercial CSP está em sua infância e à medida que a experiência é adquirida, com avanços em P&D, as usinas serão implementadas com capacidade cada vez maior. A produção em massa de componentes favorece a cadeia produtiva da industria, aumenta a concorrência entre os fornecedores, e conseqüentemente acarreta redução de custos (IRENA, 2012).

Os custos associados às importações de energia podem muitas vezes ser reduzidos através da implantação de tecnologias domésticas de energias renováveis (IPCC, 2014).

A energia solar tem sido a opção de geração por fonte renovável que mais tem se tornado acessível à sociedade nas últimas décadas, por meio de um processo de inserção cultural. Ainda assim, a tecnologia CSP enfrenta grandes desafios relacionados a competitividade no mercado de energia. Por meio de uma escalonização de preços dos combustíveis fósseis e incorporação dos custos das emissões de CO<sub>2</sub> nos custos de geração de combustíveis fósseis, prevê-se que a CSP se torne competitiva em termos de custos de geração entre 2020 e 2030 (EASAC, 2011).

Em locais específicos com bons recursos solares, este ponto pode ser alcançado mais cedo. As tecnologias de energia solar enfrentam uma série de barreiras potenciais para a implantação em larga escala. Elas diferem em níveis de maturidade e, embora algumas aplicações já sejam competitivas em mercados localizados, geralmente enfrentam barreira comum: a necessidade de se reduzir custos (IPCC, 2014).

Desde que as implantações comerciais de plantas CSP continuem a crescer e estejam associadas a programas de pesquisa, desenvolvimento sustentável e demonstração / funcionalidade, a tecnologia CSP pode gerar reduções de custo de 50-60% nos próximos 10 a 15 anos (EASAC, 2011). Os principais componentes para reduzir o custo do campo solar são estruturas de suporte, incluindo fundações e espelhos.

Estes custos tendem a diminuir ao longo do tempo à medida que o volume de produção aumenta. Para as estruturas de suporte, os fabricantes estão buscando reduzir a quantidade de material e trabalho necessário para fornecer desempenho óptico requerido e para suportar a velocidade de vento (IRENA, 2012). Existe potencial de redução de 25-35% nos custos de geração de CSP por melhorias da eficiência, desenvolvimento de tecnologias e uma redução adicional de 20-30% nos custos através de efeitos de escala e produção em volume (EASAC, 2011).

Heliostato é um componente de sistema CSP que rastreia o sol e reflete a radiação solar e são considerados os componentes mais importantes na composição do custo de instalação de uma usina solar (KOLB et al., 2014). Existe um consenso entre vários relatórios (NREL, 2013; SANDIA, 2007; IRENA, 2012) que o campo de heliostatos oferece mais oportunidades de melhoria da tecnologia e, portanto, um dos melhores caminhos para a redução de custos em um sistema CSP com torre central. A utilização de heliostatos adequados ou ideais podem gerar reduções de 40% nas perdas de energia (Kolb et al., 2007). O termo "heliostato adequado", diz respeito ao tamanho, às configurações do espelho, às reduções de cargas operacionais e a resistência à carga de vento (COVENTRY; PYE, 2014).

Normalmente, os critérios da concepção de heliostato dependem das condições ambientais do local (Pfahl et al., 2013). O custo base de heliostato oscila entre US\$200-150/m<sup>2</sup>. Para heliostatos significativamente menores, a estimativa de redução de custos pode alcançar 50% ou mais no custo por unidade de área (Blackmon, 2013) (Kusek, 2012). Portanto, o projeto e o processo de otimização do heliostato têm uma grande importância em projetos de usinas solares com torre.

Nesse sentido, é necessária a nacionalização dos componentes estruturais e ópticos do Heliostato, como medida mitigadora dos custos, com soluções que favoreçam a introdução da tecnologia no mercado da agroindústria brasileira (Bezerra, P.H.S. et al., 2016). Além disso, existe a demanda por estudos que proporcione adaptação de componentes ópticos às latitudes tropicais, que exigem distância focal menor, e, portanto, a utilização de campos de heliostatos mais estreitos, diferente que em lugares como no continente Europeu e nos Estados Unidos, onde a tecnologia CSP já está estabelecida comercialmente.

A redução do custo nivelado de geração de energia elétrica gerada por plantas CSP, obtida com reduções em seu custo de capital, aumento da eficiência das plantas e ganhos com economia de escala, pode atingir, em um horizonte temporal similar ao horizonte de planejamento energético brasileiro de longo prazo, de 40 a 50% do custo nivelado da energia das primeiras plantas CSP de grande escala instaladas no mundo (IRENA, 2012).

Uma das etapas do projeto SMILE consistiu no desenvolvimento do design do heliostato, após diversas pesquisas e estudos na literatura determinou-se qual seria o modelo ideal de heliostato, levando-se em consideração, localização geográfica, eficiência e facilidade na montagem. Com o objetivo de tornar o heliostato um item de consumo nacional, tem-se a preocupação principal com o custo, a meta é torná-lo mais competitivo do que o importado e contribuir com o desenvolvimento da indústria nacional. Atualmente o valor como base na importação de um heliostato está entre 120,00 a 170,00 US\$ por m<sup>2</sup> (impostos e custo de importação incluso) (GREGORY et al., 2007).

Sistemas de geração por concentração solar, principalmente em configurações de torre central, expressam a maior parte dos custos associados ao campo solar (IRENA, 2012). Para obtenção do custo ótimo do heliostato é crucial entender os vários custos associados com as escolhas do projeto (BHARGAV; SCHRAMEK, 2013). O custo de um heliostato está relacionado com o tamanho da superfície de reflexão e com materiais envolvidos na concepção tecnológica. O Departamento de Energia dos Estados Unidos (DoE) projetou um Heliostato de 150 m<sup>2</sup> a um custo de aproximadamente de US\$200/m<sup>2</sup>. Para heliostatos de áreas muito menores, pode se alcançar reduções de custos na ordem de 50% (SANDIA, 2007).

No entanto, existe uma estimativa estabelecida pelo DOE de se obter um custo mínimo por unidade de área de US\$75/m<sup>2</sup>, até 2020 (BLACKMON, 2013) sendo que, a perspectiva de custo ideal seria apenas US\$ 70/m<sup>2</sup> (KUSEK, 2012). Os custos diretos durante a instalação consistem em todos os custos incorridos devido à adição direta de valor ao heliostato no campo. Os custos indiretos durante a instalação consistem em todos os custos incorridos devido à compra / contratação de equipamentos necessários para executar trabalhos de adição de valor direto no campo. O custo de instalação e de saída, bem como o custo de operação e

manutenção (O & M) depende da localização da instalação do heliostato (BHARGAV; SCHRAMEK, 2013).

### **3.4.1 Descrição da análise paramétrica**

A análise paramétrica descrita por Blackmon (2013) é considerada a mais detalhada, aberta e disponível relacionada a custos por unidade de área de heliostatos. No entanto, para melhor representatividade do custo, foi proposta uma adaptação da análise, com o intuito de se encontrar um valor mais significativo do custo total de um campo solar para usinas CSP. Para se alcançar o custo mínimo por unidade de área, foi determinado ou re-determinado a área ideal do heliostato em relação ao protótipo inicial.

Neste estudo, a concepção básica do heliostato analisado foi o descrito por Pfahl et al. (2012). A análise paramétrica proposta foi utilizado para determinar a área ideal e o custo mínimo por unidade de área do heliostato. Tal valor provém diretamente de fatores que determinam os custos pertencentes a um heliostato como: geometria e configuração particular da superfície de reflexão, design da estrutura mecânica, sistema de rastreamentos, eletrônicos, materiais constituintes, peso e condições locais ambientes e o desempenho requerido poderão ser mantidos.

Para heliostatos, custos fixos estão tipicamente associados a fatores tais como: administração, manutenção, despesas gerais, encargos, reformas, arrendamentos de utilitários, que normalmente são aproximadamente os mesmos, independentemente do número de unidades produzidas e tipicamente estão inseridos no custo total. Por outro lado, existem custos por unidade que estão relacionados à: trabalho, materiais e outros custos diretamente associados com a produção, que são determinados por aspectos como carga de vento e torque. Neste estudo, foi proposta uma forma simplificada a fim de ilustrar os princípios paramétricos gerais usados na determinação da área ideal de um heliostato e do custo mínimo por unidade de área, para obtenção de um custo expressivo do campo de heliostatos.

Segundo Blackmon (2013), o custo total do campo de heliostatos pode ser representado pela expressão (1)  $CT(N)$ , é a função do custo fixo  $F$ , número de heliostatos  $N$ , e o custo de equipamentos por heliostato  $B$ . O custo total do campo de heliostatos é dado pela área total de reflexão, por meio da soma do custo fixo com o custo por unidade de heliostato, multiplicado pelo número de heliostatos:

$$CT(N) = F + BN \quad (1)$$

Onde: o valor  $F$  representa o custo acumulativo para uma determinada área de reflexão do campo solar, separado do custo por unidade de heliostato. Ainda mais, os custos inclusos em  $F$ , podem conter fatores como a preparação do terreno para implantação do campo solar e outros custos particulares associados ao campo de heliostatos.

O valor  $B$  expressa o custo acumulativo de equipamentos por unidade de heliostato, presente em componentes nas Categorias 1, 2 e 3, melhor definido na Tabela 1:

**Tabela 1 – Custo cumulativo de equipamentos por categoria.**

(B)	Divisão dos custos de equipamentos por categoria associado ao valor de B
Categoria 1	Espelhos e suporte dos espelhos
Categoria 2	Componentes estruturais de suporte de carga
Categoria 3	Componentes Eletrônicos / Acionamento (controladores e sensores)

**Fonte:** Elaborado pelo autor

Para especificação dimensional dos componentes estruturais de suporte de carga a metodologia é proposta em resposta à ação uniforme da velocidade do vento. As cargas de vento impostas dependem das condições do vento local, que geralmente apresentam grandes variações na velocidade, intensidade e frequência do vento (Blackmon, 2013). A presença de cargas de vento aumenta radicalmente os custos do heliostato, uma vez que a estrutura tem de ser suficientemente estável para resistir a essas forças (NUSSBAUMER, 2011). A pressão distribuída causada pela carga de

vento gera um comportamento que dependente do tempo e do coeficiente de momento  $C_{MHy}$ , em torno do eixo principal horizontal (Pfhal et al., 2013).

### 3.4.1 Velocidade Uniforme do Vento

A velocidade uniforme do vento foi usada para determinar o torque imposto, que está relacionado com a pressão proveniente da força do vento, representada pelo valor de  $P$ , vezes a área heliostato  $A_H$ . O braço do momento é proporcional a  $A_H^{\frac{1}{2}}$  e com isso, o momento aplicado foi proporcional a  $A_H^{\frac{3}{2}}$ . O momento resultante pode ser modelado de maneira mais simples por uma única força que atua a uma distância fixa (braço do momento) (Kolb et al., 2007).

Foi assumido esta relação do torque com área, utilizado para determinar os requisitos estruturais do projeto, como dimensionamento da unidade de acionamento, do apoio estrutural, pedestal, etc., e que, em particular, os custos são linearmente proporcionais ao torque, e, portanto, esses custos também variar com  $A_H^{\frac{3}{2}}$ . Especificações típica de heliostatos (Heller; Peters, 1989; Kolb et al., 2007; Pfhal et al., 2013) requerem conservação durante o momento máximo imposto por um vento 20 m/s e em operação a um vento de 15 m/s, mantendo a posição com desvio aceitável de 2.0-1.5 mrad.

### 3.4.3 Divisão categórica dos custos

O custo dos equipamentos por heliostato dado por  $B$ , aplicado a uma determinada área  $A_H$ , é a soma dos custos contidos em cada categoria. Sendo assim, os custos pertencentes à Categoria 1, são representados por  $C_1$ , vezes a área  $A_H$  que fornece o custo por unidade de área,  $C_{1-A}$ .

Para um custo por unidade de área melhor compreendido e representativo, foi incluso na Categoria 1 o custo de instalação para cada superfície ótica analisada. A

inclusão desde tipo de custo possui aspetos que podem aumentar ou diminuir em função do tamanho do heliostato (BLACKMON, 2013). As definições técnicas alcançadas para cada superfície refletora estudada poderão apresentar diferentes custos, principalmente durante a instalação e operação/manutenção.

Na Categoria 2 ( $C_2$ ), os custos são representados por  $f_2 + kA_H^{\frac{3}{2}}$ , onde  $f_2$  é o custo fixo agregado associado aos componentes estruturais de suporte de carga e  $k$  é o coeficiente agregado apropriado. Na Categoria 3, os custos por heliostatos são expressos por  $f_3$  e são independentes do tamanho. Assim o custo por heliostato,  $B$  é dado pela expressão (2):

$$B = C_{1-A} A_H + f_2 + k A_H^{\frac{3}{2}} + f_3 \quad (2)$$

O número de heliostatos  $N$  é obtido por meio da divisão da área total de reflexão do campo solar pela área de cada heliostato. Substituindo  $B$  e  $N$  na Eq.(1) temos:

$$C_t(N) = F + (C_{1-A} A_H + f_2 + k A_H^{\frac{3}{2}} + f_3)A_{CS}/A_H \quad (3)$$

Que simplificado, o custo por unidade de área de reflexão da área total do campo de heliostatos se torna:

$$\frac{C_t(N)}{A_{CS}} = \frac{F}{A_{CS}} + C_{1-A} A_H + \frac{f_2}{A_H} + k A_H^{\frac{3}{2}} + \frac{f_3}{A_H} \quad (4)$$

Ainda como medida de simplificação, os dois primeiros termos da equação (4) foram combinados em um termo composto que represente quaisquer custos identificáveis disponíveis de uma análise de custo particular que é constante por unidade de área, representado como  $C_{cat-1}$ . Sendo,  $f = f_2 + f_3$ , a simplificação da expressão da Categoria 3 resulta,  $\frac{f}{A_H}$ . Então, os custos por unidade de área são representados para um vento uniforme como:

$$\frac{C_t(N)}{A_{CS}} = C_{cat-1} + k A_H^{\frac{3}{2}} + \frac{f}{A_H} \quad (5)$$

A área ideal  $A_{Hopt}$ , para o custo mínimo por unidade de área foi encontrada por meio da derivada da Eq. (5) igual a zero, resolvendo teremos:

$$A_{Hopt} = (2 f / k)^{2/3} \quad (6)$$

Eq. (6) mostra que quando  $f$  se aproxima de zero, com custos da Categoria 3 se tornam baixos, fixos ou constantes. Então o custo mínimo do heliostato em função do tamanho se aproxima de zero. Isso ilustra a importância desses custos serem constantes, sejam quais forem os custos dos espelhos (e quaisquer outros custos que sejam constantes por unidade de área) e os custos associados às unidades de acionamento, estruturas de suporte, pedestais, etc. Com o aumento do valor representado por  $f$  na equação, os custos pertencentes à Categoria 3 tornam-se maiores, causando aumento da área otimizada.

Substituindo a área otimizada (6) nos custos por unidade de área (5) encontramos o custo mínimo por unidade de área:

$$\frac{C_t(N)}{A_{CS/min}} = C_{Cat-1} + k (2f / k)^{1/3} + \frac{f^{1/3}}{(2/k)^{2/3}} \quad (7)$$

Agora, os custos por unidade de área do campo solar requerido se tornam dependentes dos custos relativos às categorias 2 e 3 e do tamanho do heliostato. Isso expressa que se o custo de um determinado heliostato, com design e tamanho qualquer, for distribuído nas 3 categorias mencionadas, então o custo por unidade de área do campo solar pode ser ilustrado de forma paramétrica em função da área.

A aplicação da análise paramétrica na etapa de desenvolvimento do projeto de um heliostato permite que seja estipulado um tamanho inicial como “ponto de partida” base, que poderá determinar os custos em escala de produção comercial por unidade de área, a obtenção do tamanho ótimo e do custo mínimo por unidade de área.

Desenvolver o custo total com valores por unidade de área por meio de categorias permite uma melhor perspectiva de avaliação do custo. Todas medidas adotadas, tiverem finalidade de reduzir custos, em cada categoria ou até mesmo por meio da utilização de novos componentes.

### 3.4.4 Custo Nivelado da Eletricidade Gerada (LCoE)

O custo nivelado da eletricidade (*Levelized Cost of Electricity – LCoE*) é o valor da eletricidade gerada por uma planta CSP, ou qualquer usina de geração de energia elétrica, onde as receitas se igualam aos custos, considerando a recuperação do capital investido segundo uma taxa de desconto (IRENA, 2012).

A análise do custo nivelado da energia (LCoE) tem como foco estimar o custo da geração de energia elétrica a partir da perspectiva de um investidor, seja ele uma empresa estatal de geração de eletricidade, um produtor independente de geração de energia ou um indivíduo ou comunidade. O custo de energia nivelado (LCoE) permite comparar o desempenho da tecnologia em diferentes escalas de operação e diferentes períodos de investimento e de funcionamento.

O método foi descrito em Short et al. (1995). O LCoE representa a receita média por unidade de produção de energia que seria requerida pelo proprietário do projeto para recuperar todos os valores do investimento e operação (EIA,2013). Ele é calculado para cada lugar específico (baseado na granularidade de dados do recurso). O LCoE de energias renováveis varia de acordo com a tecnologia usada, com o país, a fonte renovável em que se baseia o projeto, custos de capital e operação e manutenção, bem como a eficiência / desempenho da tecnologia adotada. (IRENA, 2012). O método se baseia no desconto dos fluxos financeiros (anual, trimestral ou mensal) para uma base comum, levando em consideração o valor temporal do capital. O custo nivelado da energia pode ser calculado a partir da Equação (IRENA, 2012).

$$LCoE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (8)$$

Onde:

LCoE = Custo nivelado da eletricidade

$I_t$  = Despesas com investimentos no ano t

$M_t$  = Despesas com operação e manutenção no ano t

$F_t$  = Despesas com combustível no ano  $t$

$E_t$  = Geração de eletricidade no ano  $t$

$r$  = Taxa de desconto

$n$  = Tempo de vida do sistema

No longo prazo, espera-se que o custo nivelado da energia para plantas CSP sofra redução em relação ao custo nivelado da energia observado para as primeiras plantas CSP de grande escala. Essa redução ocorrerá pela combinação da redução no custo de capital, ganhos de eficiência e economias de escala (IRENA, 2012).

### **3.4.5 Materiais disponíveis na indústria nacional**

No decorrer deste estudo, fornecedores de materiais e componentes foram contactados e os custos foram solicitados. Entretanto, sempre que necessário estes custos eram comparados com fornecedores estrangeiros e avaliados com valores públicos (SANDIA, 2007; IRENA, 2012). Os custos de componentes são custos reais baseados principalmente em cotações nesta análise (Bhargav and Schramek, 2013). Espera-se que cerca de metade das reduções esperadas nos custos de geração de CSP venha de desenvolvimentos tecnológicos e a outra metade de economias de escala e produção em volume (EASAC, 2011).

Para efetiva consolidação do mercado, foi necessário que o valor da geração seja adequadamente concebido pelas fábricas de componentes CSP e que conduzam efetivamente atividades de investigação e desenvolvimento da tecnologia. Os custos de geração dependem da rapidez com que os custos de fabricação diminuem, a medida que a capacidade instalada aumenta (EASAC, 2011).

Os regimes de incentivo devem garantir que os dados relativos aos custos sejam disponibilizados para que a taxa de aprendizagem e os seus condutores subjacentes possam ser estabelecidos e controlados e, conseqüentemente, as estratégias energéticas possam ser ajustadas conforme adequado (EASAC, 2011).

### **3.4.6 Espelhos e Estrutura de suporte**

Em projetos de Heliostatos, custos com espelhos e outros custos constantes devidamente repartidos, representam 20% (categoria 1) (Blackmon, 2013). Resultados apontam que espelhos mais leves tendem a reduzir a estrutura de suporte requerida e os custos de fundação, como também alguns projetos de espelhos de película fina podem até mesmo contribuir com a diminuição da carga estrutural (IRENA,2012).

Nessa pesquisa, algumas possibilidades de superfície ótica foram demonstradas com a utilização de diferentes espelhos, com espessura, peso e custo diferentes, a fim de se encontrar a possibilidade mais cabível, que atenda as especificações óticas e estruturais da superfície de reflexão. Além disso, foram propostas diferentes alternativas de suportes para espelhos, com materiais convencionais e alternativos.

### **3.4.7 Metodologia de montagem**

Custos de montagem dependem fortemente da estratégia de montagem adotada (REEKEN et al., 2016). Para cada caso analisado foi estabelecido uma metodologia de montagem da superfície reflectiva do heliostatos, com o intuito de se encontrar a melhor sequência de montagem, do ponto de vista da facilidade manual e se estabelecer uma forma que ofereça menos riscos de possíveis danos ao espelho e ao vidro. Os custos de montagem são estimados com base em relatórios prévios (NREL, 2013; SANDIA, 2007; IRENA, 2012). Os custos estimados estão sujeitos a uma maior incerteza, no entanto, uma vez que esta incerteza é semelhante para todas as variantes analisadas, esta é uma abordagem justificável (REEKEN et al., 2016).

Custos calculados para montagem variam ligeiramente para cada componente, mesmo que o tamanho seja igual. Isto pode ser explicado com a diferença de qualidade ótica e, conseqüentemente, tamanho de campo requerido difere para uma determinada saída de energia. Quanto maior o campo, menores os custos específicos

dos gabaritos de montagem. Outra razão é o maior esforço de instalação assumido para as variantes de inclinação (REEKEN et al., 2016).

#### **3.4.8 SAM Parâmetros financeiros**

O software *System Advisor Model* (SAM) foi desenvolvido pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) para auxiliar a avaliação do desempenho e dos custos de tecnologias renováveis para a geração de energia elétrica. A ferramenta foi usado para análise de custos da energia gerada, custo capital, operação e manutenção, como também para a avaliação do desempenho energético da tecnologia definida, quantidade de energia produzida dia/mês/ano, e desperdiçada ao longo do ano, por meio de parâmetros que utilizam a radiação solar como fonte de geração.

Os valores comerciais da análise, são fundamentados em componentes disponíveis no mercado, em países onde a tecnologia já se encontra estabelecida. Ainda mais, é equipado com um forte componente financeiro, com uma análise detalhada do investimento inicial, incentivos fiscais e período de reforço financeiro (NREL, 2016).

Em várias atividades agroindustriais há um grande interesse em sistemas solares. No entanto, em quase todos os casos a análise do desempenho econômico dos sistemas é decisiva, mesmo que haja positivos aspectos ligados a causas ambientais e das possibilidades de *marketing* "verde", a aplicação de investimentos com períodos de retorno maiores que 5 anos dificilmente são aceitos. Custo de energia é um fator significativo no processo de produção, de modo que uma redução do consumo de energia pode ajudar a melhorar a competitividade.

### 3.5 MATERIAIS E MÉTODOS

As atividades foram desenvolvidas na Faculdade de Zootecnia e Engenharia de Alimentos – FZEA / Universidade de São Paulo – USP, no LEESP (Laboratório de Eficiência Energética e Simulação de Processos / USP). O desenvolvimento de tecnologias relacionado a campo solares de sistemas CSP com torre central é uma das linhas de pesquisa realizada pelo GREEN (Grupo de Pesquisa em Reciclagem, Eficiência Energética e Simulação de Processos da USP).

Esse tópico descreve a metodologia aplicada e os materiais empregados para o desenvolvimento do capítulo, que englobam:

- a) Comparação dos materiais aplicados em cada protótipo;
- b) Metodologia de montagem;
- c) Descrição do método utilizado na adaptação da análise paramétrica;
- d) Divisão dos custos nas categorias;
- e) Obtenção do custo mínimo por unidade de área e da área ótima;
- f) Escalonamento do custo mínimo por unidade de área
- g) Determinação dos valores e parâmetros técnicos adotados para a simulação da Usina CSP com torre central;
- h) Comparação do custo da energia gerada (LCoE) em função de diferentes custos do campo solar (R\$/m<sup>2</sup>).

#### 3.5.1 Conceito do Heliostato Proposto

O modelo proposto para o projeto SMILE consiste em um heliostato com movimentação em aros nos dois eixos (Pfhal, A. et al., 2016). A concepção em aros foi desenvolvida pelo Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt - DLR (em português Centro Aeroespacial Alemão) (Figura 2).

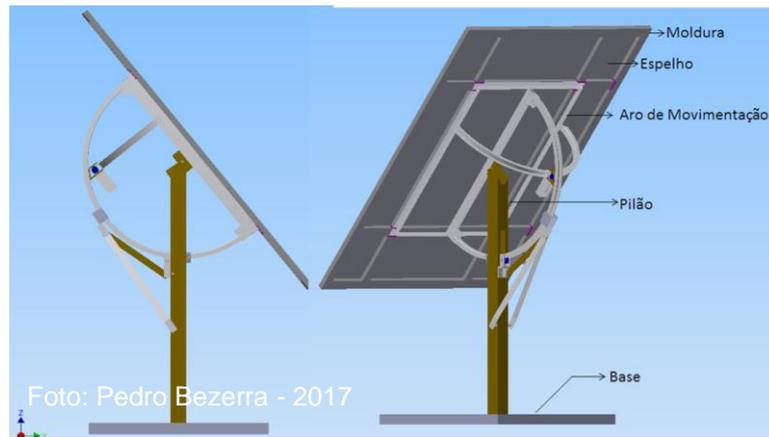
**Figura 2 – Maquete heliostato em aros**

**Fonte:** Acervo de imagens GREEN

Diversas abordagens e estratégias para a redução de custos do heliostato aplicado ao projeto SMILE foram combinadas, para a obtenção de um novo conceito heliostato (PFHAL, 2014). Algumas das etapas do desenvolvimento desse Heliostato foram previamente publicadas (PFAHL et al., 2013; PFHAL, A., 2014; PFHAL, A. et al., 2016), sendo que no Brasil alguns detalhes foram disponibilizados em importantes eventos sobre energia solar (BEZERRA et al., 2016). O design e a área de reflexão do heliostato foram projetados do ponto de vista ideal, com o intuito de se alcançar o custo mínimo por unidade de área, porém não há um valor consistente do custo do heliostato mencionado acima nas condições do mercado de produção brasileiro.

As partes de movimentação possuem peso equilibrado o que consiste em um baixo consumo de energia (PFAHL et al., 2013). Dessa forma é alcançado apenas por via das unidades de arcos atuando como contrapeso. Os arcos nos dois eixos fazem a interface de ligação entre o pilão e a moldura que sustenta o espelho (BEZERRA, et al., 2016). De modo geral o heliostato com movimentação em arcos é formado por componentes mecânicos que dão sustentação e que possibilitam a movimentação nos dois eixos (Figura 1). Além da configuração de movimentação em arcos, também foi definida a dimensão da área reflexiva (9 m<sup>2</sup>) e a curvatura ideal da superfície ótica em função da localização geográfica de atuação do heliostato.

**Figura 3 - Esboço do heliostato completo feito no Autodesk Inventor 2014**



Fonte: Elaborado pelo autor

### 3.5.2 Componentes estruturais e mecânicos (fundação e pedestal)

A fundação tem como finalidade fixar o Heliostato ao chão e estabilizar o pedestal de apoio da estrutura. Fundações de concreto são atualmente a solução mais utilizada de modo a proporcionar bases mais robustas e com custos razoáveis. A fundação de concreto pode consistir de uma base de concreto enterrada no solo para que o pedestal do heliostato seja inserido (Repot STAGE). O pedestal de sustentação funciona como a coluna do heliostato entre a base da estrutura e o sistema de movimentação. A força requerida na base ocorre em função das cargas de vento (KOLB et al., 2007). Na prática, o diâmetro do pedestal e a dimensão da fundação pouco se modificam com o tamanho do heliostato. No entanto, o comprimento do pedestal e sua profundidade no solo é provavelmente a mudança mais significativa com o aumento da área. Para suportar as alterações, metade do custo da fundação é dimensionado linearmente com o design do heliostato e a outra metade do custo é assumida constante, porque o trabalho necessário não muda muito com tamanho heliostato.

**Figura 4 - Pilão de sustentação do Heliostatos**

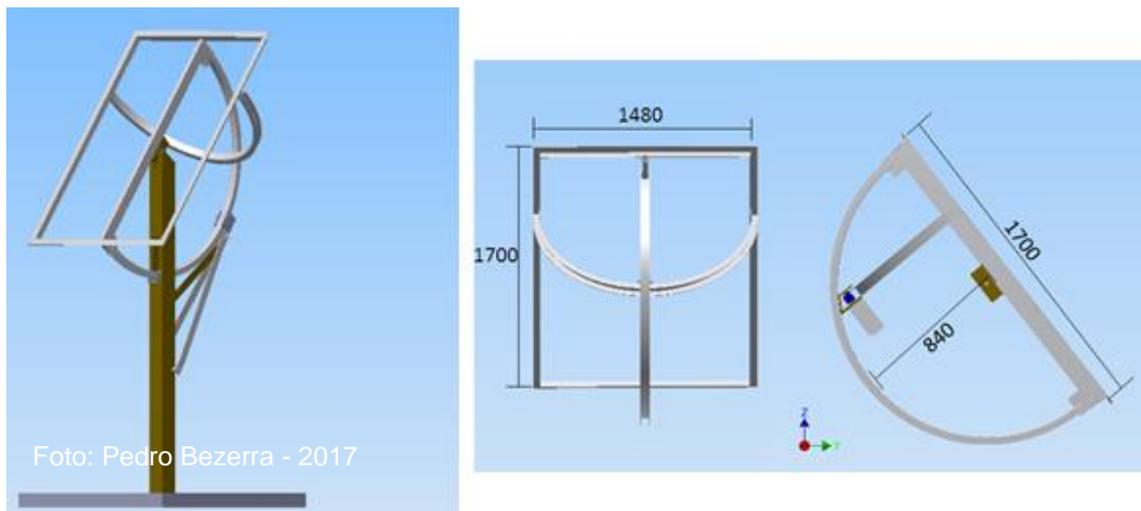
**Fonte:** Projeto Heliostato com movimentação em aros (DLR).

### 3.5.3 Quadro de Movimentação

O primeiro protótipo de heliostato com movimentação em aros no eixo horizontal e vertical foi construído pelo DLR (PFAHL et al., 2013). O novo design de heliostato evidencia a evolução da tendência a substituir estruturas pesadas e ineficientes por sistemas leves equipados com componentes eletrônicos inteligentes e mais sensores (PFAHL et al., 2012). As partes de movimentação possuem peso equilibrado o que resulta em baixo consumo de energia. Isto foi alcançado apenas mediante a geometria dos aros atuando como contrapeso. Os aros nos dois eixos fazem a interface de ligação entre o pilão e a moldura que sustenta o espelho.

Os componentes mecânicos dão sustentação e permitem a movimentação nos dois eixos, sendo esses: fundação, pedestal e aros de movimentação. Os aros de movimentação estabelecem uma interface rotativa entre o pilão e a moldura de apoio dos espelhos (PFAHL et al., 2013). Os aros são responsáveis por permitir que o Heliostato se movimente nos eixos horizontal e vertical, que possibilite o rastreamento diário do sol, por um simples, porém rude e preciso sistema de movimentação com cabo e manivela de alta eficiência. Devido ao grande diâmetro dos aros, o rastreamento preciso é alcançado e engrenagens e motores de baixo custo podem ser utilizados, ou seja, uma solução barata e precisa para as unidades de movimentação (PFAHL et al., 2012).

**Figura 5 - Esboço do heliostato com aros de movimentação acoplados ao pilão.**



**Fonte:** Elaborado pelo autor

### 3.5.4 Superfície Ótica

Os heliostatos são espelhos que podem ser encontrados nas conformações parabólica ou esférica (SCHIEL et al., 2004). A geometria dos espelhos com formas diferentes e contornos altera a análise do comportamento do campo de heliostatos, permitindo-lhe ser modelado por uma série de estágios, composto de elementos ópticos que possuem certos atributos, incluindo forma, contorno, e qualidade óptica. (BEZERRA et al., 2016) A proposta de otimização do esboço de espelho do heliostato foi baseada em resultados anteriores obtidos a partir do programa SOLCAL, usado para simular o rendimento óptico de campo de heliostatos em sistemas CSP de torre central (BEZERRA et al., 2016).

O desenvolvimento de novas alternativas de superfícies ópticas é uma alternativa propícia em termos de redução de custos em sistemas de energia solar concentrada (SANSOM et al., 2014). Superfícies refletoras de componentes CSP composta por espelho e vidro prateado apresentam vantagens quando as propriedades óticas. No entanto, o alto custo de fabricação, fragilidade durante o transporte e danos devido a intempéries ambientais oferece a engenheiros oportunidade de investigar soluções alternativas (SANSOM et al., 2014).

Diante desse cenário, parte da pesquisa foi concentrada em analisar diferentes layouts de superfícies refletoras, com as mesmas dimensões, porém com diferentes geometrias, concepções, materiais, peso, custos, trabalho de fabricação, instalação, manutenção e operação. Essa investigação servirá como base para indicação da superfície ótica com menor custo, que atenda as especificações óticas requeridas e que alcance o atual alvo de preço da energia gerada por meio dos indicadores internacionais (DOE 2020 e STAGE-STE).

A concepções de superfícies desenvolvidas estão relacionadas ao heliostato com movimentação em aros (PFAHL et al., 2013) explanado anteriormente. As especificações, vantagens e desvantagens de cada superfície refletora foram apresentadas, e ao final, a mais promissora no sentido de custo benefício foi indicada.

#### 3.5.4.1 Apresentação das diferentes superfícies óticas

Esta abordagem, apresenta as especificações técnicas de cada heliostato analisado. Três opções de superfícies óticas são apresentadas e comparadas entre si. É de suma importância a análise dos fatores que contribuem para a formação e da qualidade da imagem refletida do heliostato (tamanho e distribuição de energia), uma vez que, depende fortemente da qualidade ótica das facetas (AVELLANER, 1980). A Figura 6, ilustra o processo evolutivo da superfície ótica ideal do heliostato com movimentação em aros.

**Figura 6 – Evolução das superfícies óticas das últimas quatro gerações do heliostato com movimentação em aro**

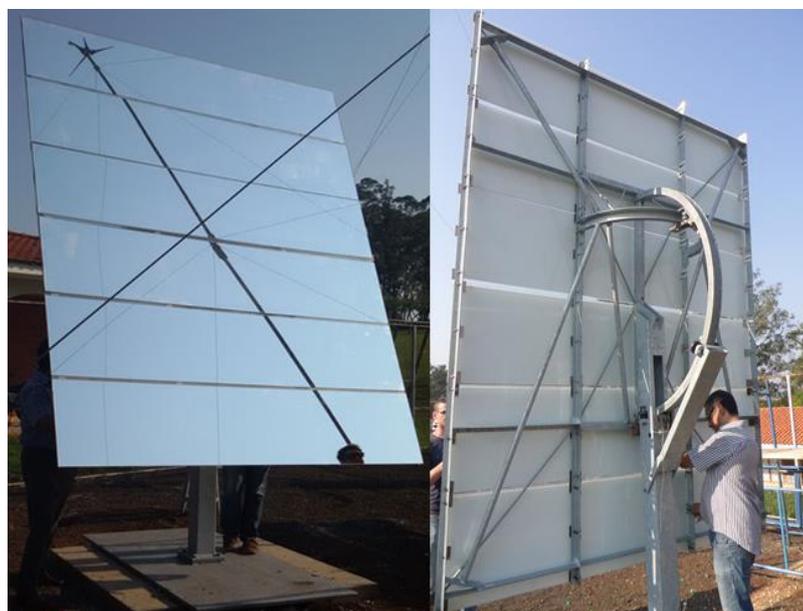


### 3.5.4.2 Heliostato CEISA

Para alcançar o melhor fator de concentração, foi proposta uma forma de superfície refletora dividida em seis (6) tiras de espelhos, para favorecer a aplicação da curvatura requerida com base na distância focal de 30m entre o receptor e o campo de heliostatos (PFAHI et al., 2016). O Heliostato possui área de reflexão de 9 m<sup>2</sup> formado por tiras compostas por vidro e espelho colados entre si por meio de cola spray (BEZERRA et al., 2016). O acoplamento das tiras de espelho foi realizado por meio de uma cantoneira em forma de “L” que permite regulagem da altura da curvatura do espelho através de um orifício prolongado na estrutura da peça e um parafuso.

A geometria estabelecida exige baixa quantidade de aço e manuseio simples durante a instalação. Cada tira de espelho está ligada a moldura por meio de 4 cantoneiras, que permite que a curvatura do espelho seja regulada, requer baixa quantidade de aço, manuseamento simples durante a instalação e deixa a possibilidade de regular o (s) espelho (s), mesmo quando já instalado à estrutura (Figura 7, BEZERRA et al., 2016).

**Figura 7 - Heliostato CEISA com superfície ótica composta por 6 tiras de espelho curvadas**



Fonte: Pfahl et al. (2016)

### 3.5.4.3 Heliostato HelioCa

O HelioCa propõe o uso de uma superfície óptica composta por 9 facetas de 1 m<sup>2</sup> cada como solução. O uso reduzido de facetas permite que a moldura de suporte tenha menos quantidade de aço. Cada faceta de espelho foi suportada por um aro metálico com baixa quantidade de aço requerido, que viabiliza uma regulação da superfície óptica em função da distância focal durante a montagem e instalação. Uma característica da configuração é a relativa demanda reduzida de mão de obra na montagem e instalação.

**Figura 8 – Heliostato HelioCa montado com a superfície óptica**



### 3.5.4.4 Heliostato Heliotano

Heliotano é um novo conceito de layout óptico, dividido em 36 facetas pequenas, com a possibilidade de ser ajustado levemente em forma de paraboloide, para plantas

com distância focal curta. O ajuste da curvatura favorece a qualidade ótica do campo solar, fato que aumenta a quantidade de energia absorvida e diminui perdas por derramamento no receptor central (BENYAKHLEF, 2015). A adaptação às necessidades específicas das aplicações da tecnologia CSP pode proporcionar potencial redução de custos (EASAC, 2011).

**Figura 9 - Heliostato com superfície ótica composta por 36 facetas pequenas**



A superfície refletora composta por facetas pequenas é uma proposta inovadora comparado as atuais ideias de Heliostatos que se conhece. Foi desenvolvida com a utilização de poliuretano como suporte, material disponível no Brasil, com baixo peso e custo, ajustável a diferentes formas, de fácil manuseio, resistente a corrosão e a intempéries. O material foi desenvolvido e dimensionado para aplicação em Heliostatos de usinas CSP, com placas com área de  $0,25\text{m}^2$ , com densidade e propriedades físicas conhecidas (BLITZ,2016).

Sobre cada faceta foi adesivado uma película de filme polimérico metalizado onde é usado prata como metal de reflexão, de modo a obter refletância entre 94 - 95%, usualmente utilizado em concentradores solares. Esse material apresenta

vantagens durante o transporte, são leves, flexíveis, baixa espessura (0,150 mm) e com boas propriedades óticas. No entanto, a principal característica é a maleabilidade da película, que evita que seja quebrada durante a montagem. O conjunto desses atributos é a razão pela qual torna essa opção promissora para aplicações solares térmicas (SANSOM et al., 2014).

Em espelhos, as reduções de custo podem ser atingidas trocando-se refletores de espelho prateado com suporte de vidro pesado por refletores desenvolvidos, flexíveis e leves (por exemplo, película fina prateada de alumínio) (IRENA, 2012).

### 3.5.4.5 Metodologia de montagem

Afim de demonstrar os custos de implantação de campos solares no Brasil com mais representatividade, foi estabelecido uma sequência lógica de montagem dos Heliostatos. Cada um dos protótipos analisados detém de uma estratégia de montagem que difere entre si devido o design e os materiais aplicados.

O tempo demandado, os materiais necessários e quantidade de pessoas requeridas para a montagem de cada heliostato foi caracterizado, monitorado e registrado. As Figuras 10, 11 e 12 apresentam os processos de montagem de cada Heliostato analisado.

**Figura 10 - Montagem do heliostato CEISA**



**Figura 11 - Montagem do heliostato HelioCa**



**Figura 12 - Montagem do heliostato Heliotano**



As informações dos materiais (Tabela 4) e valores técnicos registrados durante as diferentes montagens, foram ordenados (Tabela 7) e convertidos em custos, equacionadas e explanadas no tópico 3.7.2.

### 3.5.5 Adaptação da análise paramétrica

O método paramétrico descrito a seguir foi usado para determinar a influência do tamanho do heliostato ideal, associado ao custo mínimo por unidade de área (BLACKMON, 2013). Estudos prévios sobre custos de heliostatos e sua dependência em função do tamanho foram desenvolvidos (KOLB ET AL., 2007; BLACKMON, 2012; BHARGAV; SCHRAMEK, 2013). Ainda nesse âmbito, foi proposto anteriormente uma outra metodologia de otimização do custo do heliostato (REEKEN et al., 2016) por meio do valor que expresse o melhor custo benefício em função das especificações tecnológicas e do tamanho do Heliostato. Neste sentido, o conhecimento da cadeia produtiva das tecnologias e metodologias de design é fundamental para a rentabilidade dos investimentos.

Conforme a metodologia proposta por Kusek (2012) e adaptada Blackmon (2013), o custo mínimo por unidade de área de um heliostato projetado, com qualquer geometria particular, pode ser determinado através da análise paramétrica de estimativa de custo, em termos de unidade de área, por meio da distribuição dos custos em três categorias básicas:

- Categoria 1: custos por unidade de área da superfície refletora, que são geralmente constantes ou pouco variáveis, independente da tecnologia adotada. No entanto, para este caso específico foram considerados variáveis, por meio de diferentes layouts de superfícies de reflexão que envolvem estratégias de produção distintas e materiais alternativos para essa aplicação.
- Categoria 2: custos de componentes mecânicos estruturais, que são dependentes das cargas de ventos impostas, tais como a fundação, pedestal, unidades de acionamento.
- Categoria 3: custos fixos por heliostato, independentemente da área, como controladores e sensores de posição.

Além de considerar os custos contidos e discriminados nas categorias descritas, foram inseridos valores de montagem / instalação; transporte e logística, a fim de tornar os valores contidos representativos e proporcionar clareza na identificação dos

custos por unidade de área. Tais valores foram obtidos conforme explicado no tópico 3.7.2.

A metodologia estabelecida se refere a uma análise simplificada que foi usada para ilustrar os princípios paramétricos que resultaram em um custo mínimo por unidade de área dos primeiros heliostatos fabricados, construídos e montados no Brasil, com design específico para latitudes tropicais. Inovações tecnológicas tendem a reduzir os custos do campo solar, minimizando o custo da energia gerada e maximizando a otimização do design óptico (EASAC, 2011).

O custo fixo individual do heliostato obtido foi parâmetro para determinar o custo total do campo solar em função da área de reflexão e do número de heliostatos requeridos, que permitirá a melhor compreensão da distribuição dos custos; o que contribui para que o custo estimado por categoria seja reduzido, de forma a atender os valores propostos na meta DoE-USA 2020 de US\$ 75/m<sup>2</sup>.

A metodologia proposta visou estudar os principais pontos de custo de heliostatos desenvolvidos e descrito nesta pesquisa, juntamente com os parceiros e fornecedores nacionais e internacionais, apresentando um valor de referência para a produção nacional. Ainda hoje, os heliostatos são frequentemente caracterizados e comparados usando um único parâmetro que é o custo por metro quadrado, o que não é suficiente (WEINREBE et al., 2014). Ainda mais, o valor encontrado em R\$/m<sup>2</sup> não foi suficiente para obter o preço da energia produzida por meio da aplicação da tecnologia em resposta a disponibilidade do recurso solar.

Para isso, numa segunda etapa, foi estabelecido o custo nivelado da eletricidade gerada ou LCoE (*Levelized Cost of Electricity*) por meio da simulação de uma planta CSP com torre central, com o campo solar configurado com as especificações do heliostato investigado na análise de custo, permitindo uma melhoria na obtenção de custos reais para a implantação de plantas solares no Brasil, até o momento desconhecidos. A compreensão das variáveis do projeto depende das tecnologias estabelecidas em cada caso de heliostato e das possibilidades disponíveis na indústria nacional que podem influenciar na eficiência óptica do campo de heliostatos e principalmente no custo nivelado da energia gerada (NOONE et al., 2011).

### 3.6 Simulação SAM

Esta seção mostra a seleção de parâmetros técnicos, os elementos chaves e os critérios utilizados na simulação para um projeto de usina CSP com torre central. O SAM (*System Advisor Model*, <https://sam.nrel.gov/>) é uma ferramenta aberta, disponível e pública. Os parâmetros que determinam o ponto de dimensionamento ideal de uma usina são vários (PETROLLES E COCCO, 2017).

O desempenho da usina CSP foi obtido por meio da simulação no software SAM com base nos parâmetros técnicos definidos, assim como em resposta aos dados climáticos. A versão do SAM utilizada nesta tese foi SAM 2017.5.11. As simulações no SAM forneceram valores técnicos da quantidade de energia gerada, o fator de capacidade e o custo nivelado da energia gerada (LCoE)

Para melhor representatividade do (LCoE) as especificações técnicas, os custos dos componentes do sistema CSP foram premissas baseadas em valores atuais da cadeia produtiva brasileira e o campo solar foi configurado com as especificações do Heliostato investigado. Os valores obtidos para as análises foram fundamentados em valores comerciais de componentes disponíveis no mercado em países onde a tecnologia já se encontra estabelecida (SAM, 2016).

#### 3.6.1 Dados Meteorológicos

O potencial de geração de uma usina CSP é em grande parte determinado pela radiação solar direta normal (*Direct Normal Irradiance*). Isto obviamente depende das condições meteorológicas médias ao longo de um ano. No entanto, a disponibilidade de irradiação solar direta em qualquer dia foi determinada por fatores meteorológicos (por exemplo, cobertura de nuvens, umidade) e fatores ambientais locais (por exemplo, poluição do ar, poeira e velocidade dos ventos predominantes (IRENA, 2012).

O local escolhido para obtenção dos valores do recurso solar foi Pirassununga, latitude 21°59'46" S e a uma longitude 47°25'33" O, a uma altitude de 627 metros. Os

dados meteorológicos foram obtidos na Estação Climatológica e processados no Laboratório de Eficiência Energética e Simulação de Processos, situado na FZEA - USP. Os dados de radiação solar foram calculados a partir do modelo DNI (feixe de radiação direta) sobre uma superfície horizontal com acompanhamento Leste-Oeste, durante o ano de 2015 usando um pireliômetro com sistema de rastreador solar. Os dados foram ordenados em tabela de forma que o programa entendesse a entrada

### **3.6.2 Configuração da Usina CSP**

Os parâmetros técnicos para o modelo da planta foram dimensionados para gerar eletricidade por um campo solar que fornece energia térmica para um bloco de potência sem sistema de armazenamento. O modelo foi caracterizado por componentes do sistema a partir dos princípios de transferência de calor e termodinâmica.

Para este caso, foi proposta uma usina CSP comercial com capacidade instalada de 30 MW<sub>el</sub>, operando por meio de ciclo Rankine. O tamanho típico das atuais plantas com torre solar central variam entre 10 MW a 50 MW (Emerging Energy Research, 2010). A Tabela 2 apresenta os valores do ponto de dimensionamento no SAM.

**Tabela 2 - Descrição de entrada SAM (ponto de dimensionamento)**

	<b>Variável</b>	<b>Caso</b>
Clima	Localização	Pirassununga
	Recurso Solar	1.999 KWh/m <sup>2</sup> /ano
Campo solar	Abertura Heliostato	9 m <sup>2</sup>
	Nº Heliostatos	20575
	Abertura CS	181.482 m <sup>2</sup>
	Área do Campo	116 ha
	Multiplicador da área do CS	1
	Ponto de design DNI	950 W/m <sup>2</sup>
	Múltiplo Solar	1.2
	Veloc. do vento segura	15 m/s
	Distância Max. Torre	7.45 m
Receptor	Tipo	Cavidade
	Torre	81.66 m
	Altura	7.64 m
	Diâmetro	14.4 m
	Fluido (HFT)	Ar
	Temp. de saída HFT	500 °C
	Fluxo Máximo	984.1 kWt/m <sup>2</sup>
	Energia térmica	97.8 MWt
	Absorção do revestimento	94%
	Emitância do revestimento	88%
	Energia de saída do CS	97.8 MWt
	Energia de saída do Receptor	56.8 MWt
	Energia de entrada do BP	56.2 MWt
Característica de operação	Armazenamento térmico	0 (h)
	Energia de saída Bruta	33.5 MW
	Energia de saída Líquida	30 MW
	Energia térmica	83.7 MWt
Alimentação Híbrida	Períodos 1 - 5	
	Fração 10-15-30-25-30-35%	
	Tipo	Biodiesel
Parasítico	Coef. de perda de tubulação	10200 Wt/m

**Fonte:** Elaborado pelo autor

Os parâmetros apresentados na tabela foram entradas dimensionais dos componentes do sistema CSP com torre central, sendo: campo solar, bloco de potência, receptor térmico, sistema de alimentação suplementar, bem como os parâmetros de operação.

O último termo mencionado trata-se de uma fonte de alimentação suplementar para sistemas de geração. A alimentação do sistema por fonte uma segunda fonte auxiliar ou híbrida, funciona como reserva de segurança que em valores percentuais, abastece uma fração da capacidade máxima do bloco de potência. O cenário de despacho de energia, constituiu-se em 6 períodos, distribuídos nos 12 meses do ano, durante 24 horas de operação.

### **3.6.3 Múltiplo Solar**

A obtenção do múltiplo solar ideal foi um parâmetro importante para a otimização da planta, que determinou a energia térmica necessária para assegurar que o bloco de potência seja efetivamente utilizado. O dimensionamento ideal desse valor exerce influência no custo da energia gerada. Este parâmetro é a relação entre o tamanho real do campo solar e o valor que seria necessário para alcançar a capacidade elétrica nominal do projeto, no momento de incidência da irradiação no qual o projeto foi dimensionado ( $950 \text{ W/m}^2$ ).

### **3.6.4 Descrição operacional do Heliostato**

Para as simulações, foram estabelecidas propriedades de operação do heliostato, baseado no desempenho técnico requerido (PFHAL A., 2014) e nas condições climáticas da região. Erros nos padrões de operação de heliostatos causam perdas significativas na eficiência do sistema e na entrega de energia no receptor central (KING; ARVIZU, 1981). A Tabela 3 apresenta as características

**Tabela 3 – Características de operação do heliostato**

<b>Operação do Heliostato</b>	
Velocidade do vento segura	15 m/s
Energia de inicialização	0.025 KWe-hr
Energia de rastreamento	0.055 KWe
Ponto de dimensionamento	1000 W/m <sup>2</sup>
Atenuação média	4.8 %
Erro padrão	0.65 mra
Erro cônico	4.32 mra
Dimensões	3 x 3 (m)
Relação da área reflexiva ao perfil	0.98
Área do Heliostato	9 m <sup>2</sup>
Refletância do espelho e sujeira	0.95

**Fonte:** Elaborado pelo autor

Mais fatores, como a precisão e qualidade óptica, precisão de rastreamento, forma, tamanho, deformação estrutural sob cargas de operação e o consumo de energia foram levados em consideração para permitir uma comparação significativa do custo por unidade de área obtido (WEINREBE et al., 2014).

### 3.6.5 Parâmetros financeiros do sistema

As premissas econômicas adotadas para obtenção do custo da energia gerada foram compostas por custos capitais diretos e indiretos, custos de manutenção e operação, taxa de desconto, impostos federais e estaduais, inflação, custo do combustível suplementar e da água, apresentados na Tabela 4.

**Tabela 4 – Parâmetros financeiros admitidos na simulação**

<b>Parâmetros</b>			
<b>Financeiro</b>	Geral	Período	30 anos
		Inflação	7%
	Impostos e seguro	Taxa de desconto	10%
		Imposto federal	27%
		Seguro	0.5% do custo capital
	Parâmetros de empréstimo	Longo prazo	20 anos
		Taxa de empréstimo	7% a.a.
		Fração de débito	80%
	Modo de solução	Objetivo TIR	Sim
	TIR objetivo real	TIR mínimo requerido	10%a.a.
	Depreciação	Depreciação	5 anos (MACRS)

**Fonte:** Elaborado pelo autor

A vida útil adotada para a planta foi de 30 anos, comissionamento em 2016, 65% do financiamento da dívida, taxa de juros de dívida de 7%, taxa de desconto de 7% e taxas internas de retorno de investimento de 10%, bem como as taxas escaladas dos preços da inflação, do combustível, da eletricidade e da água.

### 3.7 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os resultados obtidos demonstram a importância dos diferentes materiais na construção dos custos nos heliostatos analisados. A possibilidade de materiais com diferentes propriedades físicas permite a investigação a fim de buscar opções adequadas, que atendam às exigências técnicas e represente um valor aceitável no custo.

### 3.7.1 Comparação dos materiais aplicados

Antes da apresentação dos custos resultantes da análise paramétrica, é importante entender a relevância dos diferentes materiais aplicados na caracterização dos custos de um heliostato. A Tabela 5, apresenta os materiais aplicados e o peso.

**Tabela 5 - Materiais aplicados e peso dos heliostatos**

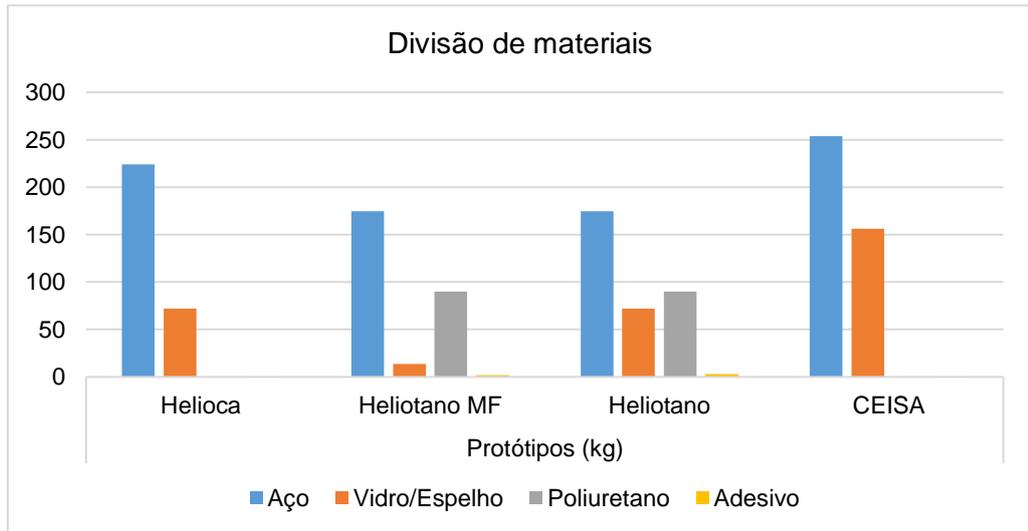
Materiais	Protótipos (kg)			
	HelioCa	Heliotano MF	Heliotano	CEISA
Aço	224	175	175	254
Vidro/Espelho	72	13,5	72	156
Poliuretano	0	90	90	0
Adesivo	0,18	2	2,8	0,15
<b>Total</b>	<b>296,18</b>	<b>280,50</b>	<b>339,80</b>	<b>410,15</b>

**Fonte:** Elaborado pelo autor

Os valores expressam uma grande diferença no peso dos protótipos. O Heliotano (MF) pesou 129,7 Kg a menos que o CEISA, o que representou uma diferença de 31,6% a menos do peso total.

Os parâmetros apresentados na Tabela 5 foram importantes na caracterização dos custos dos heliostatos. O volume de materiais apresenta influência no dimensionamento de motores de rastreamento e no custo do transporte. A Figura 13, apresenta a diferença de volume de material contido num mesmo conceito de heliostato.

**Figura 13 – Diferença de materiais nos heliostatos analisados**



**Fonte:** Elaborado pelo autor

A origem dos componentes, se nacionais ou importados, exerce forte ação na obtenção dos custos. O fato é que produtos importados são submetidos a alta taxas de impostos. Por outro lado, a utilização de componentes nacionais contribui para o fortalecimento da cadeia produtiva e para a curva de aprendizagem da tecnologia. A Figura 14, apresenta a fração de nacionalização dos heliostatos analisados.

**Figura 14 – Fração de nacionalização dos heliostatos analisados**



**Fonte:** Elaborado pelo autor

Optar por componentes fabricados e disponíveis no país onde a tecnologia está sendo aplicada, favorece o estabelecimento da tecnologia a consequente redução de custos.

O heliostato CEISA foi fabricado na Alemanha e totalmente importado. O protótipo foi resultado de um consorcio educacional para desenvolvimento de pesquisa relacionado a energia CSP, por isso os encargos e taxas de importação foram

isentados. Fato que teve forte influência nos custos de fabricação, quando comparados aos heliostatos construídos no Brasil (Tabela 9).

### 3.7.2 Custo do método de montagem e do transporte

A caracterização dos materiais escolhidos permitiu a construção dos custos de montagem e instalação nos diferentes heliostatos analisados. A metodologia de montagem estabelecida, foi elaborada seguindo a ideia da melhor sequência lógica encontrada. A sequência de montagem apresenta um procedimento ideal do ponto de vista operacional. As etapas fundamentaram-se em possibilidades oferecessem menos riscos de danos aos espelhos, com o mínimo de tempo requerido.

A Tabela 6 apresenta os valores contidos na montagem dos heliostatos, bem como: tempo e quantidade de mão de obra requerido em cada montagem.

**Tabela 6 – Valores de custos contidos nas montagens**

	Montagem		
	HelioCa	Heliotano	CEISA
Tempo (h)	3	4	2
Pessoas	3	3	3
Área (m <sup>2</sup> )	9	9	8.1
Custo (R\$/m <sup>2</sup> )	45	60	30
Total (R\$)	405	540	270

\*R\$/hr/Homem: 45

**Fonte:** Elaborado pelo autor

Tais valores foram utilizados na construção dos custos de montagem de cada heliostato, melhor explanados no tópico 3.7.2.

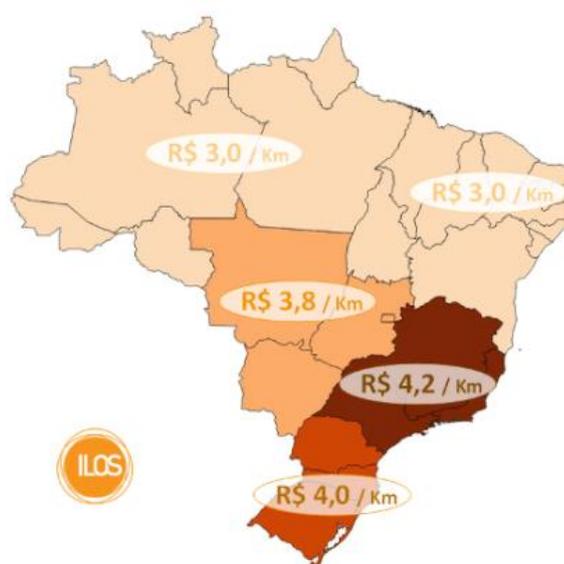
A valoração do custo de transporte foi obtida em função do peso de cada heliostato e dos custos de transporte rodoviário no estado de São Paulo. A Tabela 7, apresenta os valores contidos no transporte dos heliostatos, o custo do transporte obtido por unidade (R\$), custo da logística (relação: R\$/kg-km), peso total (kg) e a distância da fábrica ao local de implantação da usina.

**Tabela 7 – Valoração do custo de transporte de cada heliostato**

	Transporte			
	HelioCa	Heliotan MF	Heliotano	CEISA
Peso total (kg)	296,18	280,50	339,80	410,15
Custo transporte (Ct)	248,8	235,6	285,4	344,5

\*Custo logística (R\$/kg-km) 0,0042  
 \*Distância (d) – km 200

Fonte: Elaborado pelo autor

**Figura 15 – Preço do frete rodoviário por região de origem.**

Fonte: Painel de frete (ILOS HIJJAR, 2016)

### 3.7.3 Descrição do método utilizado na adaptação da análise paramétrica

A análise paramétrica proposta por (BLACKMON, 2013) parte de um ponto de vista científico de desenvolvimento do custo de heliostatos antes da fabricação. Divide e distribui os custos categoricamente e ainda propõe a otimização da área de reflexão em função da carga de vento e dos custos de eletrônicos, da estrutura e da superfície de reflexão.

A adaptação matemática do método visou incluir na estimativa de custos fatores que foram importantes do ponto de vista de fabricação industrial. Fato que, tornou o resultado representativo, independentemente do tamanho da superfície espelhada e do tipo de configuração do heliostato analisado.

Nesse sentido valores de montagem, instalação e transporte foram inclusos na expressão 9:

$$\frac{ct(N)}{A_{CS}} = \frac{F}{A_{CS}} + C_{1-A} A_H + \frac{f_2}{A_H} + k A_H^{\frac{3}{2}} + \frac{f_3}{A_H} \quad (9)$$

O valor F representa o custo cumulativo da área de reflexão do campo solar, separado do custo por unidade de heliostato, que contém fatores como a preparação do terreno para implantação do campo solar e outros custos particulares associados ao campo de heliostatos. Custos de F são independentes da área do heliostato.

A categoria 2 contém valores de custos que são variáveis na estrutura de suporte de carga. Para isso, os custos contidos na fundação foram dissolvidos na categoria 2.

Os custos de montagem e instalação, que antes eram negligenciados, agora foram divididos nas categorias C<sub>1</sub> e C<sub>2</sub>. Heliostatos com diferentes áreas de reflexão possuem diferentes métodos e estratégia de instalação e montagem.

Os custos de montagem foram obtidos baseado na metodologia criada e apresentada anteriormente. Os fatores que agregam custos nesse processo foram discriminados, valorados e combinados numa equação, a fim de encontrar um valor total. Sendo assim, foi definido que, o custo de montagem C<sub>m</sub>, representado pela expressão:

$$C_m = T_m \cdot N_p \cdot h_h \quad (10)$$

Onde:

O C<sub>m</sub> é o custo total de montagem, T<sub>m</sub> o tempo de montagem requerido, N<sub>p</sub>, o número de pessoas e h<sub>h</sub> o valor hora-homem no processo de montagem. A tabela 5, apresenta o valor de 3 horas de montagem requerido ao heliostato HeliCa, dessas 3 horas, 2 horas foram destinadas à montagem da superfície ótica (pertencentes a categoria C<sub>1</sub>) e 1 hora seria destinado à estrutura (pertencentes a categoria C<sub>2</sub>).

Portanto, os valores de custos obtidos foram aplicados na expressão (10) e divididos nas categorias  $C_1$  e  $C_2$ .

Ainda mais, foram inclusos custos de transporte na estimativa de custo por unidade de área. Os custos de transporte e logística foram discriminados e mensurados. Tais custos foram representados na expressão:

$$C_t = C_l \cdot P_t \cdot d \quad (11)$$

Onde:

O custo de transporte,  $C_t$ , foram obtidos por meio da multiplicação do custo da logística no estado de São Paulo (R\$/Kg/km), pelo peso total do heliostato  $P_t$ , e pela distância da fábrica ao local de implantação da usina CSP, representado por  $d$ .

Portanto, por se conhecer o peso total  $P_t$  de cada protótipo, o peso e custos dos materiais contidos nas diferentes categorias propostas por Blackmon, 2013, o valor total do transporte foi fracionado e distribuído nas categorias existentes, conforme apresentado na Tabela 8.

No caso do heliostato HeliCa, os espelhos pesaram 72 kg (Tabela 4), portanto de todo o custo de transporte do protótipo, 24,3 % foram dissolvidos na categoria 1, onde estão os custos dos espelhos. Os outros 75,7 % foram dissolvidos na categoria 2. Dessa forma, a expressão que resultou na análise paramétrica de custos por unidade de área foi conservada, porém agora com a possibilidade de expressar valores plausíveis, principalmente do ponto de vista de fabricação. A Tabela 8, apresenta os valores de montagem e transporte, discriminados nas categorias 1 e 2 de cada protótipo de heliostato.

**Tabela 8 – Aplicação dos custos de montagem e transporte nas categorias**

	Total	HelioCa	
		C1 (%)	C2 (%)
Montagem	405	24.3	75.7
Transporte	248,8	66.7	33.3
Heliotano			
	Total	C1 (%)	C2 (%)
Montagem	405	75	25
Transporte	248,8	56.7	43.3
CEISA			
	Total	C1 (%)	C2 (%)
Montagem	405	50	50
Transporte	248,8	38	62

**Fonte:** Elaborado pelo autor

### 3.7.4 Custos divididos nas categorias

O parâmetro que mais se difere nos heliostatos analisados é a superfície de reflexão. Portanto, fez-se necessário a comparação dos valores técnicos de materiais e custos compreendidos nas diferentes concepções de superfícies óticas utilizadas (Tabela 9).

**Tabela 9 - Custos pertencentes a superfície óptica dos protótipos analisados**

	Descrição dos Espelhos (C <sub>1</sub> )							
	Qnt/Uni	Custo (R\$)	Peso (kg/uni)	Área (m <sup>2</sup> )	Esp (mm)	R\$/m <sup>2</sup>	R\$/Uni	Refl.(%)
Faceta 1m <sup>2</sup>	9	1350	7.9	1	4	150	150	94.5
Faceta Pequena	36	1350	1.9	0.25	4	150	37,5	94.5
<i>Mirror Film</i>	25 (m <sup>2</sup> )	1179	–	25*	0.117	131	–	94
Tira de Espelho	6	750	26	1.35	8.1	556	125	95
Lote min. 25 m <sup>2</sup>								

**Fonte:** Elaborado pelo autor

Com o intuito de se avaliar os custos contidos nos heliostatos, a Tabela 10 apresenta o custo total C<sub>T</sub> de cada heliostato, bem como os valores que foram aplicados nas categorias 1, 2 e 3. A técnica paramétrica permite a percepção de qual

das categorias contém os maiores valores. Foram também apresentados os custos de montagem e transporte.

**Tabela 10 - Custos dos protótipos analisados divididos nas categorias.**

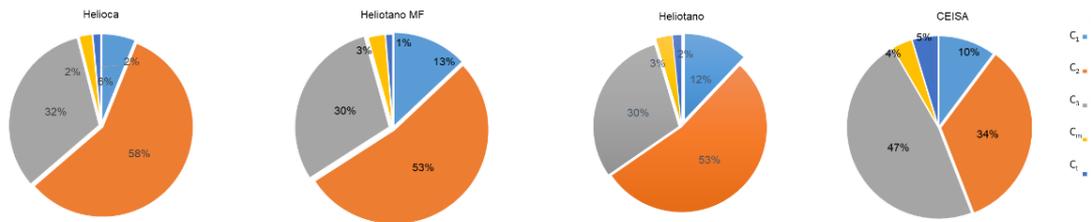
		Heliostatos analisados			
Categorias		Helioca	Heliotano MF	Heliotano	CEISA
C1	Superfície Refletora	1017,9	2345,4	2165,4	750
C2	Estrutura Suporte	9609,4	9609,4	9609,4	2500
C3	Eletrônicos /Acionamento	5413,5	5413,5	5413,5	3500
C <sub>m</sub>	Montagem e Instalação	405,0	540,0	540,0	270,0
C <sub>t</sub>	Logística e transporte	248,8	235,6	285,4	344,5
<b>Total</b>		<b>16694,6</b>	<b>18143,9</b>	<b>18013,7</b>	<b>7364,5</b>
R\$/m <sup>2</sup>		1855,0	2016,0	2001,5	909,2

**Fonte:** Elaborado pelo autor

O heliostato CEISA apresentou o menor custo por ser fabricado fora do Brasil e dada a insenção dos custos de importação que foram negligenciados. No entanto, dentre os fabricados no Brasil, o custo do Helioca é 8,3% menor que o Heliotano.

Em todos os heliostatos analisados, a categoria C<sub>2</sub>, detém a maior parcela dos custos. Fato que é um indicativo de investigação, uma vez que heliostatos de áreas menores possuem custos estruturais também menores. A Figura 16 demonstra que os custos C<sub>2</sub> no Helica e Heliotano abrangem mais de 50% do custo total.

**Figura 16 – Divisão categórica dos custos dos heliostatos**



**Fonte:** Elaborado pelo autor

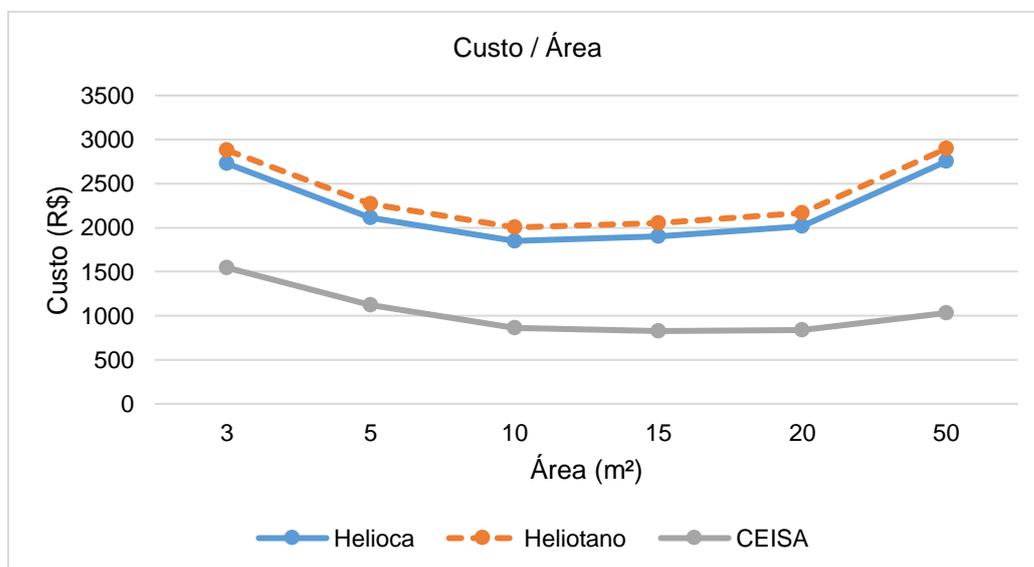
A aplicação do método paramétrico permite a quantificação dos custos nas categorias propostas. A identificação das frações distribuídas nas categorias permite a elaboração de estratégias a fim de se alcançar reduções de custos.

### 3.7.5 Custo mínimo por unidade de área e área ótima

A técnica da análise paramétrica foi aplicada em três diferentes concepções de heliostatos, com a mesma área, porém com diferentes custos por unidade de área. O método permite a obtenção do custo minimizado e a área ótima do heliostato analisado.

O valor de  $f_2$  da equação é constituído por dois custos: (i) motores e (ii) estrutura mecânica. Contudo, a fração desse valor oriunda dos motores, foi fixada em 5% do total de  $f_2$ . A outra fração (95%) que compõem o custo, é a relação do coeficiente agregado  $k$  com  $f_2$ . Essa premissa foi determinante na obtenção da área ótima de cada heliostato analisado. A Figura 17, apresenta o custo por heliostato  $C_T$ , resultantes dos valores aplicados na equação (2), com diferentes projeções de tamanhos de superfície óptica, com as três concepções de heliostatos analisados.

Figura 17 – Custo por heliostato  $C_T$  com diferentes tamanhos



Fonte: Elaborado pelo autor

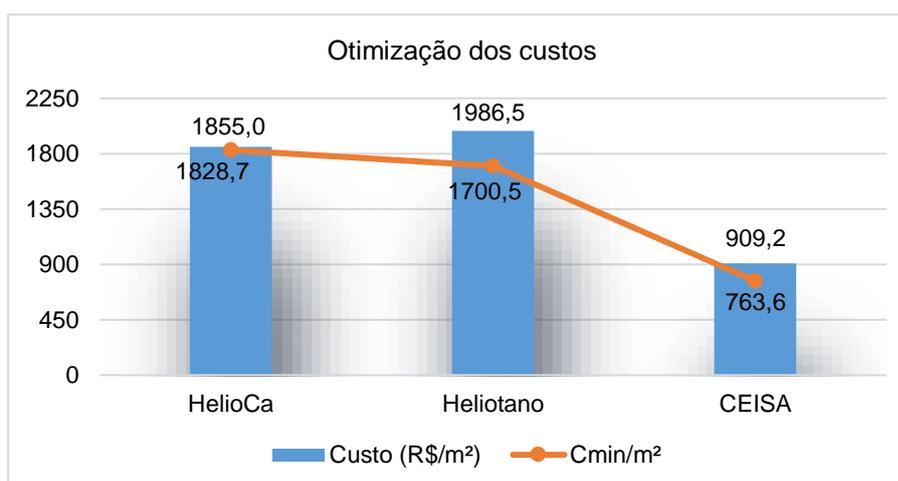
O heliostato CEISA apresentou o menor valor  $C_T$  com área de reflexão  $15 \text{ m}^2$ , o que evidencia que o atual modelo tem potencial de aumentar 23% da área. Isso se deve, pelo fato do custo  $C_2$  representar 34% do total (Figura 16). Heliostatos de áreas menores tipicamente possuem baixos custos na categoria  $C_2$ . Nesse caso apresentado, o heliostato poderá ser projetado com uma área maior em caso de uma eventual evolução.

O heliostato HelioCa, apresentou  $C_T$  com  $10 \text{ m}^2$  de área menor que as demais projeções, o que reforça o fato dessa concepção está num nível aceitável de otimização, ou seja, com os valores de custos aplicados nessa concepção de heliostato, o tamanho de  $9 \text{ m}^2$  está ideal.

No caso Heliotano, o  $C_T$  por heliostato foi o maior dentre as três concepções analisadas. No entanto, com a variação da área entre  $3 - 50 \text{ m}^2$ , o menor custo  $C_T$  foi obtido na área de  $10 \text{ m}^2$ . O  $C_T$  com a projeção de área com  $20 \text{ m}^2$  é sutilmente 9% maior que o  $C_T$  com  $10 \text{ m}^2$ , ou seja, há potencial para soluções que favoreçam o aumento da área. Nessa concepção de heliostato, a  $C_1$  obteve o maior custo em comparação a mesma Categoria 1 dos outros (Figura 17).

A Figura 18, apresenta o custo real obtido ( $\text{R}\$/\text{m}^2$ ) e custo mínimo por unidade de área otimizada  $C_{\min}$ , nas três concepções de heliostatos analisados, resultantes dos valores aplicados nas expressões (2) e (7) respectivamente.

**Figura 18 – Custo por heliostato e  $C_{\min}$  por unidade de área**



**Fonte:** Elaborado pelo autor

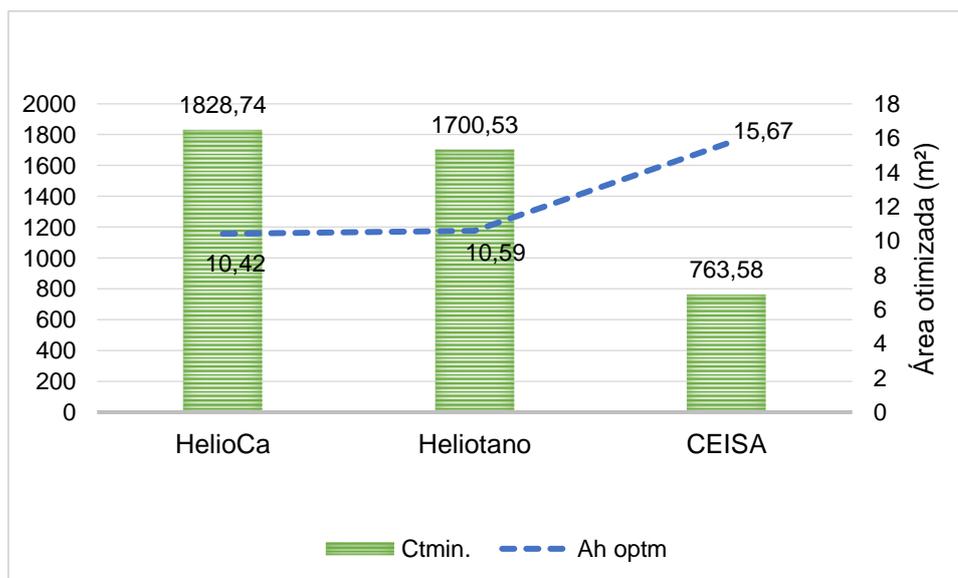
Os resultados mostram que o custo mínimo por unidade de área do Helioca de R\$ 1.828,7 foi 1,4% menor que o custo real por unidade de área. O valor obtido reforça o fato de que essa concepção de heliostato alcançou um nível aceitável de custo otimizado, no entanto, ainda pode ser reduzido.

O Heliotano apresentou  $C_{\min}$  14,4% menor que o custo real por unidade de área. Para esse caso, a Categoria 1 conteve custos adicionais por meio da introdução de um material alternativo. O aumento dos custos pertencentes a  $C_1$ , ocasiona um substancial aumento do custo total. Dentre os diferentes conceitos de superfícies ópticas analisadas, as que deterem uma fração menor que 10% na  $C_1$  apresentaram maior potencial de redução de custos.

O heliostato CEISA apresentou um  $C_{\min}$  16,1% menor que o custo real por unidade de área. Nesse caso, 47% do custo total foi pertencente a  $C_3$ , fato que evidencia potencial redução dos custos nessa categoria e o incremento da área de reflexão.

A Figura 19, apresenta o custo mínimo por unidade de área  $C_{T\min}$  e a área ótima nas três concepções de heliostatos analisados.

**Figura 19 –  $C_{\min}$  por heliostato e resultado da área otimizada**



**Fonte:** Elaborado pelo autor

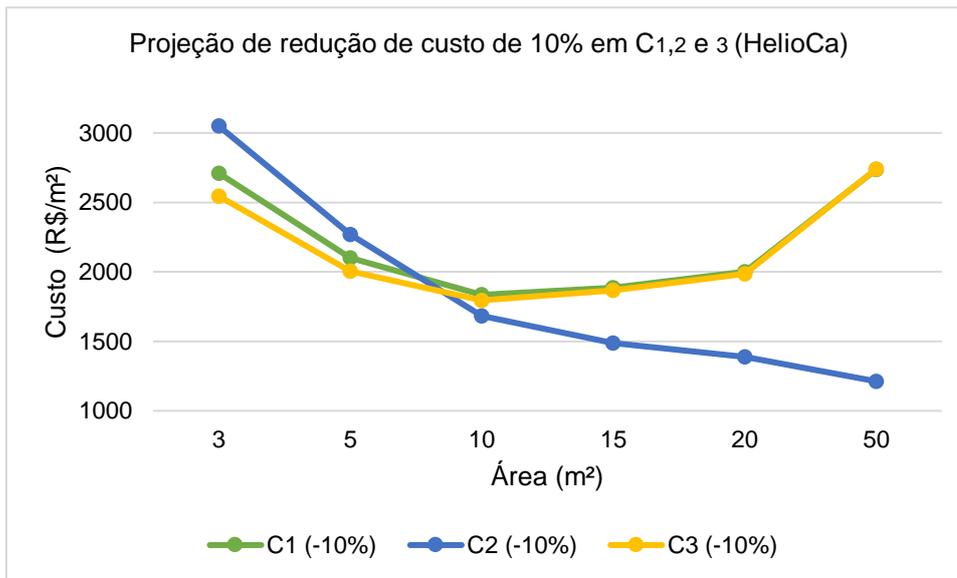
Os resultados expressos na Figura 19, demonstram que a área ideal para caso CEISA pode chegar a 15m<sup>2</sup>. No entanto, tanto HelioCa e o Heliotano apresentaram valores de área ideal na ordem de 10m<sup>2</sup>. Isso mostra que para esses dois casos, o resultado de otimização do tamanho se contra equivalente ao tamanho atual (9m<sup>2</sup>), ou seja, o ponto de desenho no qual os heliostatos HelioCa e Heliotano foram dimensionados são ideais do ponto de vista dos custos aplicados.

### **3.7.6 Projeções de redução de custo por unidade de área**

Conforme observado nos tópicos anteriores, os resultados de custos, área ideal, valores contidos na montagem/instalação e tipos, peso e origem dos materiais foram satisfatórios para o heliostato HelioCa, em comparação ao Heliotano e o CEISA. Ainda mais, dentre as três concepções de heliostatos analisados, o HelioCa apresentou o menor custo por unidade de área, dentre os heliostatos fabricados no Brasil (Tabela 9).

Portanto, com os resultados obtidos do heliostato HelioCa, foram feitas projeções de custos em cada categoria, afim de se identificar qual possui maior potencial de redução. Ainda mais, qual redução nas categorias refletem mais no custo por unidade de área. Nesse âmbito, a Figura 20 apresenta as projeções de redução dos custos nas categorias C<sub>1</sub>, C<sub>2</sub> e C<sub>3</sub>; em diferentes áreas de superfície óptica.

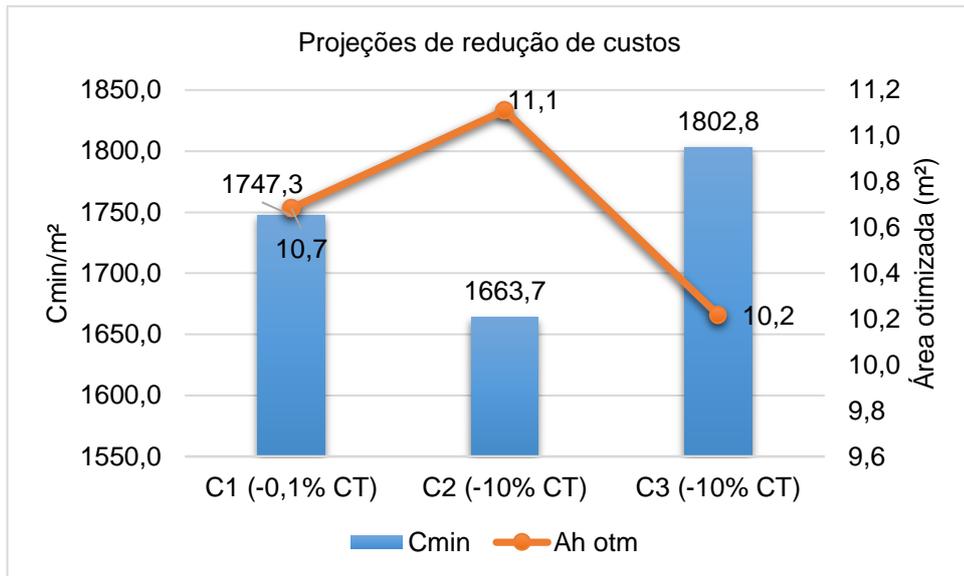
**Figura 20 - Redução de 10% do custo nas categorias C<sub>1</sub>, C<sub>2</sub> e C<sub>3</sub>**



**Fonte:** Elaborado pelo autor

Os resultados expressam que, tanto a categoria 1 e 3 tiveram comportamentos previsíveis em relação a redução de custos em 10%. Porém, a Categoria C<sub>2</sub>, demonstram que eventuais reduções abrem frente para obtenção de áreas de reflexão maiores.

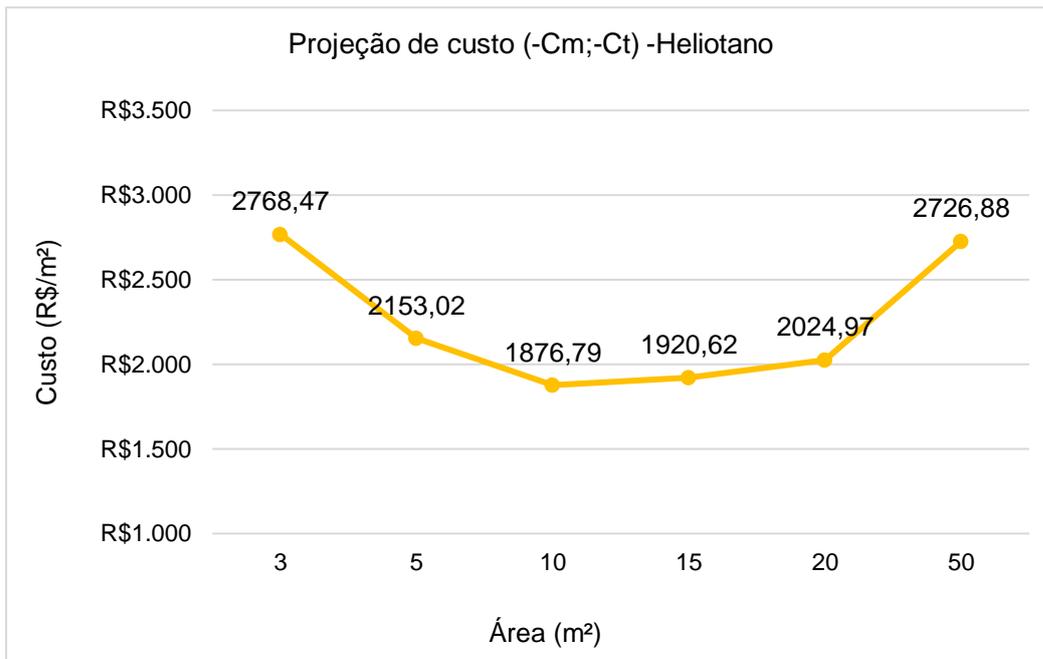
A segunda projeção, foi a redução de 0,1%; 10% e 10% do custo total nas respectivas categorias C<sub>1</sub>, C<sub>2</sub> e C<sub>3</sub> do heliostato Helioca. A Figura 21, apresenta os resultados da segunda etapa das projeções de custo.

**Figura 21 - Projeções de redução de custos nas categorias**

**Fonte:** Elaborado pelo autor

Com a redução de 10% do custo total do HelioCa na categoria 2, o custo mínimo obtido foi 9 % menos que o custo mínimo obtido sem as projeções de redução de custo. Enquanto a área ótima passou a ser 23% maior que a usada no heliostato (9m²).

O heliostato Heliotano conteve o maior tempo de montagem na superfície óptica, por ser constituído de materiais alternativos e pouco usual em heliostatos. A fim de projetar reduções de custo, a Figura 22 apresenta os custos por unidade de área, com custos de montagem e transporte negligenciados.

**Figura 22 – Projeção de custo Heliotano**

**Fonte:** Elaborado pelo autor

### 3.7.7 Escalonamento do custo mínimo por unidade de área

Com o intuito de se conhecer o custo nivelado da energia gerada (LCoE), o custo por unidade de área obtido pela equação (2), para o HelioCa, foi usado na construção dos custos diretos como premissa admitida para a simulação. O valor do custo por unidade de área (R\$/m²) obtido foi mais que 5 vezes maior que o recomendado pela literatura (Kolb, et al., 2007) para ser competitivo no mercado de energia.

Portanto, para as simulações, foram assumidos dois valores de custo por unidade de área. O valor obtido como resultado da análise (526 R\$/m²) e a projeção de Pfahl et al. (2013), que propôs uma meta de custo de 420 R\$/m² para o heliostato com movimentação em unidades de aros. Os valores financeiros expressos em Dólar americano foi convertido para Real sob a cotação de 3,5. A Tabela 11 apresenta os valores de custos utilizados nas simulações.

**Tabela 11 – Valores dos custos R\$/m<sup>2</sup> utilizados na simulação**

Origem do valor	Custo (R\$/m <sup>2</sup> )
Análise paramétrica	526
Projeção (Pfhal et al., 2013)	420

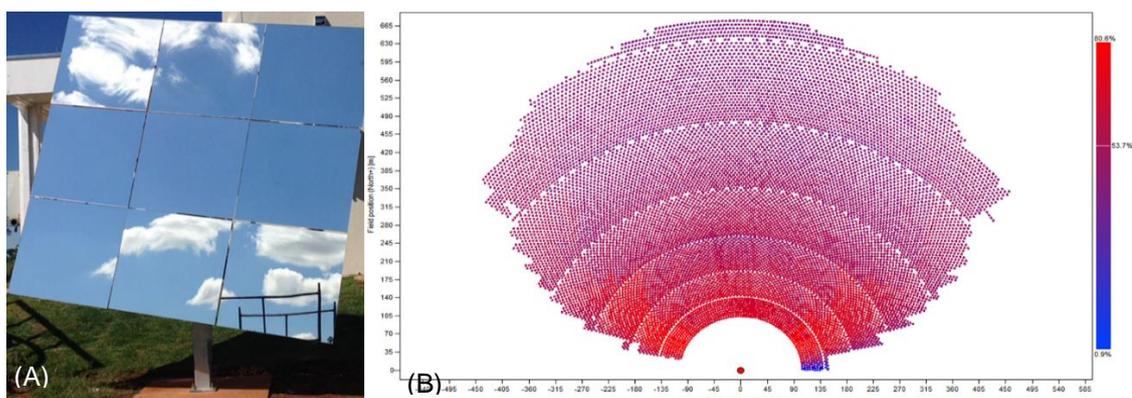
Fonte: Elaborado pelo autor

### 3.8 Simulações SAM

Os valores de operação do ciclo termodinâmico obtidos foram típicos de sistemas CSP-híbrido (Peterseim et al., 2013; Peterseim et al., 2014; Soria et al., 2015). O modo de operação foi por meio da geração direta de vapor, superaquecido a 550° C e 160 bares, sem armazenamento térmico. A energia proveniente do vapor superaquecido, disponibilizou 53.22 MWt na entrada da turbina, na qual está conectado um gerador de eletricidade. A eficiência geral do ciclo foi na ordem de 31%. O sistema de refrigeração adotado foi de refrigeração úmido, para condensar o vapor de volta para o estado líquido.

A área total do campo solar ideal foi de 116 ha. O campo solar foi constituído de 20.575 heliostatos voltados para o norte (N) e distribuídos em arcos circulares ao redor da torre, com área total de reflexão 181.482 m<sup>2</sup>. A Figura 23, apresenta o heliostato usado (A), o design e a eficiência óptica que o campo solar alcançou (53%) (B).

**Figura 23 - Campo solar formado pelo heliostato HeliCa**



Fonte: Elaborado pelo autor

### 3.8.1 Obtenção do custo nivelado da eletricidade gerada (LCoE)

O custo nivelado na energia gerada é principalmente influenciado pelo custo por unidade de área do heliostato a ser utilizado no sistema (Kolb et al., 2007). Nessa pesquisa a Tabela 10 apresentou o custo mínimo por unidade de área, dentre os heliostatos investigados. Nesse âmbito, o custo de 526 R\$/m<sup>2</sup> oriundo do heliostato HeliCa, foi usado como parâmetro financeiro do custo direto do campo solar, para obtenção do custo nivelado da energia gerada (LCoE).

Ainda mais, pelo fato do custo mínimo por unidade de área do heliostato HeliCa está acima do considerado razoável no mercado aberto, também foi obtido o LCoE com a projeção de custo 420 R\$/m<sup>2</sup>, conforme proposto por Pfhal et al. (2013), como forma de analisar outra perspectiva de custos para campo solar de sistema CSP com torre central. A Tabela 11 apresenta a quantidade da energia gerada, o fator de capacidade, o LCoE obtidos, em função dos dois custos de campo solar (R\$/m<sup>2</sup>) propostos.

**Tabela 12 – Valores do LCoE para os dois custos de CS**

Custo CS 526 R\$/m <sup>2</sup>		Projeção de custo CS 420 R\$/m <sup>2</sup>	
Geração anual	79.256,47 MWe	Geração anual	79.258,04 MWe
Fator de capacidade	31%	Fator de capacidade	31%
LCoE	119,95 R\$/MWh	LCoE	71,99 R\$/MWh

**Fonte:** Elaborado pelo autor

Para uma usina CSP com capacidade instalada de geração de 30 MWe, com o custo por unidade de área do HeliCa 526 R\$/m<sup>2</sup> foi obtido o LCoE de R\$/MWh 119,95. Conjecturando um cenário de comércio de energia ocorrido em 2015, com o valor do preço do Leilão de Fontes Alternativas (FA) vendido, subtraído pelo LCoE e multiplicado pelo montante de energia gerado durante ano, o fluxo de caixa anual gerado seria R\$ 7.501.624.

Nesse mesmo cenário base descrito, porém agora com o custo por unidade de área oriundo da projeção de custo do HeliCa (R\$/m<sup>2</sup> 420), o LCoE foi R\$/MWh 71,99. Ou seja, nesse caso, o fluxo de caixa anual seria R\$ 11.302.983. A obtenção LCoE de sistemas CSP, em função de diferentes layouts de heliostatos é um fator plausível

de comparação (Weinrebe et al., 2014). O conhecimento dos valores econômicos envolvidos no projeto CSP é um fator importante na construção da linha de aprendizagem da tecnologia no âmbito nacional.

### 3.9 Conclusões

As diferentes concepções de heliostatos analisados constituídos de materiais que diferenciaram em: propriedades físicas e origem, refletiram na composição dos custos.

O heliostato HelioCa apresentou o menor custo por unidade de área dentre os fabricados no Brasil. O índice de nacionalização dos componentes alcançou 75%.

No caso do heliostato Heliotano, a aplicação de materiais alternativos na categoria 1 aumenta substancialmente o custo por unidade de área.

A fração dos custos de montagem/instalação e transporte não excedeu a 5%. A inclusão dos custos de montagem/instalação e transporte na equação da análise paramétrica tornaram o valor do custo por unidade de área mais representativo.

A adição dessa função na análise paramétrica para determinação do custo mínimo por unidade de área, pode ser aplicada em qualquer heliostato, independentemente do tamanho, dos materiais, dos requisitos de desempenho e da configuração.

Com base nos dados de custo dos heliostatos analisados (HeliCa, Heliotano e CEISA), o tamanho das áreas resultantes do processo de otimização variou entre de 10 - 15m<sup>2</sup>.

Há potencial para redução do custo mínimo por unidade de área nos três heliostatos analisados, sendo que no Heliotano essa redução pode ser de até R\$/m<sup>2</sup> 286.

No heliostato HelioCa, o valor de custo mínimo por unidade de área foi menor com uma área de 10m<sup>2</sup>. Isso é um indicativo que a área atual se encontra otimizada, porém com potencial para ser aumentada em 1m<sup>2</sup>.

As projeções de custos indicaram que reduções na Categoria 2, abrem frente para investigação de uma nova área de reflexão.

A apresentação de informações que esclareça os custos contidos no campo solar de sistemas de torre central é uma importante estratégia para redução de custos no preço final da energia gerada.

## REFERÊNCIAS

ARVIZU, D.; BALAYA, P.; CABEZA, L.; HOLLANDS, T.; JÄGER-WALDAU, A.; KONDO, M.; KONSEIVO, V. **Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation SRREN (Special Report of IPCC)**, Chapter 3. Direct Solar Energy. Cambridge e New York: IPCC, 2011.

AVELLANER, J. A. Optical characterization of the facets of a heliostat. **Revue de Physique Appliquée**, [s.l.], v. 15, n. 2, p.169-173, 1980. EDP Sciences. <http://dx.doi.org/10.1051/rphysap:01980001502016900>.

BENYAKHLEF, S.; AL MERS, A.; MERROUN, O.; BOUATEM, A.; BOUTAMMACHTE, N.; EL ALJ, S.; AJDAD, H.; ERREGUERAGUI, Z.; ZEMMOURI, E. Impact of heliostat curvature on optical performance of Linear Fresnel solar concentrators. **Renewable Energy**, [s.l.], v. 89, p.463-474, abr. 2016. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2015.12.018>.

BLACKMON, J. Heliostat size optimization for central receiver solar power plants. In: LOVEGROVE, K; STEIN, W (Ed.). **Concentrating Solar Power Technology: Principles, Developments and Applications**. [s. L.]: **Woodhead Publishing Series In Energy**, 2012. Cap. 17. p. 536-576. <<https://doi.org/10.1533/9780857096173.3.536>>.

BLACKMON, J. Parametric determination of heliostat minimum cost per unit area. **Solar Energy**, [s.l.], v. 97, p.342-349, nov. 2013. Elsevier BV. <<http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2013.08.032>>.

BLACKMON, J. Heliostat drive unit design considerations – Site wind load effects on projected fatigue life and safety factor. **Solar Energy**, [s.l.], v. 105, p.170-180, jul. 2014. Elsevier BV. <<http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2014.02.045>>.

BEZERRA, P. H.; TERAMOTO, E. T.; LAMPKOWSKI, M.; SERAPHIM, O. J.; OLIVEIRA, C. E. L.; KOIKE, C. T. Análise estrutural de tiras de espelho curvo e elementos de conexão para heliostato com movimentação em aros. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 6., 2016, Belo Horizonte. **Anais...** [s. L.]: Escola de Engenharia - UFMG, 2016.

BRENDER, W. **Final Technical Progress Report: Development of Low-Cost Suspension Heliostat**. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2013. 12 p. NREL/SR -5200-57611. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/57611.pdf>>. Acesso em: 25 set. 2017.

EMERGING ENERGY RESEARCH (2010), **Global Concentrated Solar Power Markets and Strategies: 2010-2025**, Cambridge, MA: HIS, n. 2010, abr. 2010.

EASAC EUROPEAN ACADEMIES SCIENCE ADVISORY COUNCIL (Alemanha). **Concentrating solar power: its potential contribution to a sustainable energy future**. Policy report 16. Halle (Saale): German Academy Of Sciences Leopoldina, 2011. 58 p.

GARNAUT, R. Weighing the cost and benefits of climate change action: Update 2011. **Garnaut Climate Change Review**, [s. L.], 30 p., 2011. Disponível em: <<http://www.garnautreview.org.au/update-2011/update-papers/up1-weighing-costs-benefits-climate-change-action.pdf>>. Acesso em: 13 nov. 2016.

HELLER, WERNER H., PETERS, JOSEPH S. Development of a low cost drive mechanism for solar heliostat. In: **Peerless Winsmith Report prepared for Sandia National Laboratories**, Albuquerque, New Mexico, Document Number 90-5753, February 1989

HYDROGEN COUNCIL. **How hydrogen empowers the energy transition**. [s. L.]: Hydrogen Council, 2017. 19 p. Disponível em: <<http://www.angloamerican.com/~media/Files/A/Anglo-American-PLC-V2/media/speeches/hydrogen-empowers-energy.PDF>>. Acesso em: 16 jan. 2017.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **World Energy Outlook 2010**. Paris: International Energy Agency (IEA), 2010. 731 p. Disponível em: <<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/weo2010.pdf>>. Acesso em: 20 set. 2017.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Technology Roadmap: Concentrating Solar Power. **International Energy Agency (IEA)**, Paris, [s.n], 52 p., out. 2010. Disponível em: <[https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/csp\\_roadmap.pdf](https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/csp_roadmap.pdf)>. Acesso em: 20 set. 2017.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Key Renewables Trends. Excerpt from: Renewables information. **International Energy Agency (IEA)**, [S.l], [s.n], 12 p., 2016. Disponível em: <<http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyRenewablesTrends>>. Acesso em: 05 nov. 16.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (São Francisco). **Cities are in the frontline for cutting carbon emissions, new IEA report finds**. Disponível em: <<https://www.iea.org/newsroom/news/2016/june/etp2016-cities-are-in-the-frontline-for-cutting-carbon-emissions.html>>. Acesso em: 01 ago. 2016.

HIJJAR, M. F. Preços de frete rodoviário no Brasil – Diferenças regionais. 2016. **ILOS - Especialistas em Logística e Supply Chain**. Disponível em: <<http://www.ilos.com.br/web/precos-de-frete-rodoviario-no-brasil-diferencas-regionais/>>. Acesso em: 13 out. 2017.

IPCC. **Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation: Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change**. Cambridge: Cambridge University Press., 2012. 1076 p.

IPCC. **Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change** [Core Writing Team, R.K. Pachauri and L.A. Meyer (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland, 151 pp. 2014.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). Concentrating Solar Power. **Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series**, Abu Dhabi, v. 1,

Issue 2/5, 40 p., jun. 2012. Disponível em: < [https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/RE\\_Technologies\\_Cost\\_Analysis-CSP.pdf](https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/RE_Technologies_Cost_Analysis-CSP.pdf)>. Acesso em: 13 out. 2017.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). **Renewable Power Generation Costs In 2014**. [s.l]: International Renewable Energy Agency (irena), 2105. 159 p. Disponível em: <[https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA\\_RE\\_Power\\_Costs\\_2014\\_report.pdf](https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Power_Costs_2014_report.pdf)>. Acesso em: 13 out. 2017.

KOLB, G.J.; JONES, S. A.; DONNELLY, M. W.; GORMAN, D.; THOMAS, R.; DAVENPORT, R.; LUMIA, R.. **Heliostat Cost Reduction Study**, [S.L.]: Sandia National Laboratory. 2007. p 158. Disponível em: <<http://prod.sandia.gov/techlib/access-control.cgi/2007/073293.pdf>>. SAND2007-3293, June 2007. Acesso em: 20 set. 2017.'

KOLB, G.J.; HO, C. K.; MANCINI, T. R.; GARY, J. A. “**Power Tower Technology Roadmap and Cost Reduction Plan**”. Sandia Report - SAND2011-2419, April 2011

KUSEK, S. **Phase 1 Final Report, Low Cost Heliostat Development**. Award Number: EE0003593, October 1, 2010–March, 2012.

LOVEGROVE, K.; STEIN, W. **Concentrating solar power technology**. ed 1 Sawston, Cambridge, UK: Woodhead Pub., 2012.

MCCRONE, A. **Global Trends in Renewable Energy Investment 2011: Analysis of Trends and Issues in the Financing of Renewable Energy**. [s.l.] United Nations Environment Programme and Bloomberg New Energy Finance, 2011.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY – NREL. **System Advisor Model (SAM)**. 2016. Disponível em: < <https://sam.nrel.gov/>>. Acesso: 27 maio. 2016.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL). **SolarPILOT™**. 2016. Disponível em: < <https://sam.nrel.gov/>>. Acesso: 26 outubro. 2016.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL). **Estimating Renewable Energy Economic Potential in the United States: Methodology and Initial Results**. Oak Ridge, EUA. 2016. 154 p. 2016.

NEIJ, L. Cost development of future technologies for power generation--A study based on experience curves and complementary bottom-up assessments. **Energy Policy**, v. 36, n. 6, p. 2200–2211, 2008.

NOONE, C.; TORRILHON, M.; MITSOS, A. Heliostat field optimization: A new computationally efficient model and biomimetic layout. **Solar Energy**, 86(2), pp.792-803. 2012.

NUSSBAUMER, T.; ERNEUERBARE, ENERGIEN. **Solarenergie**. Zürich/Horw: Hochschule Luzern – Technik & Architektur. 2011.

PAPATHOMA-KÖHLE, M.; PROMPER, C.; GLADE, T. A Common Methodology for Risk Assessment and Mapping of Climate Change Related Hazards—Implications for Climate Change Adaptation Policies. **Climate**, 4(1), p.8. 2016.

PETROLLESE, M.; COCCO, D. Optimal design of a hybrid CSP-PV plant for achieving the full dispatchability of solar energy power plants. **Solar Energy**, v. 137, p. 477-489, 2016.

PFAHL, A.; RANDT, M.; HOLZE, C.; Unterschuetz, S. Autonomous light-weight heliostat with rim drives. **Solar Energy** 92, p. 230-240, 2013.

PFAHL, A.; BRUCKS, A.; HOLZE, C. Wind Load Reduction for Light-Weight Heliostats, **Energy Procedia** 49, 193-200, 2014.

PFAHL, A., BEZERRA, P. H. S.; HÖLLE, E.; LIEDKE, P.; TERAMOTO, E. T.; HERTEL, J.; LAMPKOWSKI, M.; OLIVEIRA, C. E. L.. Heliostat Tailored to Brazil. In: **ISES Solar Word Congress**. International Solar Energy Society. Daegu, Korea, 2016.

PETERSEIM, J., TADROS, A., WHITE, S., HELLWIG, U., LANDLER, J. AND GALANG, K. Solar Tower-biomass Hybrid Plants – Maximizing Plant Performance. **Energy Procedia**, 49, pp.1197-1206. 2014.

PETERSEIM, J.; WHITE, S.; TADROS, A.; HELLWIG, U. Concentrated solar power hybrid plants, which technologies are best suited for hybridisation? **Renewable Energy**, 57, p.520-532. 2013

REEKEN, F. V. Heliostat Cost Optimization Study. In: **Solar PACES 2015**, Cape Town, South Africa, 2016

ROMERO, M. **Energia Solar Termoelétrica CIEMAT**, 2002. Disponível em: <[http://www.uib.es/facultat/ciencias/prof/victor.martinez/recerca/jornades/ManuelRomero/CSP\\_Termoelectrica.pdf](http://www.uib.es/facultat/ciencias/prof/victor.martinez/recerca/jornades/ManuelRomero/CSP_Termoelectrica.pdf)>. Acesso em: 02 março 2016.

SANSOM, Christopher. A Comparison of Polymer Film and Glass Collectors for Concentrating Solar Power. **Energy Procedia**, [s.l.], v. 49, p.209-219, 2014. <<http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2014.03.023>>.

SCHUCK, MARTHA LISA RODRIGO. **Coletor solar para pré-aquecimento do ar em sistemas de secagem estudo de caso – cura do tabaco**. 2012. 95 f. Dissertação (Mestrado) - Departamento de Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil, UFSM, Santa Maria, 2012.

SHORT, W.; PACKEY, D.J.; HOLT, T. A Manual for the Economic Evaluation of Energy. **Efficiency and Renewable Energy Technologies**. NREL/TP-462-5173. Golden, CO: NREL.1995. Disponível: <<http://www.nrel.gov/docs/legosti/old/5173.pdf>>. Acesso em: 04 março de 2016:

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

SORIA, R.; PORTUGAL-PEREIRA, J.; SZKLO, A.; MILANI, R.; SCHAEFFER, R. Hybrid concentrated solar power (CSP) – biomass plants in a semiarid region: A strategy for CSP deployment in Brazil. **Energy Policy**, v. 86, p. 57–72, nov. 2015.

SCHIEL, W., HUNT, B., KECK, T., SCHWEITZER, A.; WEINREBE, G. Solar Thermal Power Plants for Central or Distributed Electricity Generation. In: **POWER-GEN Europe**. Schlaich Bergemann, Espanha, 2004.

## **CAPÍTULO 4: Marco Legal Jurídico Regulatório para Sistemas CSP: Geração e Comercialização de Energia Elétrica de Fonte Solar no Brasil**

### **RESUMO**

A busca por fontes de energias renováveis para substituição das convencionais acontece de forma acelerada em todo o mundo nas últimas décadas. Um número crescente de políticas de energias renováveis, têm impulsionado o crescimento escalonado de tecnologias de geração nos últimos anos. As políticas governamentais desempenham um papel crucial na aceleração da implantação de tecnologias de energias renováveis. Não há, portanto, uma definição jurídica na legislação atual para comércio de energia elétrica proveniente de sistemas heliotérmicos. A geração de energia por fonte solar, principalmente a partir da Resolução ANEEL nº 482, complementada pela Resolução nº 687/2015, inseriu-se num setor amplamente regulado, desenvolvido com base em inúmeras atividades, mecanismos e processos, envolvendo contratos e agentes de geração e distribuição que atendem a múltiplas regras e procedimentos de operação, garantia de fornecimento e de comercialização. Esse cenário ainda é muito recente, por isso é importante a apresentação dos mecanismos operacionais, de incentivo e dos riscos de natureza legal-regulatória relacionados ao comércio de energia. Nesse âmbito, o descritivo técnico visou oferecer respaldo jurídico regulatório para sistemas de geração por fonte solar concentrada, conectados à rede de distribuição, baseado em diretrizes já existentes para outras fontes renováveis, como eólica e solar fotovoltaica. A metodologia foi estabelecida afim de apresentar o enquadramento contratual energético de usinas CSP, no atual modelo de comércio de energia elétrica. A título de se compreender os distintos cenários energéticos e possibilidades de comércio, caracterizou-se o fornecimento da energia oriunda de sistemas CSP conectados à rede SIN, abrangendo ambos ambientes de contratação (livre e regulado), modelos de contratos e possíveis leilões de energia. Para isso, foram propostos 4 casos de usinas CSP com diferente capacidade nominal de geração. Para cada caso proposto foi definido o enquadramento legal contratual e de comércio de energia. A principal contribuição deste trabalho foi caracterizar o marco jurídico regulatório para o comércio de energia oriunda de sistemas de geração CSP, configurados com diferentes capacidades. Os diferentes casos configurados com geração CSP foram enquadrados na legislação de comércio de energia como: minegerador, autoprodutor, produtor independente e gerador de grande porte. Os resultados apontaram que o marco jurídico regulatório, para sistemas de geração CSP está claro e bem definido. O esclarecimento do trâmite regulatório para o comércio de energia oriunda de usinas CSP diminui as incertezas relacionadas ao funcionamento operacional da tecnologia no Brasil. O planejamento financeiro obtido em função do mercado de energia a ser explorado, é uma importante ferramenta para previsão da viabilidade econômica. Além disso, permite a criação de estratégias de operação conciliada aos possíveis enquadramentos comerciais de comércio de energia.

**Palavras-chave:** Energia Solar Concentrada. Legislação. Comércio de Energia.

## ABSTRACT

The search for renewable energy sources to replace conventional ones has been happening all over the world in the last decades. An increasing number of renewable energy policies have driven the steady growth of generation technologies in recent years. Government policies play a crucial role in accelerating the deployment of renewable energy technologies. Therefore, there is no legal definition in the current legislation for trade in electric power from heliothermic systems. The generation of energy by solar source, mainly from ANEEL Resolution No. 482, complemented by Resolution No. 687/2015, was inserted in a broadly regulated sector, developed based on innumerable activities, mechanisms and processes, involving contracts and agents of generation and distribution that meet multiple rules and procedures of operation, guarantee of supply and marketing. This scenario is still very recent, so it is important to present the operational, incentive mechanisms and legal-regulatory risks related to energy trade. In this context, the technical description aimed to provide regulatory legal support for generation systems by concentrated solar source, connected to the distribution network, based on existing guidelines for other renewable sources such as wind and solar photovoltaic. The methodology was established in order to present the energy contractual framework of CSP plants, in the current electric energy trading model. In order to understand the different energy scenarios and trade possibilities, we characterized the supply of energy from CSP systems connected to the SIN network, covering both contracting environments (free and regulated), contract models and possible auctions of energy. For this, 4 cases of CSP plants with different nominal generation capacity were proposed. For each proposed case the contractual legal framework and trade of energy were defined. The main contribution of this work was to characterize the regulatory legal framework for the energy trade from CSP generation systems, configured with different capacities. The different cases configured with CSP generation were framed in the energy trade legislation as: minegenerator, autoproducer, independent producer and large generator. The results pointed out that the regulatory legal framework for CSP generation systems is clear and well defined. The clarification of the regulatory process for the energy trade from CSP plants reduces the uncertainties related to the operational operation of the technology in Brazil. The financial planning obtained as a function of the energy market to be explored is an important tool for predicting economic viability. In addition, it allows the creation of operational strategies reconciled with possible commercial energy trading frameworks.

**Keywords:** Concentrated Solar Energy. Legislation. Energy Trade.

## 4.1 INTRODUÇÃO

A tecnologia (CSP do inglês “*Concentrated Solar Power*” ou Energia Solar Concentrada) está pronta para assumir uma importante participação na agroindústria brasileira. Existem 4 conceitos de tecnologia solar térmica concentrada que produzem energia elétrica, ao converter a energia solar em calor de alta temperatura usando várias configurações de superfícies espelhadas. Estes sistemas focam a radiação solar direta por meio de dispositivos ópticos para um receptor, transformando a radiação em calor de alta temperatura, apto à produção de vapor.

Embora a disponibilidade de radiação solar seja aproveitável, o interesse pelo uso das tecnologias CSP na geração de energia elétrica é recente. Tal interesse tem sido motivado por diferentes razões, dentre as quais estão as políticas nacionais e internacionais de incentivo ao uso de fontes renováveis e limpas de energia diante do medo das mudanças climáticas e da atual crise energética ao qual o país se encontra. As políticas em todas as escalas de apoio ao desenvolvimento, difusão e transferência de tecnologia, bem como o financiamento, podem ser uma das respostas às alterações climáticas, podem também complementar e reforçar a eficácia das políticas que promovem diretamente a adaptação e atenuação (IPCC,2014).

Um número crescente de políticas de energias renováveis, motivada por vários fatores, têm impulsionado o crescimento escalonado de tecnologias de geração nos últimos anos. As políticas governamentais desempenham um papel crucial na aceleração da implantação de tecnologias de energias renováveis. As políticas de suporte à tecnologia CSP devem introduzir perfis diferenciados de remuneração para estimular a inovação e os investimentos (FRISARI; FEÁS, 2014).

O acesso à energia e o desenvolvimento social e económico têm sido os principais impulsionadores da maioria dos países em desenvolvimento, ao passo que o abastecimento seguro de energia e as preocupações ambientais têm sido mais importantes nos países desenvolvidos. O foco das políticas está se estendendo de uma concentração principalmente na eletricidade por fonte renovável, como também na inclusão de energias renováveis para aquecimento, resfriamento e transporte (IPCC, 2014).

No Brasil, o sistema legal do setor elétrico é um sistema ordenado que segue a seguinte hierarquia:

1. Constituição
2. Leis;
3. Decretos;
4. Portarias;
5. Resoluções.

Isto significa que nenhuma lei pode ir contra a constituição e assim sucessivamente. No entanto, ainda não existe uma legislação própria para o setor de Heliotermia (CSP), o que existem são leis e regulamentos que podem ser aplicados ao setor de geração de energia como um todo e, portanto, devem ser atendidos por qualquer empreendimento. Entre estas citam-se:

- LEI Nº 11.488, DE 15 DE JUNHO DE 2007 (Potência Injetada; Produtor Independente Autônomo - PIA). A Lei cria o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura - REIDI; reduz para 24 (vinte e quatro) meses o prazo mínimo para utilização dos créditos da Contribuição para o PIS/Pasep e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS decorrentes da aquisição de edificações; amplia o prazo para pagamento de impostos e contribuições;

- DECRETO Nº 6.048, DE 27 DE FEVEREIRO DE 2007. (Leilão exclusivo para Fontes Alternativas Renováveis). A energia elétrica decorrente de importação e a gerada por meio de fontes alternativas serão consideradas como provenientes de empreendimentos de geração novos ou existentes. O leilão de fontes alternativas foi instituído com o objetivo de atender ao crescimento do mercado no ambiente regulado e aumentar a participação de fontes renováveis na matriz energética. O decreto altera os arts. 11, 19, 27, 34 e 36 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica.

- LEI Nº 10.848, DE 15 DE MARÇO DE 2004. (Geração Distribuída como opção para distribuição de energia). Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica,

Decreto-Lei n.º 34/2011. D.R. n.º 47, Série I de 08-03-2011 Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento. Estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por intermédio de instalações de pequena potência, designadas por unidades de mini produção.

- RESOLUÇÃO 482/2012 Agencia Nacional de Energia – ANEEL – institui o sistema de *net-metering* para compensação de energia em Micro (<75kW) e Mini geração (<5 MW). Em 2015, a Resolução normativa 687 foi criada, com o intuito de aprimorar a 482, tornando o modelo de geração mais dinâmico.

A partir desta legislação podemos dividir o mercado Brasileiro em dois grandes grupos, um formado pela geração centralizada, com centrais acima de 5MW e geração distribuída. Como geração centralizada a geração solar é classificada como fonte incentivada o que lhe possibilita uma série de reduções de custo para o uso do sistema de transmissão e distribuição.

A participação no sistema de geração centralizada se dá pela comercialização via mercado regulado com compra de grandes projetos de energia por meio de leilões organizados pelo governo, ou através do mercado *spot*, ou mercado livre, onde a energia pode ser diretamente comercializada entre o produtor independente e o consumidor livre através da câmara de comercialização de energia elétrica (CCEE, 2017).

Já o mercado de geração distribuída baseado em *net-metering* é regularizado pela normativa 482/2012 da ANEEL e normas próprias da distribuidora local, sendo altamente dependente da tarifa paga pelo consumidor.

No mercado regulado, ocorreu em outubro de 2014 o primeiro leilão de energia solar no qual foram comercializados 10.048 MW de energia solar ao valor médio de 215,12 R\$ / MWh, que não viabilizou nenhum dos seis projetos de usinas CSP inscritos no leilão.

Quanto ao mercado de geração distribuída não há relato de projetos de usinas CSP que participem do sistema de *net-metering*, sendo que o grupo de Pesquisa GREEN / USP o pioneiro neste tipo de proposta no Brasil.

As políticas governamentais exercem papel crucial no desdobramento de tecnologias de energia renovável. A estabilidade regulatória e a redução das

incertezas no setor elétrico contribuem para que os investidores decidam por alocar recursos na geração de energia elétrica de fonte solar, de forma centralizada ou distribuída (SILVA,2011). Diante do panorama atual de inserção da geração heliotérmica no Brasil, este trabalho descreve a legislação, regras, incentivos e procedimentos para implantação de usinas CSP e comércio de energia solar no, por meio da aplicação de possíveis casos de sistemas CSP marco legal jurídico para comércio de energia.

#### **4.2 OBJETIVO:**

- a) Caracterizar o marco legal regulatório para sistemas heliotérmicos conectados ao SIN.
- b) Definir o cenário jurídico para comércio de eletricidade oriunda de possíveis usinas CSP com diferentes capacidades instaladas e conectados à rede elétrica de distribuição.

#### **4.3 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA**

A geração de eletricidade por fonte solar transita por um importante momento de inserção na matriz elétrica nacional, por isso não há uma legislação específica para usinas geradoras por fonte de energia solar concentrada.

- Problema: A identificar a legislação atual relativa ao marco legal jurídico que dê respaldo regulatório para usina de geração distribuída por fonte solar concentrada.

Não há, portanto, a definição jurídica na legislação atual para comércio de energia elétrica proveniente de sistemas heliotérmicos configurados com componentes que aumentem a garantia do fornecimento ou até mesmos para sistemas que operem unicamente em função da disponibilidade de energia solar direta.

#### 4.4. MOTIVAÇÃO

A busca por fontes de energias renováveis para substituição das convencionais acontece de forma acelerada em todo o mundo nas últimas décadas e isso faz com que haja uma responsabilidade imposta sob o Brasil para liderar essa transição, por apresentar condições naturais favoráveis para geração de energia limpa, principalmente por fonte solar em função dos altos índices de radiação.

Além disso, o delicado modelo de planejamento energético passou por consecutivas crises nos últimos 20 anos, fato que obriga o governo a seguir em decisões que possibilite a geração distribuída por fontes renováveis e o comércio de energia por meio de leilões que favoreçam a competitividade de fontes alternativas de geração.

A geração de energia por fonte solar, principalmente a partir da Resolução ANEEL nº 482, insere-se num setor amplamente regulado, desenvolvido com base em inúmeras atividades, mecanismos e processos, envolvendo contratos e agentes de geração e distribuição que atendem a múltiplas regras e procedimentos de operação, garantia de fornecimento e de comercialização.

Esse cenário ainda é muito recente, e a avaliação mais aprofundada do tema é de grande relevância, no ambiente acadêmico, com vistas a analisar os diferentes cenários energéticos proporcionado pela aplicação de usinas CSP conectados à rede. Ainda mais, é importante a apresentação dos mecanismos operacionais, de incentivo e dos riscos de natureza legal-regulatória relacionados ao comércio de energia, contribua para a ampliação do conhecimento e o melhor entendimento de políticas públicas relacionadas ao setor.

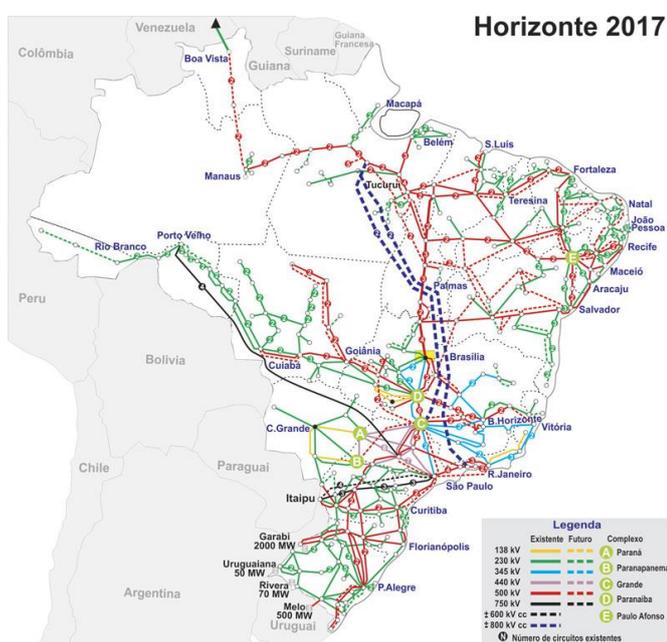
Nesse âmbito, o descritivo técnico visou oferecer respaldo jurídico regulatório para sistemas de geração por fonte solar concentrada, conectados à rede de distribuição, baseado em diretrizes já existentes para outras fontes renováveis, como eólica e solar fotovoltaica.

## 4.5 REVISÃO DE LITERATURA

### 4.5.1 Atividades no setor elétrico

O sistema elétrico brasileiro é interligado pelo Sistema Interligado Nacional (SIN), que abrange as regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte do Norte. Em 2008, concentrava aproximadamente 900 linhas de transmissão (ANEEL, 2008). O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é responsável pela coordenação e controle da operação do SIN, realizada pelas companhias geradoras e transmissoras, sob a fiscalização e regulação da Aneel (ONS, 2017). A Figura 1, apresenta o atual sistema elétrico interligado nacional.

**Figura 1 – Sistema Interligado Nacional (SIN)**



**Fonte:** ONS (2017)

O Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, presidido pelo Ministro de Minas e Energia, é órgão de assessoramento do Presidente da República para formulação de políticas e diretrizes de energia. O CNPE foi criado com a finalidade de otimizar a utilização dos recursos energéticos do Brasil e assegurar o fornecimento de energia elétrica ao País. (CNPE, 2016).

O MME é o principal órgão do setor energético brasileiro, atua no estabelecimento das políticas, diretrizes e da regulamentação do setor. O ministério atua elaboração de diretrizes que regem a outorga de concessões e a expedição de normas que regem o processo licitatório para concessões de serviços públicos e instalações de energia elétrica (COELSE, 2017).

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), autarquia em regime especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia, foi criada para regular o setor elétrico brasileiro, por meio da Lei nº 9.427/1996 e do Decreto nº 2.335/1997 (ANEEL, 2017). Atualmente o órgão regula e fiscaliza o setor elétrico segundo a política determinada pelo MME e com as atribuições a ela delegadas pelo Governo Federal, por meio do MME (COELSE, 2017).

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) e pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do país, sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ONS, 2017).

A CCEE viabiliza a comercialização de energia elétrica no Brasil e apoia a evolução do mercado sob os pilares de isonomia, segurança e inovação. A Câmara de Comercialização atua como operadora do mercado brasileiro de energia elétrica, voltada à viabilização de um ambiente de negociação competitivo, sustentável e seguro. A finalidade da CCEE é viabilizar a comercialização de energia elétrica no SIN, promovendo, desde que delegado pela ANEEL, os leilões de compra e venda de energia elétrica (CCEE, 2017).

A Empresa de Pesquisa Energética – EPE, trata-se de uma unidade governamental que surgiu pela Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, que promove medidas e diretrizes a fim de gerenciar o planejamento energético do país. A empresa pública é vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), que é responsável pela prestação de serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético (EPE, 2016).

Os estudos e pesquisas feitos pela EPE subsidiam a formulação, o planejamento e a implementação de ações no âmbito da política energética nacional, por meio do

estabelecimento de estratégias de expansão que permitam atender a demanda de forma segura e econômica, com custo mínimo de operação (EPE, 2016).

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, criado em agosto de 2004, é presidido e coordenado pelo MME e composto por representantes da ANEEL, da Agência Nacional do Petróleo, da CCEE, da EPE e do ONS. As principais atribuições do CMSE consistem em acompanhar as atividades do setor energético, avaliar as condições de abastecimento e atendimento ao mercado de energia elétrica e elaborar propostas de ações preventivas ou saneadoras visando a manutenção ou restauração da segurança no abastecimento (COELSE, 2017).

#### **4.5.2 Fontes alternativas de geração de energia elétrica**

Energia alternativa é uma definição usada para descrever diversas fontes de energia que são disponibilizadas na natureza de forma cíclica, que podem ser utilizadas para gerar eletricidade, para gerar calor ou para produzir combustíveis líquidos. Atualmente, é imprescindível que elas estejam inseridas nas políticas energéticas dos países, já que exercem um papel importante para a sustentabilidade do sistema energético (COSTA; PRATES, 2005).

Além disso, a busca por pela redução das mudanças climáticas, faz com que o governo siga em decisões que favoreçam o desenvolvimento tecnológico de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis. Vários países têm investido na ampliação da participação das fontes renováveis na matriz energética (BRASIL, 2007). Entretanto, sua contribuição à geração de energia é ainda muita reduzida. Atualmente, os países industrializados, maiores consumidores, contam fundamentalmente com fontes não-renováveis de energia. O esgotamento desses recursos ao longo do tempo implica em custos crescentes de produção. Desse modo, alternativas às fontes tradicionais ou novos métodos de produção são necessários para o atendimento da demanda crescente por energia (COSTA; PRATES, 2005).

A principal barreira enfrentada por tecnologias de geração de energia elétrica a partir de fontes alternativas ou não-convencionais é sua inserção competitiva num mercado aberto. Assim, há a necessidade das atividades de P&D alcançarem custos

mais competitivos para tais tecnologias. Incluem-se, nessa área, tecnologias de geração de pequeno porte, para aplicação em sistemas isolados, de cogeração ou geração distribuída, novos ciclos de geração, células combustíveis, novas turbinas a gás e utilização de biocombustíveis, bem como a investigação dos processos de comércio de energia no mercado e a identificação dos possíveis entraves (ANEEL, 2017).

#### **4.5.3 Política de Incentivos**

Um número crescente e diverso de políticas públicas de incentivos para fontes renováveis de energia, motivado por muitos fatores e segmentos, têm impulsionado o crescimento escalonado das tecnologias de fontes alternativas nos últimos anos. As políticas desempenham um papel crucial na aceleração do processo de implantação de tecnologias de geração limpa (ARVIZU, 2011).

A implementação de sistemas de CSP atualmente depende de incentivos de mercado estabelecidos pelos governos. Contudo, espera-se que as alterações nos preços dos combustíveis, as sanções mais elevadas em termos de emissão de CO<sup>2</sup> e, em particular, a redução dos custos da tecnologia CSP, alterem esta situação ao longo do tempo (EASAC, 2011).

Para isso, serão necessários esquemas de incentivo bem concebidos, que reflitam o valor real e temporário da geração CSP (EASAC, 2011). A implementação de políticas adequadas é a melhor maneira dos governos demonstrarem que apoiam tecnologias de geração limpa, através do financiamento de P&D e da concessão de incentivos para superar as barreiras tecnológicas e econômicas. Os enquadramentos de incentivos baseados nos preços, por exemplo, foram popularizados depois que as políticas aumentaram os níveis de implantação da energia solar em países onde a tecnologia se encontra em estágio avançado de maturidade, como na Alemanha e na Espanha (IPCC, 2014).

Políticas públicas de apoio a geração de energia renovável são o conjunto de medidas estratégicas governamentais que promovam o desenvolvimento sustentável e a adaptação setor energético, frente as novas possibilidades de geração e consumo

eficiente de energia. Tais políticas incluem novas leis, tratados internacionais e incentivos para investimentos (SORIA et al., 2015).

Países como EUA, Espanha e Alemanha são pioneiros no estabelecimento de políticas de governamentais de incentivo a geração limpa, com modelos bem estabelecidos que podem ser considerados exemplos a serem seguidos em outros países (FERNÁNDEZ-GARCÍA et al., 2010; SORIA, 2011; TIMILSINA; KURDGELASHVILI; NARBEL, 2012; FRISARI; FEÁS, 2014).

No Brasil, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA), coordenado pelo Ministério de Minas e Energia e gerenciado pela Eletrobrás, foi um programa criado pela Lei nº 10.438/2002, que teve o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis, como instrumento de diversificação da matriz elétrica nacional e garantir maior confiabilidade e segurança na geração de energia elétrica, privilegiando empreendedores que não tenham vínculos societários com concessionárias de geração, transmissão ou distribuição.

O cálculo das cotas foi baseado no Plano Anual do PROINFA (PAP) elaborado pela Eletrobrás e encaminhado para a ANEEL. O custo do programa, cuja energia é contratada pela Eletrobrás, é pago por todos os consumidores finais (livres e cativos) do Sistema Interligado Nacional (SIN), exceto os classificados como baixa renda.

O valor de custeio do PROINFA foi dividido em cotas mensais, recolhidas por distribuidoras, transmissoras e cooperativas permissionárias e repassadas à Eletrobrás. Do valor total do custeio para o programa, R\$ 2,4 bilhões foram recolhidos pelas distribuidoras, R\$ 206,1 milhões pelas transmissoras e R\$ 17,7 milhões pelas cooperativas (permissionárias). O cálculo das cotas foi definido com base no mercado verificado no SIN, no período de setembro de 2013 a agosto de 2014 (ANEEL, 2017).

É questão de tempo para que as tecnologias de energia solar se tornem de fato competitivas, sem subsídios, não somente para aplicações em geração distribuída, mas também em projetos de grande escala (ESPOSITO;FUCHS, 2013). Todavia, é preciso que sejam implantadas medidas que visem a estabilidade regulatória e a redução das incertezas no setor elétrico

#### **4.5.4 Comercialização de energia elétrica**

A Lei 10.848/04 estabeleceu as condições gerais e as diretrizes para a contratação regulada de energia, por meio de mecanismos de incentivo à contratação que favoreçam a modicidade tarifária, as garantias, os prazos de antecedência de contratação e de sua vigência, as condições e limites para o repasse do custo de aquisição de energia elétrica para os consumidores finais (BRASIL,2004).

Segundo Lman (2004), as principais mudanças com o estabelecimento da Lei foram:

- a) As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do SIN, deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado;
- b) A contratação de energia elétrica por processo licitatório;
- c) A criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica CCEE;
- d) A constituição do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE;
- e) As concessionárias e autorizadas de geração poderão realizar operações de compra e venda de energia elétrica para entrega futura;

#### **4.5.5 Legislação para a Comercialização da Energia Produzida pelos Sistemas CSP**

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE é uma associação civil sem fins lucrativos, mantida pelas empresas que compram e vendem energia no Brasil (CCEE,2017). É a instituição responsável por viabilizar e gerenciar a comercialização de energia elétrica no país, garantindo a segurança e o equilíbrio financeiro deste mercado. A função da CCEE é também fortalecer o ambiente de comercialização de energia - nos ambientes de mercado de energia, por meio de regras e mecanismos

que promovam relações comerciais sólidas e justas para todos os segmentos do setor (geração, distribuição, comercialização e consumo).

Os leilões de energia elétrica realizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), por delegação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), constituem-se um dos principais mecanismos de comercialização no Brasil. Os compradores e vendedores de energia participantes dos leilões formalizam suas relações comerciais por meio de contratos registrados no âmbito do Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

Os contratos desse ambiente têm regulação específica para aspectos como preço da energia, sub mercado de registro do contrato e vigência de suprimento, os quais não são passíveis de alterações bilaterais por parte dos agentes. Leilões passaram a ser o principal mecanismo utilizado para contratar o suprimento de energia elétrica para as distribuidoras (CCEE, 2017). Tais regras se estendem às concessionárias, permissionárias e autorizadas de geração, de distribuição e de comercialização de energia elétrica, incluindo as empresas sob controle federal, estadual ou municipal.

#### **4.5.6 Contratação de Energia Elétrica**

A contratação de energia elétrica ocorre com base em instrumentos contratuais existentes na Lei 10.848/04 que especifica direitos, obrigações e parâmetros técnicos entre compradores e vendedores de energia elétrica. A Lei dispõe a comercialização de energia elétrica entre concessionárias, permissionários, autoridades de serviços e instalações e seus consumidores, no sistema integrado nacional – SIN dar-se-á mediante contratação regulada ou livre. A comercialização, no entanto, de serem realizadas nos termos da Convenção de Comercialização a serem instituída pela ANEEL, que prevê as obrigações e os direitos dos agentes do setor elétrico, as garantias financeiras, as penalidades, regras e procedimentos de comercialização.

Ainda mais, a lei estabelece mudanças nas regras de comercialização de energia elétrica, em que leilões passaram a ser o principal mecanismo utilizado para contratar o suprimento de energia elétrica para as distribuidoras. Tais regras se estendem às concessionárias, permissionárias e autorizadas de geração, de distribuição e de

comercialização de energia elétrica, incluindo as empresas sob controle federal, estadual ou municipal. No mercado de energia elétrica, os geradores podem optar por comercializar energia elétrica no ACR (leilões) ou no ACL, por liquidar no Mercado de Curto Prazo

#### **4.5.6.1 Ambientes de Contratação**

A comercialização de energia elétrica tratada na Lei 10.848/2004 foi regulamentada por meio de Decretos, em especial o Decreto nº 5.177/2004 e o Decreto nº. 5.163/2004, o qual, detalha as regras gerais de negociação, os ambientes de contratação regulada e livre e os leilões de energia elétrica.

A Convenção de Comercialização instituída pela Resolução Normativa ANEEL nº 109/2004, através das resoluções da ANEEL e das regras que estabelecem as bases necessárias para a operação comercial e as disposições aplicáveis ao processo de contabilização e liquidação no âmbito da CCEE, como também e os Procedimentos de Comercialização, que definem condições, requisitos, eventos e prazos relativos à comercialização de energia elétrica no âmbito da CCEE.

O modelo regulatório atual contém dois ambientes de contratação: Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL) (BNDS,2008). Todos os contratos, que sejam do ACR ou do ACL, têm que ser registrados na CCEE, e servem de base para a contabilização e liquidação das diferenças no mercado de curto prazo ou negociar nos leilões de energia de reserva, conforme suas estratégias de atuação e as oportunidades e incentivos oferecidos, principalmente no ACR. A Tabela 2 apresenta a diferença entre os dois ambientes no quadro comparativo.

**Tabela 1 - Síntese comparativa entre ACL e ACR**

	<b>Ambiente Livre</b>	<b>Ambiente Regulado</b>
<b>Participantes</b>	Geradoras, comercializadoras, consumidores livres e especiais	Geradoras, distribuidoras e comercializadoras. As comercializadoras podem negociar energia somente nos leilões de energia existente – (Ajuste e A-1)
<b>Contratação</b>	Livre negociação entre os compradores e vendedores	Realizada por meio de leilões de energia promovidos pela CCEE, sob delegação da Aneel
<b>Tipo de contrato</b>	Acordo livremente estabelecido entre as partes	Regulado pela Aneel, denominado Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR)
<b>Preço</b>	Acordado entre comprador e vendedor	Estabelecido no leilão

**Fonte:** Elaborada pelo autor

Nesses ambientes as empresas geradoras de energia elétrica (vendedores) e as empresas distribuidoras de energia elétrica precisam se submeter a leilões de compra e venda de energia elétrica.

#### **4.5.6.2 Ambiente de Contratação Regulada**

O conseguimento de energia elétrica para o Ambiente de Contratação Regulada - ACR (distribuidoras), ocorre somente mediante leilões cujas diretrizes são estabelecidas pelo MME. No Ambiente de Contratação Regulada, os agentes vendedores (geradores, comercializadores e autoprodutores) e as distribuidoras estabelecem Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) precedidos de licitação ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos. Fazem parte dos ambientes de Contratação Regulada todas as empresas concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica do Sistema Interligado Nacional. São obrigadas a participar dos leilões aquelas com mais de 500 GWh/ano de mercado de consumo. Para as

distribuidoras menores a participação é facultativa, uma vez que podem continuar a ser atendidas pela sua supridora tradicional.

#### **4.5.6.3 Energia de Reserva**

A Energia de Reserva é destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional - SIN. Esta energia adicional é contratada por meio de Leilões de Energia de Reserva - LER e busca restaurar o equilíbrio entre as garantias físicas atribuídas às usinas geradoras e a garantia física total do sistema, sem que haja impacto nos contratos existentes e nos direitos das usinas geradoras.

A contratação desta energia tem por objetivo reduzir os riscos de desequilíbrio entre a oferta e demanda de energia elétrica. Tais riscos decorrem, principalmente, de atrasos imprevisíveis de obras e indisponibilidade de usinas geradoras.

#### **4.5.6.4 Ambiente de Contratação Livre**

No Ambiente de Contratação Livre (ACL) a principal característica é a autonomia que os agentes possuem para negociar as ações de compra e venda de energia elétrica. Os geradores, consumidores livres, autoprodutores, comercializadores, importadores e exportadores de energia estabelecem entre si contratos bilaterais de compra e venda de energia com preços e quantidades livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização, em condições específicas que abrangem preços, prazos, montantes de energia elétrica e flexibilidade no seu uso, hipóteses de rescisão, penalidades e garantias.

#### 4.6 Leilões de energia elétrica

Os leilões passaram a ser o principal mecanismo utilizado para contratar o suprimento de energia elétrica para as distribuidoras de energia elétrica. São processos licitatórios realizados com o objetivo de contratar a energia elétrica necessária para assegurar o pleno atendimento da demanda futura no Ambiente de Contratação Regulada – ACR (mercado das distribuidoras). Esse processo começa com a identificação das fontes de geração de mais baixo custo e a aplicabilidade dela no atendimento ao sistema consumidor, para otimizar o conjunto de custos tanto da geração como dos sistemas de transmissão. Esse trabalho é realizado pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética) sob coordenação do MME (Ministério de Minas e Energia).

Os leilões promovem a competição entre os agentes de geração. A dinâmica de leilão apresenta preços decrescentes definindo como ganhadores aqueles empreendimentos que, somados, apresentem a quantidade demandada de energia elétrica ao menor preço. Com esses mecanismos, o governo brasileiro assegura a menor tarifa possível para o consumidor. Ou seja, ganha aquele que oferecer energia elétrica pelo menor preço por megawatt/hora para atendimento da demanda prevista pelas distribuidoras. A compra e venda de energia é formalizada por meio de contratos bilaterais, denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR). Para cada tipo de leilão, há CCEARs com prazos específicos de duração.

Os vencedores dos leilões celebrarão com os agentes de distribuição Contratos de Comercialização de Energia Elétrica em Ambiente Regulado (CCEAR), correspondendo as suas necessidades de compra para entrega no ano de início de suprimento da energia contratada no certame. O objetivo do governo é promover a competição entre os agentes de geração na contratação de energia elétrica, atendendo os princípios de segurança no abastecimento e de modicidade tarifária, e contratar energia a partir desse modelo, principalmente em aquisições pelo menor preço.

Os leilões para contratação de energia, inclusive aqueles voltados exclusivamente para a fonte solar, são oportunidades para que essa fonte renovável se expanda de forma a minimizar possíveis distorções no mercado de energia elétrica (SILVA, 2011).

#### **4.6.1 Leilões: Horizontes de Contratação**

Atualmente no Brasil, o principal mecanismo de comércio e contratação de energia é por meio de leilões, onde empreendimentos de geração, concessionárias, permissionárias e distribuidoras, injetam, distribuem e transmitem energia elétrica por meio do Sistema Interligado Nacional (SIN) e asseguram o atendimento do mercado no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Os leilões de energia elétrica são realizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), através da comissão da agência reguladora, a agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), onde o critério de menor tarifa assegura o vencedor do leilão (CCEE, 2017d).

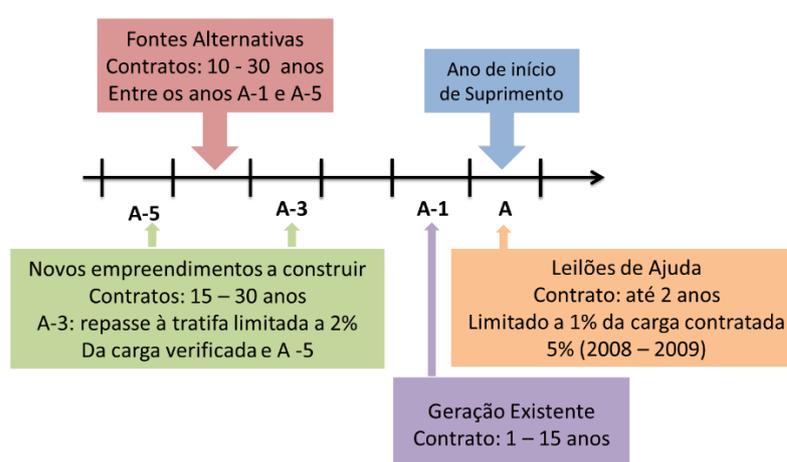
Os horizontes de contratações e leilões em vigência regulamentados pela CCEE são:

Leilão A-5: processo licitatório para a contratação de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração realizado com 5 (cinco) anos de antecedência do início do suprimento. Esse foi criado para viabilizar empreendimentos de longa maturação, como, por exemplo, os empreendimentos hidrelétricos. Nesta categoria, são contemplados novos empreendimentos de geração, conhecidos pelo termo “energia nova”. Os contratos contidos neste horizonte possuem duração mínima de 15 a 30 anos, contados a partir do início do suprimento.

Leilão A-3: processo licitatório para a contratação de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração novos, realizados com 3 (três) anos de antecedência do início do primeiro ano de suprimento. Esse leilão foi criado para viabilizar empreendimentos de médio prazo de maturação, como, por exemplo, os empreendimentos termelétricos. Os contratos também possuem duração mínima de 15 anos e máxima de 30 anos.

Leilão A-1: processo licitatório para a contratação de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração já existentes realizado com um curto prazo de 1 (um) ano de antecedência do início do suprimento. Excepcionalmente, no ano de 2013, o início de entrega poder-se-á dar no ano da licitação. Nesta categoria, os contratos devem ter duração mínima de 3 anos e máxima de 15 anos. A Figura 2, ilustra o esquema de possibilidades dos horizontes de contratações de cada leilão.

**Figura 2 - Horizontes de contratações e leilões de energia**



Fonte: Oliveira et al. (2017)

#### 4.6.2 Leilão estruturante

São leilões de compra de energia proveniente de projetos de geração de caráter estratégico e de interesse público, que asseguram a otimização do binômio modicidade tarifária e confiabilidade do sistema elétrico, bem como garantem o atendimento à demanda nacional de energia elétrica, considerando o planejamento de longo, médio e curto prazos. Leilões estruturantes possuem energia oriunda de projetos de geração indicados por resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e aprovados pelo presidente da República.

### **4.6.3 Leilão de ajuste**

Nesta categoria, participam empreendimentos de geração já existentes, com prazo máximo de entrega de 4 meses, e prazo máximo de suprimento de até 2 anos. São leilões que tem por finalidade complementar (em no máximo 1%) a carga total contratada da distribuidora, ajustando assim as diferenças entre as previsões feitas distribuidoras em leilões anteriores e o comportamento de seu mercado. Os custos de compra da energia são repassados integralmente, até o limite do valor de referência (VR).

### **4.6.4 Leilão de Fontes Alternativas - LFA**

Os leilões de fontes alternativas foram criados com o objetivo de incentivar a diversificação da matriz de energia elétrica, introduzindo fontes renováveis e ampliando a participação de energia eólica e da bioeletricidade. Nos leilões de energia nova, os empreendimentos hídricos e térmicos são leiloados separadamente. Os hídricos são contratados sob regime de concessão por 30 anos e os térmicos, sob o regime de autorização por 15 anos (BNDES,2008).

### **4.6.5 Leilão de Energia de Reserva - LER**

Seu objetivo é elevar o patamar de segurança no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional (SIN) com energia proveniente de usinas especialmente contratadas para este fim. Nesta categoria, a energia contratada é complementar a existente nos contratos já realizados, oriunda de empreendimentos de geração novos ou existentes de usinas específicas. Leilões de reserva são possibilitados pela ANEEL, no qual a contratação ocorre nas modalidades quantidade ou disponibilidade, com prazos de no máximo 35 anos.

#### 4.6.6 Geração Distribuída (GD)

Geração Distribuída (GD) é a expressão usada para designar a geração elétrica realizada junto ou próxima dos consumidores, independente da potência, tecnologia e fonte de energia. Envolve um conjunto de equipamentos como de medida, controle e comando que articulam a operação dos geradores e o eventual controle de cargas para que estas se adaptem à oferta de energia. Além disso, organizações como o INEE (Instituto Nacional de Eficiência Energética) trabalham para derrubar eventuais imperfeições burocráticas e técnicas do mercado, que dificultam o desenvolvimento desta forma de geração elétrica. A previsão é de um crescimento grandioso da GD nos próximos anos. O montante total da energia elétrica contratada proveniente de empreendimentos de geração distribuída não pode exceder a 10% da carga do agente de distribuição. Os custos com aquisição de energia são repassados integralmente, até o limite do valor de referência – VR.

Em 2004, ocorreu um grande avanço com a resolução 109/2004 da ANEEL, quando a GD é mencionada na Lei 10.848/04 como uma das possíveis fontes de geração de energia. Outros detalhamentos, como o caso do Decreto 5.163/04 fornecem características que ajudarão as empresas distribuidoras, até então opostas a ideia, a mitigar riscos de planejamento e enxergar vantagens do novo sistema. (INNE, 2017)

#### 4.6.7 Sistema de compensação de energia

É conhecido no exterior como *net metering*. Segundo a Resolução Normativa nº 482 de 2012 da ANEEL, um Sistema de compensação de energia é o sistema onde a energia ativa injetada na rede gerada através de mini ou microgeração – hídrica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada – é cedida à distribuidora de energia, sendo, mais tarde, compensada de alguma forma.

Através desse modelo, um consumidor da rede que passe a produzir energia através de alguma fonte instalada em sua própria propriedade, pode injetar na rede de distribuição a energia sobressalente por ele gerada, suavizando o consumo da

eletricidade no local. No Sistema ainda, quando a geração for superior ao consumo, são gerados créditos para que o proprietário obtenha descontos nas tarifas cobradas pela rede no mesmo local ou ainda em alguma outra propriedade desde que essa esteja registrada sob o mesmo CPF/CNPJ e a distribuidora seja a mesma em ambas as propriedades. Esses créditos são válidos por 60 meses.

A análise de custo/benefício a ser realizada pelo consumidor para instalação de tais geradores deve ser pautada individualmente, já que cada caso envolve características bem particulares, tais como:

- Tipo da fonte;
- Processo e classe da unidade consumidora;
- Tecnologia e tipo dos equipamentos de geração;
- Porte da unidade consumidora e da central geradora a ser instalada;
- Localização (rural/urbana);
- Tarifa de energia elétrica à qual a unidade consumidora está submetida;
- Condições de financiamento e pagamento de cada projeto.

#### **4.6.8 Cogeração qualificada**

Cogeração é a produção sequenciada e simultânea de suas ou mais formas de energia a partir de uma mesma fonte. Além da eletricidade, pode produzir calor, vapor ou frio. A Cogeração Qualificada é a cogeração capaz de atingir eficiência a de 75% ou mais – quanto mais subprodutos da cogeração, maior a eficiência.

A cogeração tem sido destaque nos processos de aprimoramento de ciclos térmicos, como alternativa para a produção descentralizada de energia elétrica e calor, proporcionando maior eficiência operacional, redução de custos e menor impacto ambiental, ao mesmo tempo em que satisfaz demandas térmicas da instalação.

## 4.7 Geração por energia solar

Assim como outras fontes de energia, a energia solar pode ser utilizada para a geração de eletricidade, além de poder ser utilizada para o aquecimento de água e ambientes inteiros. Para a conversão da energia solar em elétrica é necessário que a primeira atue sobre determinados materiais. A partir disso, tem-se dois efeitos: termoelétrico e fotovoltaico. O primeiro é caracterizado pela diferença de potencial existente entre duas camadas de um metal, uma positivamente carregada e a outra negativamente carregada – pouco utilizado devido ao baixo rendimento e alto custo. Já o segundo necessita de células solares para que seja gerada a eletricidade – ocorre a excitação de elétrons presentes nas células, predominantemente o silício. As melhores células apresentam eficiência de 25% atualmente.

Para que a geração ocorra existem algumas tecnologias, tais como:

- a- Coletor solar: Utilizado, principalmente, para o aquecimento de água em instalações residenciais ou em instalações onde as temperaturas desejadas sejam inferiores à 100°C.
- b- Concentrador solar: Utilizados para temperaturas superiores aos 100°C. Nesta tecnologia parte-se da necessidade de concentrar a radiação solar incidente sobre uma grande área em uma área muito menor, ou seja, toda a radiação de uma área seria concentrada em um foco de modo que a temperatura neste seja significativamente maior em relação à primeira. Sua superfície pode ser esférica ou parabólica (eficiência entre 14 e 22%, utilizado para a geração de vapor e, conseqüentemente, eletricidade), variando de acordo com a região onde o sistema foi inserido.

### 4.7.1 Legislação sobre estímulos públicos e incentivos para sistemas CSP

A geração por fonte solar também tem sido alvo de estímulos públicos no mundo, em virtude da abundante disponibilidade de se obter energia limpa. Os principais mecanismos de incentivo ao aproveitamento energético de fontes renováveis, são o sistema de cotas (*renewable certificates* e leilões de compra), pelo qual as

distribuidoras de energia elétrica são obrigadas a atender parte de seu mercado com fontes renováveis, e o sistema de preços (*feed-in tariff*), pelo qual a geração por fontes renováveis é adquirida a preços diferenciados, tal como praticado em países europeus, toda a energia produzida pela fonte incentivada é medida e remunerada a preços diferenciados.

Atualmente existe um mecanismo político criado para acelerar investimentos em tecnologias produtoras de energias renováveis, com incentivos a projetos de P&D que colaboram na implantação das renováveis. A possibilidade de produzir energia por fontes incentivadas tem sido encorajada por políticas que incluem: regulamentação (como o FiT "*feed-in tariff*"), metas de participação na matriz, prioridade de acesso ao grid, mandados de construção civil, hibridização de sistemas. Os incentivos financeiros para as energias renováveis "*Feed-in Tariff*" and "*Feed-in Premium*" foram muito bem sucedidos na condução de instalações de da tecnologia CSP na Espanha (FRISARI; FEÁS, 2014)

Outras categorias de políticas são: incentivos fiscais (taxas), pagamentos direto ao governo (descontos e concessões) e mecanismos públicos de financiamentos (empréstimos e garantias). As políticas podem ser específicas por setor, podem ser implementadas em um local específico, podem ser de âmbito federal, estadual ou municipal (ou mesmo regional) e podem ser complementadas por cooperação bilateral, regional ou internacional. Dentre outros, os principais mecanismos utilizados para incentivar a geração:

- Tarifa-premio: Aquisição, pela distribuidora, da energia a uma tarifa superior àquela paga pelo consumidor. Subsidio dado pelo governo e repassado aos demais consumidores – exterior
- Cotas (ROC, RPO, REC, RPS e leilões): Instrumento de aquisição obrigatória de determinado patamar de geração elétrica a partir de fontes renováveis.
- Subsidio ao investimento inicial: Subsidio direto sobre equipamentos específicos ou sobre o investimento total no sistema.
- Fundos de investimentos: Oferta de ações em fundos privados de investimentos.
- Edição Lei nº 9.074 (07.07.1995) – Introdução de novos agentes na iniciativa privada em relação às atividades da indústria de energia elétrica.

- Art. 21, XII, “b” – Constituição Federal 1988 – Permite a possibilidade de que serviços e instalação de energia elétrica possam ser desenvolvidas mediante a utilização por investidores privados e não necessariamente sob o influxo do regime do serviço público, por um novo modelo competitivo atacadista, no qual os serviços de energia elétrica, possam ser desenvolvidos ou explorados mediante utilização do direito privado.
- Projeto de Lei do Senado (PLS) 475/2013, isentando do Imposto sobre Operações Financeiras (IOF) o financiamento de equipamentos de geração de energia elétrica a partir do sol e ventos, como também isenção do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI) e Imposto sobre Importação (II) (ALTAFIN, 2015);
- Resolução Normativa nº 481 da Aneel, na qual em seu artigo 3º-A fica estipulado o desconto de 80% (oitenta por cento) nas tarifas para os empreendimentos de fonte solar que entrarem em operação comercial até 31/12/2017, aplicável nos 10 (dez) primeiros anos de operação, nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição – TUST e TUSD, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada, a qual será reduzida para 50% (cinquenta por cento) após o décimo ano de operação. Após a data anteriormente citada, os empreendimentos farão jus a 50% das tarifas (ANEEL, 2017d);

Dentre os principais tributos federais encontram-se (SEBRAE, 2016):

- Imposto de Renda sobre Pessoa Jurídica (IRPJ), o qual incide sobre o lucro líquido de uma empresa com uma alíquota variável de acordo com o segmento, no qual será adotada uma alíquota de 8% para atividades em geral (MINISTÉRIO DA FAZENDA, 2016);
- Contribuição Social sobre Lucro Líquido (CSLL), a qual assim como o IRPJ, incide sobre o lucro líquido com uma alíquota de 9% (MINISTÉRIO DA FAZENDA, 2016);

Outros tributos como o COFINS e PIS/PASEP são contribuições que incidem na renda bruta, com uma alíquota combinada, em geral, de 3,65%, assim como o Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI), o qual incide com uma alíquota que se situa normalmente entre 10% a 12% (SEBRAE, 2016).

Já o principal tributo estadual é o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), o qual é similar ao IPI, porém pode variar bastante de acordo

produto, serviço e Estado (SEBRAE, 2016). Na maior parte dos casos, o ICMS corresponde a um percentual de 18%, a ver de alimentos básicos, nos quais o percentual é 7%, e produtos supérfluos, nos quais o percentual é 25% (SECRETARIA DA FAZENDA, 2017). Portanto, a alíquota adotada no estudo foi de 18%.

Ainda mais que as atuais medidas políticas, é preciso salientar a necessidade do desenvolvimento sistemático ainda maior de políticas que favoreçam a redução de riscos e no retorno do investimento, em um ambiente estável (SRREN, 2011). Instrumentos políticos sólidos e apropriados, incluindo políticas de eficiência energética, se tornam ainda mais importantes quando há expectativa de aumento na demanda de energia, e sua infraestrutura ainda está sendo construída.

#### **4.7.2 Barreiras da energia renovável: Políticas, Implementação e Financiamento.**

A falta de incentivos políticos é uma das principais causas que faz com que empreendimentos de energia renovável não sejam almejados por geradores, o que fez com que a chamada “eletricidade verde”, no Brasil, não fosse tão conceituada e adotada – mesmo com o país apresentando condições ótimas para as instalações –, ao contrário da União Europeia que tem trabalhado com políticas de incentivo desde de 1997, principalmente a energia oriunda de fontes solar, eólica e de biomassa, estabelecendo uma porcentagem mínima da oferta primária de energia dos países participantes da UE e uma porcentagem mínima da energia consumida que deveria ser proveniente de fontes renováveis, 12% e 22,1%, respectivamente.

Quanto aos aspectos legais que estão relacionados a adoção de fontes renováveis de energia na Matriz Energética é possível notar que ainda está ocorrendo a estruturação legal para tais empreendimentos, não só em relação à cadastros e habilitações, mas também em relação a garantias de acesso à rede distribuída. Alguns países criaram diversas formas de apoio a plantas de fontes renováveis, como Leilões de Energia e Certificados Verdes (FRISARI; FEÁS, 2014).

Financiamentos também costumam causar dificuldades na implementação desses empreendimentos uma vez que estes apresentam grandes custos de implementação, mercado não tão consolidado, escala de funcionamento pode ser

reduzida e a informação não é difundida de forma eficiente. No Brasil, existem, ao menos, três formas de o setor público auxiliar: através de recursos não-reembolsáveis, financiamentos com custos reduzidos e se utilizando de garantias. Já o setor privado, que usualmente disponibiliza mais recursos, pode financiar através do chamado “capita de risco”, podendo se aliar ao recurso público.

Considerando que durante muito tempo se utilizou formas “convencionais” de geração de energia, as plantas renováveis são vistas de forma diferente graças as questões financeiras/fiscais: o alto custo de construção e a competição no preço final com as formas mais convencionais não são atrativos para que haja uma maior procura. Porém, empreendimentos movidos a combustíveis fósseis geram a emissão de grandes quantidades de gases poluentes, lixo nuclear – no caso de plantas nucleares – e perigo de radioatividade no local. Dessa forma, alguns países, que trabalham a mais tempo com fontes renováveis, passaram a adotar tarifas mais altas no valor final da energia proveniente de fontes fósseis ou tarifas mais baixas/nulas sob as fontes renováveis.

Por esses e outros fatores mostra-se importante a disseminação do conhecimento dessas fontes de geração que, nacionalmente, podem ser tão bem utilizadas, além da melhor estruturação da comercialização e um estímulo à pesquisa.

#### **4.7.3 Cadastro e Habilitação Técnica de Empreendimentos Heliotérmicos**

Os empreendedores interessados em participar dos Leilões de compra e venda de energia proveniente de empreendimentos heliotérmicos devem obter Habilitação Técnica da Empresa de Pesquisa Energética - EPE, para participação nos leilões, para o Sistema Interligado Nacional – SIN, onde serão celebrados contratos de comercialização no Ambiente de Contratação Regulada – ACR. A documentação requerida deverá estar em conformidade com o disposto da Portaria MME nº 21/2008. A descrição técnica dos procedimentos e exigências se referencia nos documentos (EPE 2014) EPE-DEE-RE-066/2013-R1.e (EPE 2015) EPE-DEE-RE-028/2013-R2 disponibilizado pela EPE, direcionados a empreendedores que desejem inserir os

dados dos respectivos empreendimentos no AEGE com vistas à participação nos leilões de energia.

A EPE disponibiliza o Sistema de Acompanhamento de Empreendimentos Geradores de Energia – AEGE a fim de possibilitar aos empreendedores a inserção dos dados de seus empreendimentos. A finalidade do sistema AEGE é a de registrar os dados da empresa e o estabelecimento de um Usuário Responsável pela interface de segurança entre a EPE e o empreendedor e permitir aos empreendedores cadastrar os seus empreendimentos com vistas a participar nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração para o Sistema Interligado Nacional – SIN.

As informações requeridas para o cadastramento são: solicitação de cadastramento e habilitação técnica, ficha de dados com informações técnicas, cronograma, orçamento e características operacionais.

#### **4.7.4 Identificação dos Procedimentos**

O processo de análise e habilitação técnica abrange diversos aspectos do projeto e documentação recebida pela EPE no ato do cadastramento, com o objetivo de selecionar aqueles que demonstram, basicamente, sua viabilidade técnica e capacidade de entregar o montante de energia a ser contratado nos prazos contratuais.

Os documentos requeridos para habilitação técnica de empreendimentos heliotérmicos são: memorial descritivo, caracterização geral do empreendimento, concepção técnica da HLT (guia de equipamentos), fator de capacidade, desenhos do projeto, balanço hídrico, anotação de responsabilidade técnica, licença ambiental, estudos e relatório de impactos ambientais, outorga do uso da água, parecer de acesso, custos de investimento, preço da energia: comparação com referências internacionais, certificação de dados solarimétricos e relatório de produção de energia, certificação de dados solarimétricos, estação solarimétrica, dados solarimétricos, qualificação da certificadora, requisitos e medições, relatório de produção de energia,

declaração para fins de cadastramento e habilitação técnica de empreendimentos heliotérmicos e direito de usar ou dispor do local da HLT.

#### **4.7.5 Garantia Física / Energia Assegurada**

A Garantia Física de energia e potência de uma usina de geração é definida pelo MME e corresponde à fração máxima de energia e potência elétrica associada ao empreendimento, incluindo importação, que poderão ser utilizadas para comprovação de atendimento de carga ou comercialização por meio de contratos, (Decreto nº 5.163/04, art. 2º, § 2º). A garantia física de empreendimentos de geração representa o lastro físico, o limite para o comprometimento contratual da energia elétrica e potência do empreendimento, com reflexos comerciais no âmbito do mercado.

A determinação da Garantia Física está associada às condições no Longo Prazo que cada usina pode fornecer ao sistema, assumindo um critério específico de risco do não atendimento do mercado (déficit). A Garantia Física do Sistema corresponde à máxima carga que pode ser suprida a um risco pré-fixado (5%) de não atendimento da mesma, obtida por meio de simulações da operação, utilizando séries sintéticas de energia afluyente, conforme metodologia aprovada pela ANEEL.

#### **4.7.6 Preço da Energia Elétrica Gerada**

O atual modelo de comércio de energia brasileiro, detém duas grandes formas de obtenção de preços de energia elétrica, os preços previstos nos contratos do Ambiente de Contratação Livre e do Ambiente de Contratação Regulado, bem como também nos contratos de energia de reserva; e a segunda maneira é a obtenção de preços no Mercado *Spot* ou Mercado de Curto Prazo (MCP).

Os preços obtidos no ACR (Mercado Cativo) e de energia de reserva, são estipulados mediante leilões públicos. O preço no ACR é concedido pelo gerador nos leilões, e o que ofertar o menor valor de venda da energia elétrica será o vencedor. O preço médio do ACR é o preço médio final dos vencedores dos leilões. A contratação

no mercado cativo é realizada por meio de contratos de fornecimento entre o consumidor cativo e a concessionária em que se encontra conectado.

No entanto, outro modelo de obtenção de preços é o contido no ACL, que podem ser livremente negociados entre geradores, comercializadores, importadores e exportadores de energia e consumidores livres convencionais, com a possibilidade de terem formações diversas em razão dos prazos dos contratos e do momento da contratação. Os preços dos contratos do ACL, são mantidos confidenciais pelas partes, que nos registros dos contratos relatam apenas o nome do vendedor e do comprador, os montantes, os prazos dos contratos e os submercados.

A segunda maneira de obtenção de preço da energia gerada é no Mercado *spot* ou Mercado de Curto Prazo (MCP), que segue as diretrizes previstas na Lei nº 10.848/04, que determina a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para o atendimento aos requisitos da carga, considerando as condições técnicas e econômicas para o despacho de usinas; necessidades de energia dos agentes; mecanismos de segurança operativa.

O Preço da Liquidação de Diferenças (PLD) é utilizado para fins da contabilização mensal e da liquidação financeira das operações do MCP. O PLD é calculado semanalmente, considerados quatro submercados, nos patamares de carga média, leve e pesada. O cálculo do PLD ocorre com base em um despacho “*ex-ante*”, uma semana antes da operação real do sistema e resulta da determinação do Custo Marginal de Operação do Sistema (MOS) previsto, que é calculado por um modelo computacional que utiliza técnicas de otimização para definir a política operativa do sistema com uma semana de antecedência, considerando valores distintos para cada patamar de carga e submercados e as restrições definidas pela ANEEL. O PLD tem valores mínimo e máximo estabelecidos pela ANEEL todo ano e válidos para o ano subsequente. O valor mínimo do PLD é calculado considerando os custos de operação e manutenção das usinas hidrelétricas e os custos relativos à compensação financeira pelo uso dos recursos e royalties. O valor máximo do PLD é calculado considerando os custos variáveis dos empreendimentos termelétricos disponíveis para o despacho centralizado.

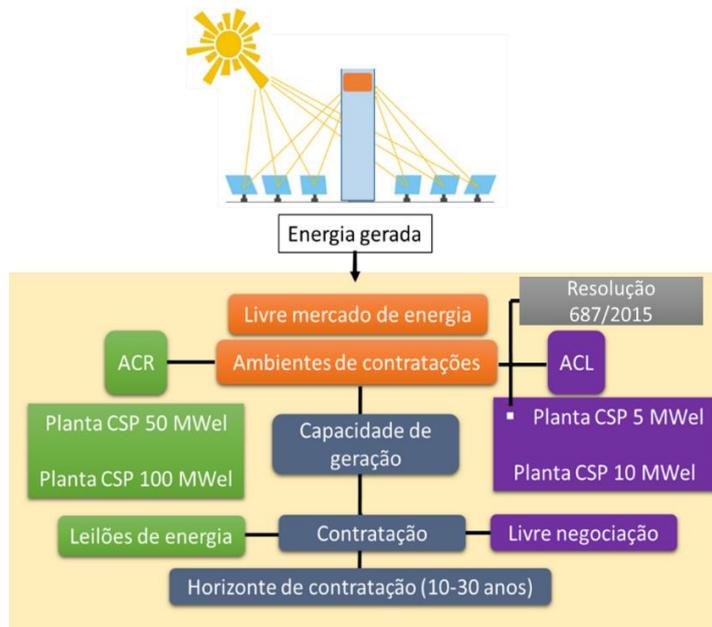
## **4.8 MATERIAIS E MÉTODOS**

As atividades foram desenvolvidas na Faculdade de Zootecnia e Engenharia de Alimentos – FZEA / Universidade de São Paulo – USP, no LEESP (Laboratório de Eficiência Energética e Simulação de Processos / USP).

### **4.8.1 Metodologia**

A metodologia foi estabelecida afim de apresentar o enquadramento contratual energético de usinas CSP, no atual modelo de comércio de energia elétrica. A título de se compreender os distintos cenários energéticos e possibilidades de comércio de energia aptos a serem explorados por sistemas de geração CSP, buscou-se com a metodologia proposta caracterizar o fornecimento da energia oriunda de sistemas CSP conectados à rede SIN, abrangendo ambos ambientes de contratação (livre e regulado), modelos de contratos e possíveis leilões de energia, conforme esboçado no fluxograma representado na Figura 3.

**Figura 3 - Fluxograma demonstrativo da pesquisa**



**Fonte:** Elaborado pelo autor

Afim de demonstrar diferentes modelos contratuais de comércio de energia no atual marco legal jurídico, foram propostos 4 casos de usinas CSP com diferente capacidade nominal de geração, apresentados na Tabela 2.

**Tabela 2 – Modelos contratuais de comércio de energia**

Fonte	Categorias de Geração	Casos	Potência instalada	Ambiente de contratação
Solar	Mini gerador	1	5 MW	Compensação
	Produtor independente	2	10 MW	ACL (contratos bilaterais)
	Geradores grande porte	3	50 MW	ACR (leilões de fontes renováveis)
		4	100 MW	ACR (leilões de reserva)

**Fonte:** Elaborada pelo autor

## 4.9 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os casos propostos foram enquadrados na legislação para comércio de energia elétrica descrita na revisão de literatura a fim de solver o problema identificado.

Para cada caso proposto foi definido o enquadramento legal contratual e de comércio de energia. A estratégia foi definida com o intuito de demonstrar a funcionalidade comercial do sistema no mercado brasileiro. Os casos propostos foram divididos em “a”, o enquadramento no sistema de geração e “b”, o ambiente contratual.

#### **4.9.1 Caso 1: Usina CSP 5 MW**

a) Uma usina CSP com capacidade instalada de 5 MW, se enquadra no âmbito da Geração Distribuída (GD), que é um termo usada na caracterização de pequenas centrais de geração elétrica pertencentes ao consumidor, que utilizam fontes renováveis ou cogeração qualificada. Nesse âmbito, os consumidores são denominados mineradores. Para esse sistema de minigeração, a potência instalada não se limita a carga do consumidor, e sim ao limite permissível pela norma de no máximo 5 MW (para fonte solar) conectado à rede de distribuição, afim de suprir a demanda própria.

b) Para este caso, não há comércio de energia. Se, a quantidade de energia gerada seja superior a demanda daquele período, são criados créditos que podem ser abatidos, num prazo máximo de até 60 meses. Pela Resolução Normativa nº 482/2012 esse fato é denominado sistema de compensação de energia elétrica, sendo que ainda existe a opção que esse crédito criado seja usado para abater o consumo de outra unidade consumidora do mesmo titular, situada em outra localidade, desde que estejam na mesma área de concessão da distribuidora. Esse tipo de utilização dos créditos foi denominado “autoconsumo remoto”, onde a rede de distribuição funciona como um armazenamento de energia e permite que o autoprodutor use de volta, em outro momento a energia injetada excedente, ou até outro ponto de consumo.

Para esse caso, a viabilidade econômica do empreendimento será definida pela tarifa da energia paga pelo minegerador. Uma vez que nesse sistema não há fluxo financeiro.

#### 4.9.2 Caso 2: Usina CSP 10 MW

a) Um produtor independente, com uma usina CSP com capacidade instalada 10 MW, se enquadra no ambiente de contratação livre e está apto a atender a demanda de consumidores especiais (p.e. indústria, grandes comércios e redes varejistas) que possuem unidades consumidoras com carga  $\geq 500$  kW e  $< 3$  MW. Tais consumidores podem comprar energia oriunda de geradores de fontes incentivadas, sendo solar uma delas.

b) Esse ambiente de contratação idealiza um mercado livre de energia, onde o consumidor tem liberdade de escolher o gerador na qual deseja comprar energia elétrica. Como o próprio nome sugere, a contratação nesse ambiente é realizada de forma livre, por meio de contratos bilaterais de compra e venda, com condições específicas de preço e volume combinado entre as partes.

A viabilidade do empreendimento nesse caso, pode ser construída em função do preço do MWh negociado entre o gerador e o consumidor. O fluxo financeiro ocorre decorrente as vendas de energia no mercado livre. Os preços oscilam durante o ano, por influência de vários fatores (principalmente em grandes períodos estiagem). Fato que torna o cenário arriscado, do ponto de vista do investidor. Porém, houveram ocasiões que o preço do mercado *spot* alcançou valores recordes de 800 MWh (ANEEL), o que propicia um aspecto positivo.

#### 4.9.3 Caso 3: Usina CSP 50 MW

a) Empreendimentos dessa magnitude, que exige investimentos altos e mecanismos de planejamento robustos, são geralmente pleiteados por concessionárias de serviço público (geradores de grande porte). Porém, com essa capacidade de geração, o comércio de energia pode ser enquadrado tanto no ambiente regulado como no livre. Essa decisão dependerá da estratégia de operação do empreendimento.

b) Para esse caso, com capacidade nominal de potência instalada de 50 MW do bloco, o ambiente de contratação regulado é adequado e o comércio da energia gerada melhor se adequa por meio de leilões de energia, por proporcionar ao agente de geração segurança no fornecimento de energia elétrica, com contratos de fornecimento que variam de 15 a 30 anos.

Esse caso também poderia ser enquadrado no ambiente de contratação livre, mas em virtude dos riscos e da oscilação dos preços nesse ambiente, optou-se por medida estratégica a exploração do comércio de energia no ambiente contratual regulado, onde o preço da energia a ser fornecida é previamente estipulado, antes mesmo da construção do empreendimento.

#### **4.9.4 Caso 4: Usina CSP 100 MW**

a) Para o caso 4, caracterizado por um empreendimento de geração CSP de grande porte, com capacidade instalada de 100 MW. Assim como no caso anterior, esse tipo de empreendimento de geração requer altos níveis de investimentos e optar por mercados de energia seguros (ACR) diminui riscos ao investidor.

b) Nesse âmbito, o ambiente contratual regulado, permite a exploração do comércio de energia por leilões. No entanto, contratos desse porte podem abranger longos períodos (até 30 anos), com o compromisso de iniciar o fornecimento apenas após 5 anos depois do início do contrato. Amplos horizontes contratuais, permite a concessionária um tempo abio para previsibilidade e planejamento por meio de valores antecedentes.

O fluxo de caixa nesse caso, será obtido em função da diferença do preço do MWh negociado com o custo da geração. O preço do MWh vendido no leilão, será firmado antes da construção do sistema de geração.

Um possível problema, é que se a geração do sistema for abaixo do valor da garantia física estabelecida no contrato, o agente gerador deverá recorrer ao mercado livre para comprar a energia faltante, afim de cumprir o valor estipulado na garantia física do contrato. Isso pode acarretar em custos de geração a cima do previsto e possíveis penalidades.

#### 4.9.5 CONCLUSÕES

A principal contribuição deste trabalho foi caracterizar o marco jurídico regulatório para o comércio de energia oriunda de sistemas de geração CSP, configurados com diferentes capacidades.

Os diferentes casos configurados com geração CSP foram enquadrados na legislação de comércio de energia como: minegerador, autoprodutor, produtor independente e gerador de grande porte.

Os resultados apontaram que o marco jurídico regulatório, para sistemas de geração CSP está claro e bem definido. O esclarecimento do trâmite regulatório para o comércio de energia oriunda de usinas CSP diminui as incertezas relacionadas ao funcionamento operacional da tecnologia no Brasil.

O planejamento financeiro obtido em função do mercado de energia a ser explorado, é uma importante ferramenta para previsão da viabilidade econômica. Além disso, permite a criação de estratégias de operação conciliada aos possíveis enquadramentos comerciais de comércio de energia.

A aplicação de empreendimentos de geração no ambiente regulado proporciona mais segurança, uma vez que os preços da energia gerada são negociados e firmados em cartório antes da construção da usina. Fato que, propicia menos riscos do ponto de vista do investidor. Por isso, para empreendimentos de grande porte, o ACR é o mais adequado.

A criação de um cenário propício a aplicação de empreendimentos de grande porte, reflete numa futura redução dos custos de fabricação em função dos benefícios da produção em série de componentes chaves específicos, como também contribui para o amadurecimento da tecnologia.

A falta de experiência com usinas de geração de fonte solar concentrada, é um entrave na construção da garantia física de despacho de energia, primordial na estratégia de elaboração dos contratos de venda.

Para todos os casos, melhor seria a venda da energia por meio de leilões exclusivos por fonte solar. Leilões que competem somente fontes alternativas, aumentam a chance do estabelecimento de novas tecnologias.

Cogeração qualificada permitiria a aplicação do calor residual da turbina nos processos que requerem energia térmica, melhorando a possibilidade de alcançar viabilidade econômica e ainda melhorando a eficiência energética do sistema.

#### **4.9.6 Sugestões de aprimoramento da legislação vigente**

O processo de implantação de uma nova tecnologia de geração na matriz energética sempre deve ser impulsionado por medidas que ocorram em diferentes frentes administrativas políticas do estado, de forma sincronizada, abrangendo sempre a indústria e suas peculiaridades operacionais, almejando o benefício social e o alcance de uma matriz energética madura, segura e diversificada. Sendo assim, foram sugeridas medidas que contribuem para o estabelecimento dessa perspectiva:

- Estabelecimento de um marco legal específico para geração por fonte solar, que abranja as duas possíveis formas de geração (Fotovoltaica e CSP), como forma de diminuir as incertezas e custos;
- A geração por fonte CSP deve ser conjecturada na legislação de comércio de energia como uma fonte nobre de geração, por fatores que englobam aspectos ambientais, sociais e principalmente pela eficiência e aplicabilidade da tecnologia em processos produtivos, com alta demanda energética e com a possibilidade de serem supridos não somente com eletricidade, mas também com calor e frio; e desse modo, sendo enquadrada num patamar a cima que as demais fontes e incorporada com valores e vantagens;
- O desenvolvimento de tecnologias nacionais e recursos humanos que contribuam para o amadurecimento e a curva de aprendizagem da tecnologia CSP;

- Implementação de novas condições de financiamento do BNDES favoreçam as taxas de retorno dos empreendimentos de geração de energia por fontes alternativas;
- Estabelecer leilões exclusivos por fonte solar subsequentes em curto intervalo de tempo (p.e a cada 3 anos), por meio da criação de incentivos que mantenha a atividade na indústria associada a fabricação de componentes CSP, com produção constante e em escala e que com isso diminua a insegurança de investidores.

## REFERÊNCIAS

ALTAFIN, Iara Guimarães. Jornalista. **Comissão de Infraestrutura aprova incentivos para equipamentos de energia solar e eólica**. 2015. Agência Senado. Disponível em: <<https://www12.senado.leg.br/noticias/materias/2015/08/19/comissao-de-infraestrutura-aprova-incentivos-para-equipamentos-de-energia-solar-e-eolica>>. Acesso em: 11 set. 2017.

ARVIZU, D.; BALAYA, P.; CABEZA, L.; HOLLANDS, T.; JÄGER-WALDAU, A.; KONDO, M.; KONSEIVO, V. **Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation SRREN (Special Report of IPCC)**, Chapter 3. Direct Solar Energy. Cambridge e New York: IPCC, 2011.

BITAR, O.Y.; ORTEGA, R.D. Gestão Ambiental. In: OLIVEIRA, A.M.S. & BRITO, S.N.A. (Eds.). **Geologia de Engenharia**. São Paulo: Associação Brasileira de Geologia de Engenharia (ABGE), 1998. cap. 32, p.499-508.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 3. ed. Brasília: Aneel, 2008. 236 p. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas3ed.pdf>>. Acesso em: 10 ago. 2017.

BRASIL. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004 - Regulamenta a comercialização de energia elétrica. **Diário Oficial da União**. Brasília, 30 jul. 2004.

BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 - Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica. **Diário Oficial da União**. Brasília, 16 mar. 2004.

BRASIL. Ministério da Fazenda. **Perguntas e Respostas: Pessoa Jurídica**. ed. Secretaria da Receita Federal do Brasil, 2016. p. 740. Disponível em: <<http://idg.receita.fazenda.gov.br/orientacao/tributaria/declaracoes-e-demonstrativos/ecf-escrituracao-contabil-fiscal/perguntas-e-respostas-pessoa-juridica-2016-arquivos/perguntas-e-respostas-irpj-2016.pdf>>. Acesso em: 14 set. 2017.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Matriz Energética Nacional 2030** / Ministério de Minas Energia; colaboração Empresa de Pesquisa Energética. \_ Brasília : MME : EPE, 2007. p. 254

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE (Brasil) (Org.). **Como se dividem**. 2017. Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/quem-participa/como\\_se\\_dividem?\\_adf.ctrl-state=14o7vb4bq6\\_4&\\_afLoop=12042061781386#!@@?\\_afLoop=12042061781386&\\_adf.ctrl-state=10xnz7fi8e\\_4](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/quem-participa/como_se_dividem?_adf.ctrl-state=14o7vb4bq6_4&_afLoop=12042061781386#!@@?_afLoop=12042061781386&_adf.ctrl-state=10xnz7fi8e_4)>. Acesso em: 20 set. 2017.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CCEE. 2017. **Setor Elétrico**. Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/onde-atuamos/setor\\_eletrico?\\_adf.ctrl-state=14o7vb4bq6\\_69&\\_afLoop=183856510811765#!@@?\\_afLoop=183856510811765&\\_adf.ctrl-state=w565vynyk\\_4](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/setor_eletrico?_adf.ctrl-state=14o7vb4bq6_69&_afLoop=183856510811765#!@@?_afLoop=183856510811765&_adf.ctrl-state=w565vynyk_4)>. Acesso em: 21 set. 2017. 2017.

CNPE - Conselho nacional de políticas energéticas. **Conselhos e Comitês**. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cnpe>>. Acesso em: 23 abr. 2016.

COELSE. **Seção Setor Elétrico Brasileiro**. Disponível em: <[http://ri.coelce.com.br/arquivos/Secao\\_setor\\_Eletrico\\_Brasileiro.pdf](http://ri.coelce.com.br/arquivos/Secao_setor_Eletrico_Brasileiro.pdf)>. Acesso em: 13 jun. 2017.

COSTA, Ricardo Cunha da; PRATES, Cláudia Pimentel T. O Papel das Fontes Renováveis de Energia no Desenvolvimento do Setor Energético. **BNDES Setorial**. Rio de Janeiro, p. 5-30. maio 2005.

COSTA, Ricardo Cunha da; PIEROBON, Ernesto Costa. Leilão de energia nova: análise da sistemática e dos resultados. In: **BNDES setorial**. 27. ed. Rio de Janeiro: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - Bndes, 2008. p. 39-58. Disponível em: <<https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/1307>>. Acesso em: 15 set. 2017.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **EPE-DEE-RE-028/2013-R2**: Expansão da Geração Sistema de Acompanhamento de Empreendimentos Geradores de Energia Elétrica- AEGE: Manual para Empreendedores. Rio de Janeiro: MME, 2015. 47 p. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/EPE-DEE-RE-028\\_r2\\_Manual%20Emp.pdf](http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/EPE-DEE-RE-028_r2_Manual%20Emp.pdf)>. Acesso em: 21 set. 2017.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Nota Técnica DEA 19/14** : Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos. Rio de Janeiro, 2014. 60 p. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/DEA%2019%20-%20%20Inser%C3%A7%C3%A3o%20da%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20Fotovoltaica%20Distribu%C3%ADda%20no%20Brasil%20-%20Condicionantes%20e%20Impactos%20VF%20%20\(Revisada\).pdf](http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/DEA%2019%20-%20%20Inser%C3%A7%C3%A3o%20da%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20Fotovoltaica%20Distribu%C3%ADda%20no%20Brasil%20-%20Condicionantes%20e%20Impactos%20VF%20%20(Revisada).pdf)>. Acesso em: 21 set. 2017.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **EPE-DEE-RE-066/2013-R1**: Expansão da Geração Empreendimentos Heliotérmicos: Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à participação nos Leilões de Energia Elétrica. Rio de Janeiro: MME, 2014. 34 p. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%B5es%202014/EPE-DEE-RE-066\\_2013-r1\\_HLT.pdf](http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%B5es%202014/EPE-DEE-RE-066_2013-r1_HLT.pdf)>. Acesso em: 21 set. 2017.

ESPOSITO, Alexandre Siciliano; FUCHS, Paulo Gustavo. Desenvolvimento tecnológico e inserção da energia solar no Brasil. In: **Revista do BNDES**. 40. ed. Rio de Janeiro: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – Bndes, dez.2013. p. 85-113. Disponível em: <[https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/2431/1/RB%2040%20Desenvolvimento%20tecnol%C3%B3gico\\_P.pdf](https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/2431/1/RB%2040%20Desenvolvimento%20tecnol%C3%B3gico_P.pdf)>. Acesso em: 15 set. 2017.

FRISARI, G.; FEÁS, J. **The Role of Public Finance in CSP: How Spain created a world-leading industry then shattered investor confidence**. Spain: Climate Investment Funds, 2014.

FERNÁNDEZ-GARCÍA, A.; ÁLVAREZ-RODRIGO, L.; MARTÍNEZ-ARCOS, L.; AGUIAR, R.; MÁRQUEZ-PAYÉS, J. M. Parabolic-trough solar collectors and their applications. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**, [s.l.], v. 14, n. 7, p.1695-1721, set. 2010. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2010.03.012>.

INEE. Geração Distribuída – INEE: **O Novo Modelo do Setor Elétrico**. São Paulo, 2002. Disponível em: <[http://www.inee.org.br/downloads/eventos/Paulo\\_Pedrosa.pdf](http://www.inee.org.br/downloads/eventos/Paulo_Pedrosa.pdf)>. Acesso em: 23 de junho de 2017. ERRO NO SITE

IPCC, 2011: **Summary for Policymakers**. In: IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation [O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlomer, C. von Stechow (eds)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

IPCC, 2014: Climate Change 2014: Synthesis Report. **Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change** [Core Writing Team, R.K. Pachauri and L.A. Meyer (eds.)]. Geneva, Switzerland, 151 pp.

IPT (INSTITUTO DE PESQUISAS TECNOLÓGICAS). **Lixo Municipal: manual de gerenciamento integrado**. São Paulo: Instituto de Pesquisas Tecnológicas: Cempre, 1995. 278 p.

SÃO PAULO. Secretaria da Fazenda. **Sobre o ICMS**. Disponível em: <<https://portal.fazenda.sp.gov.br/servicos/isencao-icms-veiculos/Paginas/Sobre.aspx>>. Acesso em: 14 set. 2017.

OLIVEIRA, C.E.I.; BEZERRA, P. H. S.; MAAG, G. SERAPHIM, O. J. Legislação Aplicável para os Sistemas Solares Térmicos de Concentração no Brasil. In: ZARZA, Eduardo et al. **Potencial de Radiación Solar y Marco Jurídico existente em Argentina, Brasil, Chile, Colombia y México, em relación com los Sistemas Solares Térmicos de Concentración**. Madri: Ciemat, 2017. Cap. 5. p. 1-14. (ISBN 978-84-7834-773-5).

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. **Sobre ONS / O que é ONS**. Disponível em: <<http://ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>>. Acesso em: 05 set. 2017.

SEBRAE. **Os principais tributos que todo empreendedor precisa conhecer**. Disponível em: <<https://www.sebrae.com.br/sites/PortalSebrae/artigos/os-principais-tributos-que-todo-empreendedor-precisa-conhecer,e40aa0b77d29e410VgnVCM1000003b74010aRCRD>>. Acesso em: 14 set. 2017.

SILVA, R. M. **Energia Solar no Brasil: dos incentivos aos desafios**. Brasília: Núcleo de Estudos e Pesquisas/CONLEG/Senado, Fevereiro/2015 (Texto para Discussão nº 166). Disponível em: <[www.senado.leg.br/estudos](http://www.senado.leg.br/estudos)>. Acesso em: 15 de nov de 2015.

SORIA, R.; PORTUGAL-PEREIRA, J.; SZKLO, A.; MILANI, R.; SCHAEFFER, R. Hybrid concentrated solar power (CSP) – biomass plants in a semiarid region: A strategy for CSP deployment in Brazil. **Energy Policy**, v. 86, p. 57–72, nov. 2015.

STADELMANN, M.; FRISARI, G.; ROSENBERG, A. The Role of Public Finance in CSP: Lessons Learned. **Climate Investment Funds**, [s. L], p.14, jun. 2014. Disponível em: <<https://climatepolicyinitiative.org/wp-content/uploads/2014/06/The-Role-of-Public-Finance-in-CSP-Lessons-Learned.pdf>>. Acesso em: 25 out. 2017.

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

TIMILSINA, Govinda R.; KURDGELASHVILI, Lado; NARBEL, Patrick A.. Solar energy: Markets, economics and policies. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**, [s.l.], v. 16, n. 1, p.449-465, jan. 2012. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2011.08.009>.

## CONSIDERAÇÕES FINAIS

De maneira geral, a principal contribuição dessa pesquisa foi fornecer respaldo técnico para a implementação de sistema CSP com torre central no Brasil, com valores de desempenho energético, parâmetros dimensionais e financeiros, custos e perspectivas de comércio de energia gerada por fonte solar concentrada, a serem explorados no atual marco legal regulatório.

De forma específica, o capítulo 1 forneceu informações referenciais dos princípios tecnológicos CSP, bem como a evolução histórica da tecnologia no mundo.

O capítulo 2 apresentou o desempenho energético de um sistema CSP com torre central, dimensionado a fim de atender a demanda de sistemas agroindustriais. Nessa etapa, foram utilizados parâmetros dimensionais de componentes e valores técnicos reais, que poderão ser utilizados em outras pesquisas para previsão de performance de sistemas CSP.

O capítulo 3 apresenta uma possibilidade de aprimoramento de uma análise paramétrica utilizada para identificação dos custos contidos em heliostatos. A inserção de custos contidos na instalação/montagem e no transporte de heliostatos, na análise paramétrica, tornou o custo por unidade de área mais representativo. Fato que proporciona que a previsibilidade do custo nivelado da eletricidade gerada, seja ainda mais próximo da realidade.

Por último, o capítulo 4 apresenta o atual marco legal regulatório para comércio de energia oriunda de fonte solar, bem como as possibilidades de ambientes e leilões a serem possivelmente explorados. Além disso, foi conjecturado cenários de mercado de energia, oriunda de sistema de geração CSP com diferentes capacidades. Informações que esclarecem o processo de contratação de energia é uma importante ferramenta para o planejamento financeiro de empreendimentos de geração.

## REFERÊNCIAS

AMSBECK, L.; DENK, T.; EBERT, M.; GERTIG, C.; HELLER, P.; HERRMANN, P.; JEDAMSKI, J.; JOHN J.; PITZ-PAAL, R.; PROSINEČKI, T.; REHN, J.; REINALTER, W.; UHLIG, R. Test of a solar-hybrid microturbine system and evaluation of storage deployment, In:\_\_\_ **Proceedings of Solar PACES 2010 Conference**, 21-24 September 2010, Perpignan, France.

BARIGOZZI, G.; BONETTI, G.; PERDICHIZZI, F.A.; RAVELLI, S. Thermal performance prediction of a solar hybrid gas turbine. **Solar Energy** 86:2116-2127. 2012.

MAAG, G.; CARRER, C.; LAO V.C.; GONSALES, N. R.; RESENDE, J.F.S.; COUTO E. B. R.; OLIVEIRA C.E.L. Previsão do desempenho anual de duas plantas piloto de torre solar híbrida de 100 kWel para cogeração na agroindústria brasileira. In:\_\_\_**XI Congresso Iberoamericano ISES**, 11., 2014.

SCHMITZ, M.; SCHWARZBOZL, P.; BUCK, R.; PITZ-PAAL, R. Assessment of the potential improvement due to multiple apertures in central receiver systems with secondary concentrators. **Solar Energy** 80 (1), 111–120. 2006.

SCHUCK, MARTHA LISA RODRIGO. **Coletor solar para pré-aquecimento do ar em sistemas de secagem estudo de caso – cura do tabaco**. 2012. 95 f. Dissertação (Mestrado) - Departamento de Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil, UFSM, Santa Maria, 2012.