



**Universidade de Brasília  
Faculdade de Tecnologia  
Departamento de Engenharia Mecânica**

# **ESTUDO DA INSERÇÃO DE PLANTA HÍBRIDA HELIOTERMICA- FOTOVOLTAICA EM DIFERENTES LOCALIDADES DO BRASIL**

**Marcos André Torrezani Rodrigues**

**Orientador: Mario Benjamim Baptista de Siqueira**

**Dissertação de Mestrado em Ciências Mecânicas  
Brasília-DF: 07/2017 Universidade de Brasília**

**Faculdade de Tecnologia  
Departamento de Engenharia Mecânica**

**ESTUDO DA INSERÇÃO DE PLANTA HÍBRIDA HELIOTERMICA-FOTOVOLTAICA EM  
DIFERENTES LOCALIDADES DO BRASIL**

**Marcos André Torrezani Rodrigues**

**DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA DA  
FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA COMO PARTE DOS  
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS  
MECÂNICAS.**

Aprovada por:

---

**Mario Benjamim Baptista de Siqueira, Prof. Dr., UnB**  
(Orientador)

---

**Antonio Cesar Pinho Brasil Junior, Prof. Dr., UnB**  
(Examinador interno)

---

**Rafael Amaral Shayani, Prof. Dr., UnB**  
(Examinador externo)

**Brasília, 27 de julho de 2017.**

## FICHA CATALOGRÁFICA

Marcos André Torrezani Rodrigues  
ESTUDO DA INSERÇÃO DE PLANTA HÍBRIDA HELIOTÉRMICA-FOTOVOLTAICA EM DIFERENTES LOCALIDADES DO BRASIL/ Marcos André Torrezani Rodrigues. – Brasil, 2017- 151p. : il. (algumas color.) ; 30 cm.

Orientador: Mario Benjamim Baptista de Siqueira

Dissertação (mestrado) – Universidade de Brasília – UnB  
Faculdade de Tecnologia

Programa de Pós-Graduação em Ciências Mecânicas, 2017.

1. Fotovoltaica. 2. CSP. 3. Hibridização. 4. Análise de custos. 5. Armazenamento térmico. I. Orientador. II. Universidade de Brasília. III. Faculdade de Tecnologia.

## REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

Rodrigues, M. A. T. (2017). ESTUDO DA INSERÇÃO DE PLANTA HÍBRIDA HELIOTÉRMICA-FOTOVOLTAICA EM DIFERENTES LOCALIDADES DO BRASIL. Dissertação de Mestrado em Ciências Mecânicas, Publicação, Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 151p.

## CESSÃO DE DIREITOS

NOME DO AUTOR: Marcos André Torrezani Rodrigues.

TÍTULO DA DISSERTAÇÃO DE MESTRADO: ESTUDO DA INSERÇÃO DE PLANTA HÍBRIDA HELIOTERMICA-FOTOVOLTAICA EM DIFERENTES LOCALIDADES DO BRASIL.

GRAU/ANO: Mestre/2017.

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta dissertação de mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desta dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem a autorização por escrito do autor.

---

Marcos André Torrezani Rodrigues  
Rua Aldifax Barreto Duarte, nº26  
29070-040, Vitória, ES, Brasil  
marcostorrezani@gmail.com

*Dedico esse trabalho aos meus entes queridos, sobretudo a minha família que vive comigo e me dá o suporte necessário para dedicar minha vida aos meus sonhos. E dedico também as todas as pessoas que vivem suas vidas de forma plena correndo em busca do que realmente acreditam e amam fazer.*

## **Agradecimentos**

Aos meus pais e meus irmãos pelo carinho e apoio incondicional em minhas escolhas.

À minha namorada, Mariana, pelo amor, companheirismo e paciência em toda minha jornada de vida.

Ao meu orientador, professor Mario, pela disponibilidade e paciência durante meu trajeto.

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPQ) pelo suporte financeiro dado durante a execução do trabalho.

## Resumo

O principal objetivo deste trabalho é avaliar a relação entre as tecnologias fotovoltaica e heliotérmica (também chamada de CSP, do inglês Concentrating Solar Power) cilindro-parabólico para usinas híbridas. Essas usinas terão parâmetros definidos de geração de energia e foram simuladas em diferentes locais do Brasil. As simulações foram feitas em software específico para obter dados comparáveis entre as regiões analisadas e entre as usinas híbridas e uma planta exclusivamente CSP cilindro-parabólico atendendo os mesmos parâmetros de geração da planta híbrida. Além disso, fazer uma avaliação em termos de custos, para as tecnologias analisadas, dentro do país e estudar a hibridização entre CSP e fotovoltaica como uma forma de incentivo a introdução de CSP no mercado nacional. O estudo foi realizado para um modelo de usina elétrica de 100MW de potência nominal, sendo 50MW de CSP e 50 MW de fotovoltaica. As otimizações que foram feitas na planta híbrida, em cada localidade, para atender os parâmetros de geração, foram feitas sempre na parte CSP da planta híbrida.

**Palavras-chaves:** Fotovoltaica; CSP; Hibridização; Análise de custos; Armazenamento térmico.

## **Abstract**

The main objective of this work is to evaluate the relationship between photovoltaic and parabolic-cylinder Concentrating Solar Power (CSP) technologies for hybrid plants. These plants will have defined generation parameters and were simulated in different locations in Brazil. The simulations were done in specific software to obtain comparable data between the analyzed regions and between the hybrid plants and a CSP cylinder-parabolic plant that operates alone according to the same generation parameters of the hybrid plant. In addition, make a cost assessment for the technologies analyzed, within the country and study the hybridization between CSP and photovoltaic as a way of encouraging the introduction of CSP in the domestic market. The study was carried out for an electric power plant model with 100MW of nominal power, 50MW of CSP and 50 MW of photovoltaic. The optimizations that were made in the hybrid plant at each location to meet generation parameters were always made in the CSP part of the hybrid plant.

**Key-words:** Photovoltaics; CSP; Hybridization; Cost analysis; Thermal storage.

## Lista de Figuras

Figura 1 - Fontes e Formas de Energia .....	2
Figura 2 - Capacidade de Solar Fotovoltaica Global, por País/Região, 2005-2015 .....	3
Figura 3 - Capacidade de Fotovoltaica, Top 10 países, 2015. ....	3
Figura 4 - Capacidade CSP Global, por país/região, 2005-2015 .....	4
Figura 5 – Porcentagem das principais tecnologias CSP no mundo .....	5
Figura 6 - Expansão da capacidade de termelétrica no Brasil até 2021 .....	8
Figura 7 – Formas de radiação solar na superfície terrestre.....	18
Figura 8 – Célula de silício monocristalino .....	20
Figura 9 – Célula de silício policristalino.....	20
Figura 10 – Células de filme fino.....	21
Figura 11 – Gráfico Corrente-Tensão e Potência-Tensão para painel com potência nominal de 100W pico. ....	23
Figura 12 – Efeito causado pela variação da irradiação solar (G) sobre a curva característica corrente-tensão para um módulo fotovoltaico de silício cristalino a 25°C ....	24
Figura 13 - Efeito causado pela variação da temperatura das células sobre a curva corrente-tensão para um módulo fotovoltaico de silício sob irradiação de 1000 W/m <sup>2</sup> .....	25
Figura 14 - Concentradores cilíndricos-parabólicos .....	27
Figura 15 – Esquema de planta cilindro-parabólico com armazenamento térmico .....	28
Figura 16 - Planta solar de torre central .....	29
Figura 17 - Refletor linear Fresnel .....	30
Figura 18 - Concentrador solar de disco parabólico.....	32
Figura 19 - Curva de eficiência térmica do coletor SkyTrough .....	36
Figura 20 - Irradiação normal direta (DNI).....	40
Figura 21 - Irradiação solar direta (DNI) - acima de 2.000 KWH/m <sup>2</sup> /ano ou 5,5 KWh/m <sup>2</sup> /dia .....	41
Figura 22 - Irradiação solar direta (DNI) - acima de 2.190 KWH/m <sup>2</sup> /ano ou 6,0 KWh/m <sup>2</sup> /dia .....	41
Figura 23 - Irradiação solar global - acima de 1.700 KWH/m <sup>2</sup> /dia ou 4,6 KWh/m <sup>2</sup> /dia.....	43
Figura 24 - Irradiação solar direta e localização das cidades analisadas .....	45
Figura 25 - Plantas CSP comerciais em operação no mundo .....	47
Figura 26 - Esquema de planta CSP cilindro-parabólico no SAM.....	49
Figura 27 - Controle do sistema de armazenamento térmico .....	53
Figura 28 - Carga de energia da região Nordeste no dia 01/03/2017 .....	54
Figura 29 - Carga de energia da região Sudeste/Centro-Oeste no dia 01/03/2017 .....	55
Figura 30 - Carga de energia da região Norte no dia 01/03/2017 .....	56
Figura 31 - Carga de energia da região Sul no dia 01/03/2017 .....	56
Figura 32 -Fluxograma das principais informações para simulação da planta híbrida. ....	62
Figura 33 - Gerações das plantas híbrida, CSP e fotovoltaica para o dia 09/10 em Bom Jesus da Lapa.....	68
Figura 34 - Geração da planta híbrida em BJL - 17/03.....	76
Figura 35 - Massa do fluido quente no reservatório térmico da planta híbrida em BJL - 17/03.....	77
Figura 36 – Dias com menor irradiação direta em Porto Nacional e Bom Jesus da Lapa .	79



Figura 37 - Variação de temperatura diária em Bom Jesus da Lapa.....	81
Figura 38 - Variação de temperatura diária em Porto Nacional.....	81
Figura 39 - Variação de temperatura diária em Campo Grande.....	82
Figura 40 - Variação de temperatura diária em Florianópolis .....	82
Figura 41 - Irradiação direta média diária e temperatura média diária para o mês de fevereiro em Bom Jesus da Lapa .....	83
Figura 42 - Geração horária de Bom Jesus da Lapa e Porto Nacional .....	84
Figura 43 - Geração horária de Campo Grande e Florianópolis.....	85
Figura 44 - Médias mensais das irradiações direta e difusa utilizadas em Bom Jesus da Lapa.....	86
Figura 45 - Gerações mensais das partes CSP e fotovoltaica da usina híbrida em Bom Jesus da Lapa.....	87
Figura 46 - Médias mensais das irradiações direta e difusa utilizadas em Porto Nacional	87
Figura 47 - Gerações mensais das partes CSP e fotovoltaica da usina híbrida em Porto Nacional .....	88
Figura 48 - Médias mensais das irradiações direta e difusa utilizadas em Campo Grande .....	88
Figura 49 - Gerações mensais das partes CSP e fotovoltaica da usina híbrida em Campo Grande .....	89
Figura 50 - Médias mensais das irradiações direta e difusa utilizadas em Florianópolis ...	89
Figura 51 - Gerações mensais das partes CSP e fotovoltaica da usina híbrida em Florianópolis .....	90
Figura 52 - Tela inicial do software SAM .....	100
Figura 53 - Tecnologias disponíveis no SAM .....	100
Figura 54 - Modelo financeiro disponível para fotovoltaica .....	102
Figura 55 - Modelo financeiro disponível para CSP cilindro parabólico .....	103
Figura 56 - Modelo fotovoltaico detalhado e único dono .....	104
Figura 57 - Modelo CSP cilindro parabólico e PPA único dono.....	105
Figura 58 - Aba módulo do SAM para simulação fotovoltaica .....	107
Figura 59 - Aba inversor do SAM para simulação fotovoltaica .....	108
Figura 60 - Aba design do sistema do SAM para simulação fotovoltaica .....	109
Figura 61 - Aba sombreamento e neve do SAM para simulação fotovoltaica.....	110
Figura 62 - Aba perdas do SAM para simulação fotovoltaica .....	111
Figura 63 - Aba tempo de vida do SAM para simulação fotovoltaica .....	112
Figura 64 - Aba custo do sistema do SAM para simulação fotovoltaica.....	113
Figura 65 - Aba parâmetros de financiamento do SAM para simulação fotovoltaica.....	114
Figura 66 - Aba tempo dos fatores de entrega do SAM para simulação fotovoltaica .....	116
Figura 67 - Aba incentivos do SAM para simulação fotovoltaica.....	117
Figura 68 - Aba depreciação do SAM para simulação fotovoltaica.....	118
Figura 69 - Resultados do SAM para simulação fotovoltaica.....	119
Figura 70 - Aba campo solar do SAM para simulação CSP.....	120
Figura 71 - Aba coletores do SAM para simulação CSP .....	121
Figura 72 - Aba absorvedores do SAM para simulação CSP .....	122
Figura 73 - Aba bloco de potência do SAM para simulação CSP .....	123
Figura 74 - Aba armazenamento térmico do SAM para simulação CSP .....	125

Figura 75 - Aba perdas parasitas do SAM para simulação CSP .....	126
Figura 76 - Aba custos do sistema do SAM para simulação CSP.....	128
Figura 77 - Resultados do SAM para simulação CSP .....	129
Figura 78 - Análise paramétrica no SAM.....	130
Figura 79 - Controle de despacho para Bom Jesus da Lapa .....	131
Figura 80 - Controle de despacho para Porto Nacional .....	132
Figura 81 - Controle de despacho para Campo Grande .....	133
Figura 82 - Controle de despacho para Florianópolis.....	134
Figura 83 - Irradiação direta de hora em hora de Bom Jesus da Lapa e Porto Nacional.	136
Figura 84 - Irradiação direta de hora em hora de Campo Grande e Florianópolis .....	137

## Lista de Tabelas

Tabela 1 - Geração e Potência Instalada Solar no Mundo – 2015.....	7
Tabela 2 – Capacidade de CSP por região prevista até 2050 .....	9
Tabela 3 - Dados de radiação solar diária, médias mensais para diversas localidades do mundo .....	16
Tabela 4 – Relação entre tecnologias de utilização de energia solar e os componentes da radiação solar.....	19
Tabela 5 - Classificação dos coletores solares .....	26
Tabela 6 - Dados geométricos do coletor cilindro-parabólico SkyTrough.....	35
Tabela 7 - Dados de desempenho do coletor cilindro-parabólico SkyTrough.....	37
Tabela 8 - Municípios com maior média de radiação solar direta normal .....	42
Tabela 9 - Dados das localidades disponíveis no SAM .....	44
Tabela 10 - Irradiação de projeto utilizada .....	46
Tabela 11 - Plantas CSP cilindro-parabólico na Espanha .....	48
Tabela 12 – Fluidos para o tanque de armazenamento térmico do SAM .....	51
Tabela 13 - Horários de geração fixa para cada localidade .....	57
Tabela 14 - Dados de Bom Jesus da Lapa .....	64
Tabela 15- Dados de Porto Nacional .....	64
Tabela 16- Dados de Campo Grande .....	65
Tabela 17- Dados de Florianópolis.....	66
Tabela 18 - Principais dados técnicos das plantas simuladas .....	67
Tabela 19 - Parâmetros financeiros usados no SAM .....	69
Tabela 20 - Custos utilizados no SAM para CSP .....	70
Tabela 21 - Custos utilizados no SAM para fotovoltaica.....	70
Tabela 22 - Custos utilizados no SAM para os terrenos .....	70
Tabela 23 - Custos para a plantas híbrida e exclusivamente CSP em cada localidade.....	72
Tabela 24 - Geração, LCOE, fator de capacidade e área ocupada das plantas simuladas .....	74
Tabela 25 - Múltiplo solar e horas de carga total das simulações CSP .....	75
Tabela 26 – Relação entre parâmetros da planta exclusivamente CSP quando comparados com a planta híbrida.....	78
Tabela 27 - Porcentagem de depreciação por ano para cada classe de depreciação .....	118

## **Lista de siglas**

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

CCS – Carbon Capture and Storage

CCGT – Combined Cycle Gas Turbine

CSP – Concentrated Solar Power

IEA – International Energy Agency

LCOE – Levelized Cost of Electricity

MME – Ministério de Minas e Energia

NREL – National Renewable Energy Laboratory

SAM – System Advisor Model

SIG – Sistemas de Informação Geográfica

SWERA – Solar and Wind Energy Resources Assessment

# Sumário

<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	1
<b>1.1 Objetivos</b> .....	9
1.1.1 Objetivo Geral .....	9
1.1.2 Objetivo Específico.....	9
<b>1.2 Trabalhos anteriores</b> .....	10
<b>2. TECNOLOGIAS</b> .....	15
<b>2.1 RECURSO SOLAR</b> .....	15
2.1.1 Componentes da Radiação Solar .....	17
<b>2.2 Tecnologia Fotovoltaica</b> .....	19
2.2.1 Sistemas fotovoltaicos .....	21
2.2.2 Módulo Fotovoltaico .....	22
2.2.3 Inversores .....	25
<b>2.3 Tecnologia CSP</b> .....	26
2.3.1 Coletores Solares .....	26
2.3.1.1 Concentradores Cilíndricos-parabólicos .....	27
2.3.1.1.1 Absorvedor.....	28
2.3.1.2 Torre Central .....	29
2.3.1.3 Coletor Fresnel.....	30
2.3.1.4 Disco parabólico .....	31
<b>3. PROCEDIMENTO METODOLÓGICO</b> .....	33
<b>3.1 SAM (System Advisor Model)</b> .....	33
<b>3.2 Escolha da tecnologia CSP</b> .....	34
3.2.1 Cilindro-parabólico no SAM .....	34
<b>3.3 Escolha da tecnologia fotovoltaica</b> .....	37
3.3.1 Fotovoltaica no SAM .....	38
<b>3.4 Radiação solar no Brasil e Escolha da Localidade</b> .....	38
<b>3.5 Irradiação de projeto e Múltiplo Solar (MS)</b> .....	46
<b>3.6 Plantas híbridas</b> .....	46
3.6.1 Definição da potência da planta híbrida.....	46

3.6.2	Arranjo das plantas no SAM .....	48
3.6.2.1	Campo solar para CSP .....	49
3.6.2.2	Bloco de potência da CSP .....	50
3.6.2.3	Armazenamento e despacho .....	51
<b>3.7</b>	<b>Simulações</b> .....	<b>53</b>
3.7.1	Parâmetros determinados para as plantas híbridas .....	54
3.7.2	Modelagem financeira e de custos .....	57
3.7.2.1	Modelagem financeira.....	57
3.7.2.2	Custos dos componentes.....	59
3.7.3	Plantas híbridas para geração elétrica centralizada .....	61
<b>4.</b>	<b>SIMULAÇÕES DAS PLANTAS</b> .....	<b>63</b>
<b>4.1</b>	<b>Plantas para geração elétrica centralizada</b> .....	<b>63</b>
4.1.1	Bom Jesus da Lapa.....	63
4.1.2	Porto Nacional.....	64
4.1.3	Campo Grande.....	65
4.1.4	Florianópolis .....	65
4.1.5	Dimensionamento e avaliação das tecnologias.....	66
<b>4.2</b>	<b>Resultados e discussões</b> .....	<b>73</b>
<b>5.</b>	<b>CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS</b> .....	<b>91</b>
	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b> .....	<b>94</b>
	<b>APÊNDICE I – TUTORIAL DE UTILIZAÇÃO DO SAM VERSÃO 2016.3.14</b> .....	<b>99</b>
	<b>APÊNDICE II – SISTEMAS DE DESPACHO PARA AS DIFERENTES LOCALIDADES SIMULADAS</b> .....	<b>131</b>
	<b>APÊNDICE III – IRRADIAÇÃO DIRETA HORA A HORA PARA AS LOCALIDADES SIMULADAS</b> .....	<b>135</b>

# 1. INTRODUÇÃO

A vida moderna é baseada na utilização de energia elétrica, e por isso, ela é produzida em larga escala para atender o consumo da população. A matriz energética mundial hoje é baseada no consumo de combustíveis fósseis como o petróleo, gás natural e carvão mineral. De toda energia elétrica produzida no mundo, 75,5% vem de fontes não renováveis (IEA, Renewables 2017 Global Status Report, 2017). Entretanto esse modelo energético cada vez mais está sendo modificado, seja pelo esgotamento de tais recursos ou pelos resíduos gerados por eles durante seu uso.

A quantidade de energia solar que atinge o planeta terra em 12 minutos é suficiente para abastecer todo o consumo de energia elétrica por um ano inteiro mantendo o mesmo consumo do ano de 2004 (Rüther, 2004). Claro que os processos de conversão energética envolvem perdas, mas as fontes de energia utilizadas hoje vêm diretamente ou indiretamente da energia solar. A energia que existe no planeta é basicamente de 3 fontes: A fissão nuclear no núcleo da terra, a fusão nuclear no sol e a gravitação e cinética planetária (Schwab, 2012).

Na Figura 1 se pode observar que a fissão nuclear no núcleo da terra produz uma quantidade de energia causadora do efeito natural da geotermia, onde se pode instalar uma usina geotérmica e temos a energia térmica para uso. A gravitação e cinética planetária são responsáveis pelos efeitos naturais das ondas, correntes marítimas e marés onde através das devidas tecnologias de conversão se pode obter uma parcela da energia principal para nosso uso.

As ondas também sofrem efeitos dos ventos, mas os ventos são um dos efeitos naturais da fusão nuclear no sol, e essa fonte é a que proporciona praticamente 100% da energia utilizada na terra. Essa energia causa os efeitos naturais de aquecimento dos solos, geração de biomassa, chuvas, derretimentos de geleiras e ventos.

O petróleo, gás natural e carvão vegetal extraídos pelo homem, são depósitos de energia criados através de biomassa. Essa biomassa cresceu e se

desenvolveu tendo como fonte a energia solar incidente no solo, que proporcionou a energia suficiente para seu desenvolvimento e posterior acúmulo por processos geológicos.

São utilizados os processos de conversão adequados para cada efeito natural e captado uma parcela da energia para o uso humano. Mas, através de algumas tecnologias de conversão, pode-se pular a fase do efeito natural e se captar a energia praticamente direto da fonte. Esse é o caso dos coletores solares, usinas fotovoltaicas e usinas heliotérmicas.

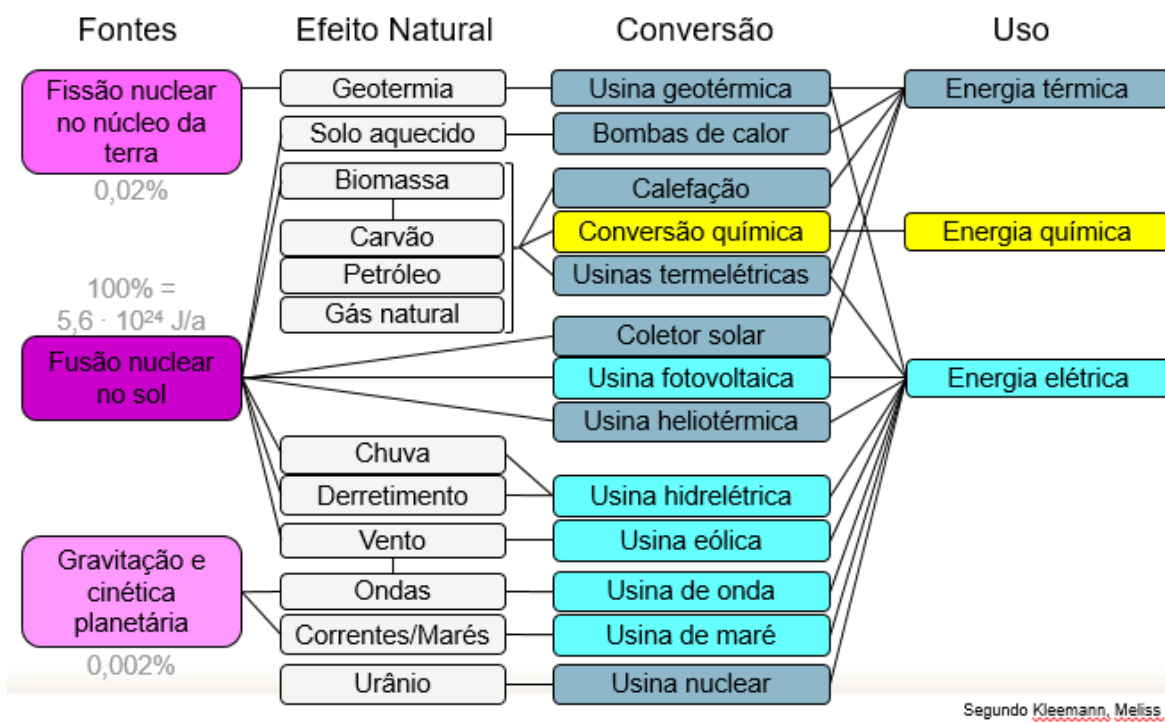


Figura 1 - Fontes e Formas de Energia  
Fonte: (Schwab, 2012)

Olhando então para as tecnologias que permitem a conversão de energia diretamente da fonte, essas tecnologias vêm sendo cada vez mais incentivadas e utilizadas em vários países ao redor do mundo. Analisando as tecnologias fotovoltaica e heliotérmica (energia solar concentrada), também conhecida pela sigla em inglês como CSP (*Concentrating Solar Power*), que são de interesse nesse trabalho, elas estão em franco crescimento atualmente. A capacidade instalada no mundo de fotovoltaica cresceu de 5,1 GW em 2005 para 227 GW em 2015, um



crescimento de quase 4500% ao longo de 10 anos conforme se pode ver na Figura 2.

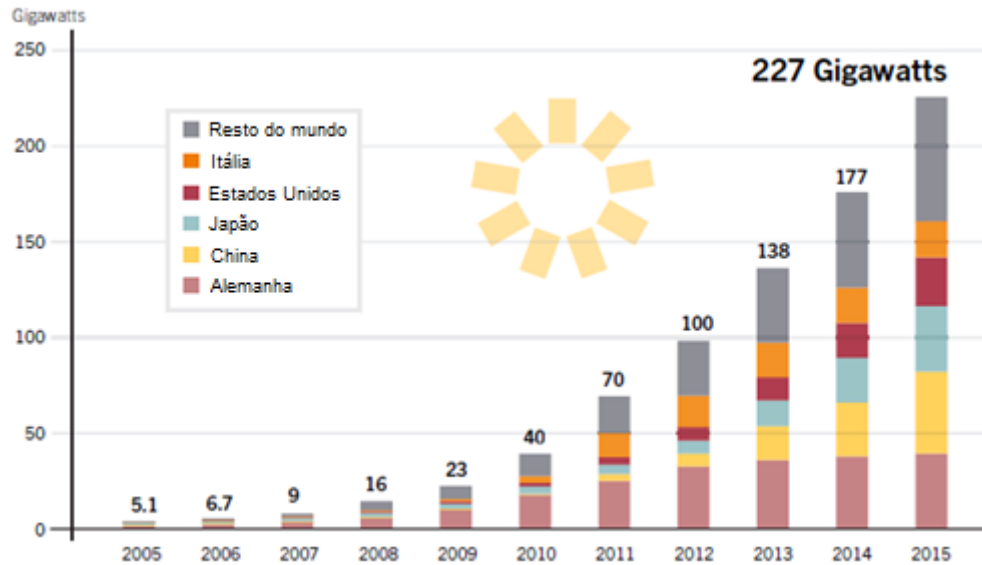


Figura 2 - Capacidade de Solar Fotovoltaica Global, por País/Região, 2005-2015  
Fonte: (REN21, 2016)

Os 10 países com maior capacidade de energia solar fotovoltaica em 2015 e seus respectivos aumentos de 2014 para 2015 estão mostrados na Figura 3.

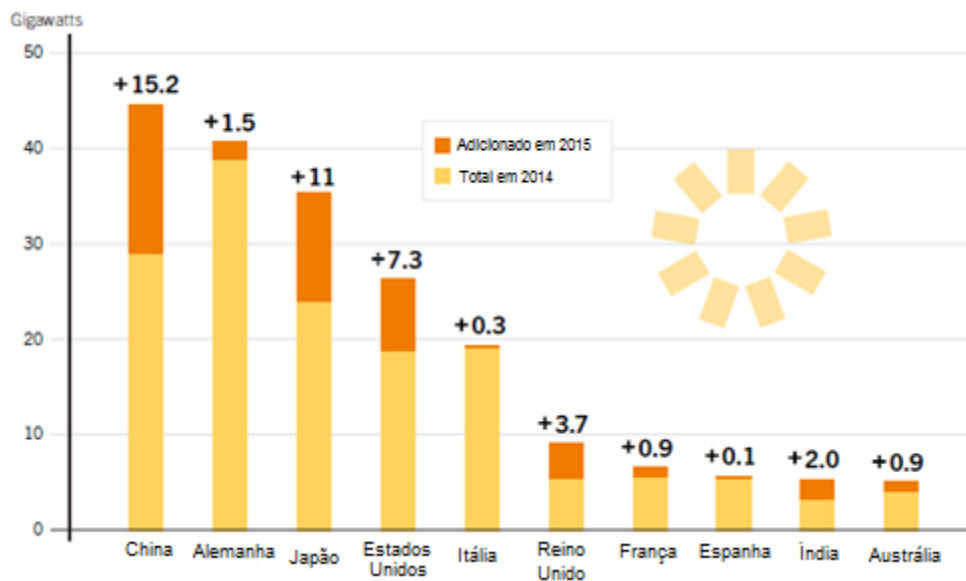


Figura 3 - Capacidade de Fotovoltaica, Top 10 países, 2015.  
Fonte: (REN21, 2016)

As instalações no Brasil triplicaram em 8 meses chegando a aproximadamente 4 mil instalações. No ano de 2014 ocorreu a primeira contratação de energia solar através de leilão para geração pública centralizada, ao preço médio de R\$ 215,50 por MWh (US\$ 88,20 com câmbio para o dia do leilão), e em 2015 ocorreram a realização de mais dois leilões (MME, 2016).

A outra tecnologia analisada que também está crescendo é a CSP, na Figura 4 vemos como a tecnologia sai de uma capacidade de aproximadamente 420 MW para 4.8 GW.

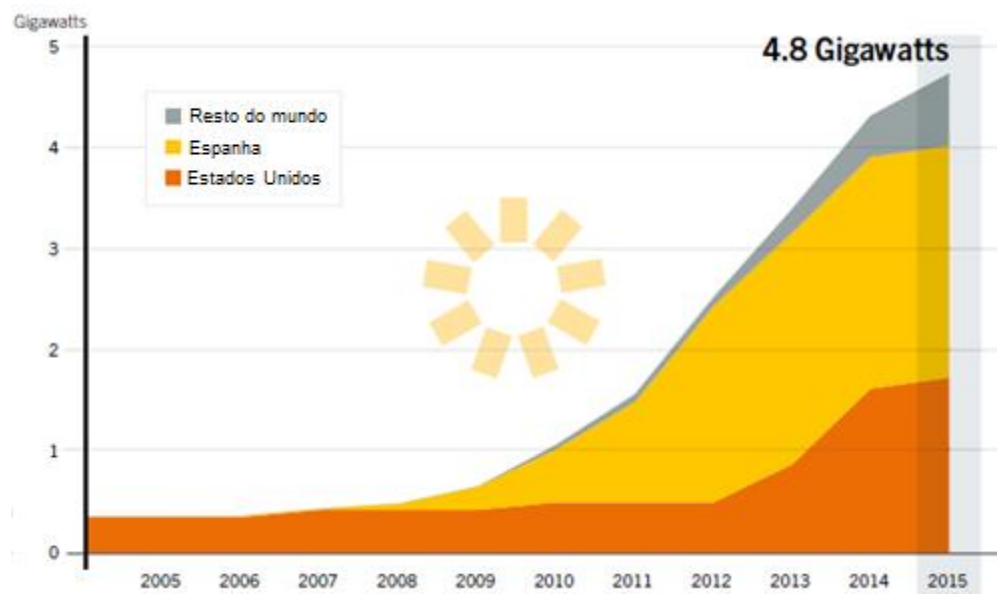


Figura 4 - Capacidade CSP Global, por país/região, 2005-2015  
Fonte: (REN21, 2016)

É um crescimento de aproximadamente 1150% ao longo de 10 anos de desenvolvimento. Os dois países que aparecem como grandes utilizadores de ambas as tecnologias são os Estados Unidos e a Espanha, onde na área de CSP eles têm investimentos no setor de P&D desde 1970 e 1980 (EIA, 2008).

As primeiras plantas que comercializaram a eletricidade gerada através do sol foram as SEGS, na Califórnia, que estão em operação desde 1984. A Espanha começou os investimentos de P&D desde a década de 1980, mas foi visto na Figura 4 que suas plantas são muito mais recentes que as SEGS. A planta PS10, que

utiliza a tecnologia de torre concentradora e produz 11MW, começou a operar somente em 2007 seguida por outras plantas como a Andasol 1 e 2 que começaram a operar em 2009 e utilizam a tecnologia cilindro-parabólico produzindo 50MW (NREL, 2016).

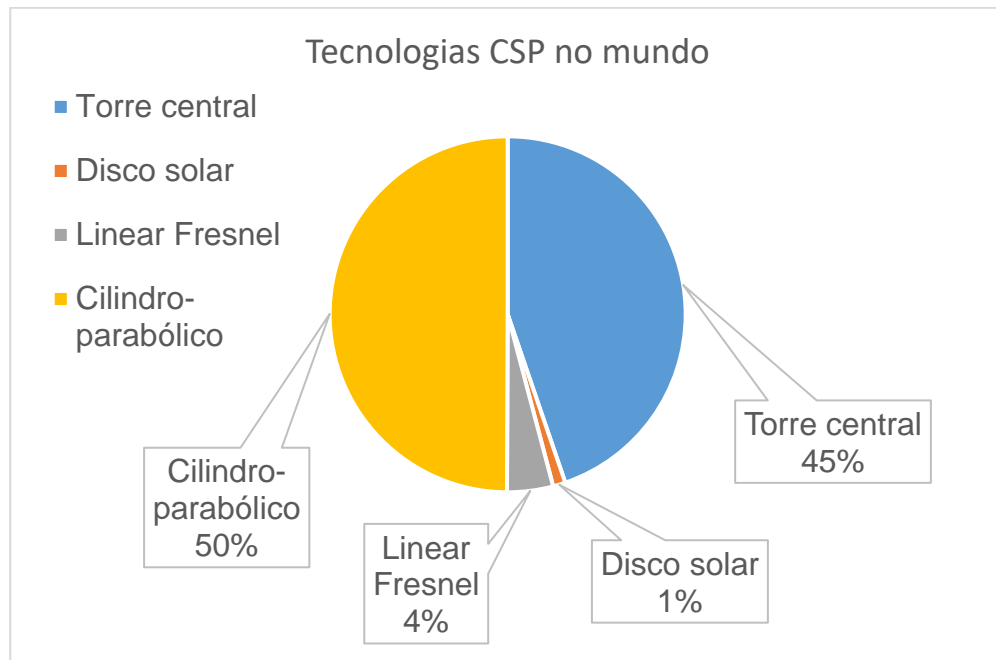


Figura 5 – Porcentagem das principais tecnologias CSP no mundo  
Fonte: (CSPWORLD, 2015)

Dentre as tecnologias CSP, conforme pode-se observar na Figura 5, a mais consolidada no mercado é a cilindro-parabólico pois ela apresenta aproximadamente 50% das plantas CSP no mundo em operação e construção com potências anunciadas, em 07/2017, (CSPWORLD, 2015) e apresenta um histórico de operação. A Espanha e os EUA apresentam o maior número de usinas CSP instaladas, e na Espanha a grande parte das usinas cilindro-parabólico é de 50MW devido a legislação do país que incentiva usinas até essa potência. No entanto, a utilização da tecnologia de torre central está se mostrando bastante promissora, e permite maiores eficiências na conversão de radiação solar em energia elétrica (Gregory J. Kolb, 2011).

Especificamente para o Brasil, as fontes de energia renováveis respondem por grande parte da energia na nossa matriz energética nacional e a queima de

combustíveis fósseis é responsável pela emissão dos gases provocadores do efeito estufa. Com o passar dos anos o consumo de energia elétrica vem aumentando e o país precisa focar em outras fontes de geração de energia, pois as energias fósseis não irão atender o consumo crescente ao longo dos anos. Mas o Brasil ainda necessita de maior diversificação, ampliando outras formas de geração renovável de energia elétrica, que não seja somente a hidráulica, para tentar evitar crises energéticas em épocas de seca.

Pode-se ver que o sol possui um potencial inegável, porém, sua densidade energética é baixa e isso dificulta seu uso. Existe uma intermitência natural para o uso de fontes renováveis, o que dificultaria também seu uso isolado e em larga escala. E ainda pode ocorrer escassez de matérias primas para a confecção dos componentes do sistema. Logo, aspectos tecnológicos serão fundamentais para o sucesso de tais tecnologias, além de sua complementariedade com outras fontes.

Na Tabela 1 pode-se ver os 15 países que tem a maior produção de energia através do sol. Essa produção conta tanto fotovoltaica quanto CSP e na terceira coluna vê-se qual a porcentagem da geração total do sol em relação a geração total do país em questão.

Tabela 1 - Geração e Potência Instalada Solar no Mundo – 2015

País	Geração (TWh)	% da Geração Total	Potência Instalada (MW)	Fator de Capacidade (%)	Expansão no Ano (GW)
1 China	39,2	0,6	43.480	13,0	15,2
2 Estados Unidos	39,0	0,9	25.577	19,5	7,3
3 Alemanha	38,4	6,4	39.698	11,2	1,4
4 Japão	30,9	3,1	35.409	12,2	12,0
5 Itália	25,2	9,3	18.922	15,4	0,3
6 Espanha	13,9	5,1	5.432	29,3	0,1
7 Reino Unido	7,6	2,4	9.071	11,9	3,6
8 França	7,3	1,3	6.557	13,6	0,9
9 Índia	6,6	0,5	4.453	19,7	1,4
10 Austrália	6,1	2,4	5.065	14,8	0,9
11 Coreia do Sul	3,8	0,7	3.408	15,0	1,0
12 Grécia	3,5	7,8	2.606	15,4	0,0
13 Bélgica	3,2	4,7	3.251	11,3	0,1
14 Canadá	2,6	0,4	2.504	13,4	0,6
15 Tailândia	2,4	1,4	1.420	20,4	0,1
Outros	23,3	0,3	27.324	11,2	7,0
<b>Mundo</b>	<b>253,0</b>	<b>1,0</b>	<b>234.178</b>	<b>13,9</b>	<b>51,8</b>
<b>% do mundo</b>	<b>1,0</b>		<b>3,8</b>		<b>22,2</b>

Fonte: (MME, 2016)

A Itália é o país que apresentou no ano de 2015 o maior percentual de geração solar em relação a sua geração total, de 9,3%, seguida da Grécia com 7,8%. O fator de capacidade apresentado na quinta coluna é um forte indicativo para a criação de usinas híbridas de fotovoltaica com CSP, pois vemos que a Espanha apresenta o maior fator de capacidade, de 29,3%, e isso em razão da grande quantidade de usinas CSP instaladas, onde boa parte apresenta armazenamento térmico de calor para operação durante 7 a 8 horas em períodos sem sol.

O custo de instalação de uma usina solar fotovoltaica é geralmente menor que o custo de instalação de uma usina CSP. Os preços para instalação de uma usina CSP variam entre R\$350,00 e R\$650,00/MWh, dependendo da tecnologia e da quantidade de horas de calor armazenado (MME, 2016) e os custos para fotovoltaica giram em torno de R\$250,00 a R\$300,00/MWh em leilões de energia (Peraza, Gasparin, & Krenzinger, 2015). Então juntaríamos o baixo custo da

fotovoltaica, em relação a CSP, com o armazenamento térmico da CSP para geração durante até 24 horas por dia, isso nos daria uma usina cujo preço total de instalação seria menor que o de instalação de uma usina CSP sozinha para a mesma potência.

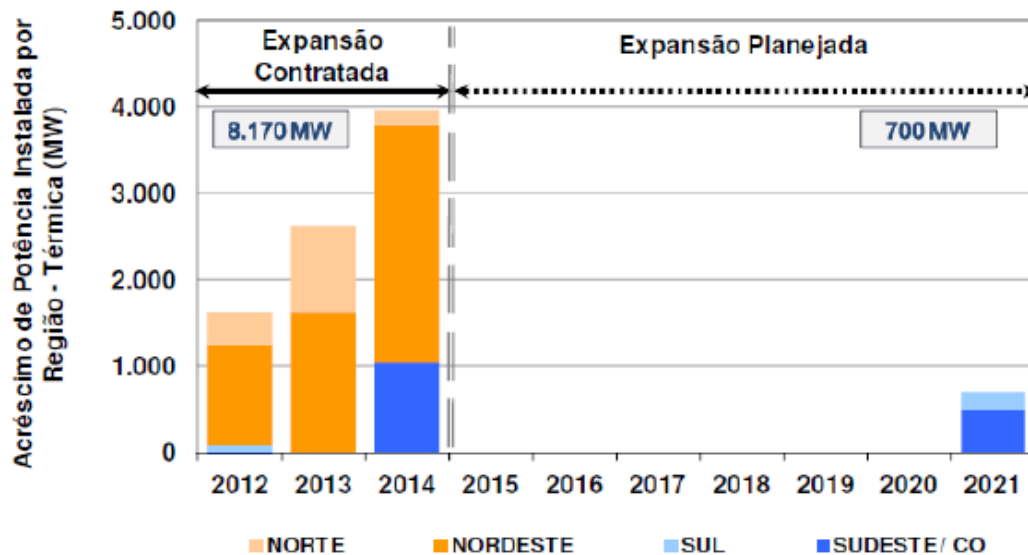


Figura 6 - Expansão da capacidade de termelétrica no Brasil até 2021  
Fonte: (MME/EPE, 2011)

O Plano Decenal de Expansão de Energia 2020 (MME/EPE, 2011) estima expansão de 700MW de capacidade de termelétricas de 2015 a 2021, como pode ser visto na Figura 6. Essas fontes deveriam ser menos incentivadas e um maior foco recair sobre as energias sustentáveis.

A Tabela 2 mostra a capacidade de CSP por região que é apresentado pela International Energy Agency (IEA) no trabalho Technology Roadmap, Solar Thermal Electricity, 2014 edition. O armazenamento térmico é a característica fundamental das plantas CSP e os fatores de capacidade crescem com o aumento do tamanho do campo solar e a capacidade de armazenamento. O fator de capacidade está estimado para atingir 45% em 2030 de acordo com o *roadmap*, 10 anos antes do estimado no roteiro de 2010.

Tabela 2 – Capacidade de CSP por região prevista até 2050

GW	Estados Unidos	União Européia	China	Índia	Mundo
2013	1.3	2.31	0.02	0.06	4.1
2030	87	15	29	34	261
2040	174	23	88	103	664
2050	229	28	118	186	982

Fonte: (IEA, 2014)

A análise do *roadmap*, de acordo com a IEA, permitirá a CSP gerar cerca de 1000 TWh de energia em 2030 e cerca de 4380 TWh de energia em 2050, confirmando que ainda existe muito a crescer na tecnologia CSP.

## 1.1 Objetivos

### 1.1.1 Objetivo Geral

O objetivo então deste estudo, portanto, é verificar através de simulações, se existe viabilidade para uso de usinas híbridas de fotovoltaica com CSP no Brasil, a influência de cada região nesse tipo de hibridização e analisar esse arranjo como uma forma de incentivo a implantação de plantas CSP no Brasil.

### 1.1.2 Objetivo Específico

Para atingir o objetivo geral acima, alguns objetivos específicos devem ser atingidos:

- Analisar o desempenho energético e econômico da planta híbrida em relação a planta CSP;
- Analisar a variação da capacidade de armazenamento térmico, para as condições de geração estabelecidas, em cada localidade;
- Analisar o desempenho e a importância de cada tecnologia no sistema.

## 1.2 Trabalhos anteriores

Houveram alguns trabalhos de pesquisa sobre simulação e otimização de usinas de energia fotovoltaica e CSP. A seguir tem-se os mais relevantes comentados, mesmo os que envolvem hibridização com combustíveis fósseis:

- “Hybrid photovoltaic power plants: Least cost power option for the MENA region”, por Christian Beyer e J. Reib, 2010;

Este estudo analisou o desempenho de plantas híbridas com base em 24 configurações diferentes das seguintes tecnologias: PV, eólica, Combined Cycle Gas Turbine (CCGT), CCGT com Carbon Capture and Storage (CCS), carvão convencional, carvão com CCS e metano de energia renovável. Nenhuma otimização foi realizada neste estudo.

- “High Capacity Factor CSP-PV Hybrid Systems”, por Green Adam, Dunn Rebecca, Dent Jolyon, Diep Charles, 2015;

Nesse trabalho foi avaliado o desempenho do alto fator de capacidade de uma planta CSP-FV no Chile. A geração hora a hora da planta foi avaliada utilizando o software SmartDispatch, da SolarReserve. Níveis de prioridade na saída de potência da planta foram atribuídos utilizando o software. Simulações foram feitas para a planta híbrida CSP-FV (100MW de CSP e 60MW de fotovoltaica) e uma planta padrão CSP (100MW de CSP). Esse estudo analisou aspectos técnicos da planta híbrida CSP-FV, não sendo considerado análise econômica.

- “Thermo-economic Evaluation of Solar Thermal and Photovoltaic Hybridisation Options for Combined-cycle Power Plants”, por Spelling e Laumert, 2015;



Nesse trabalho, o desempenho de uma planta híbrida CSP-FV de ciclo combinado foi analisado em níveis de distribuição. As configurações das plantas analisadas incluem plantas ciclo combinado de energia solar, plantas de ciclo combinado de energia solar combinada integradas e plantas híbridas de ciclo combinado de turbinas a gás. O desempenho das plantas foi analisado de um aspecto técnico, econômico e ambiental. Embora esse estudo tenha como foco a hibridização da energia solar, ele não considera a hibridização entre CSP e FV.

- “Techno-economic Analysis of Combined Hybrid Concentrating Solar and Photovoltaic Power Plants: a case study for optimizing solar energy integration into the South African electricity grid”, por Castillo O. e Luis R., 2014;

Nesse trabalho, foi realizado a análise da viabilidade de plantas híbridas CSP-PV, para o caso particular da África do Sul, através da análise tecnoeconômica. Ele se baseou em uma análise de sensibilidade da planta e não de otimização, além de não considerar a geração com potência constante. Esse estudo se baseou em uma dissertação anterior que estudou a análise de planta híbrida CSP-PV para geração constante.

- “Solar PV-CSP Hybridisation for Baseload Generation: A Techno-economic Analysis for the Chilean Market”, por Kevin Larchet, 2015;

Nesse trabalho, foi determinado se uma planta híbrida CSP-PV é economicamente mais viável, para geração de potência constante, do que uma planta CSP sozinha ou uma planta híbrida PV-diesel. Nesse estudo foi considerado uma única localidade, no Chile.

- “Thermo-economic Evaluation of Solar Thermal and Photovoltaic Hybridization Options for Combined-Cycle Power Plants”, por James Spelling e Björn Laumert, 2015;

Nesse trabalho um estudo tecnoeconômico foi realizado sobre diferentes opções de hibridização de usinas de ciclo combinado, incluindo FV e CSP, para encontrar a melhor hibridização em relação a emissões e rentabilidade. Esse estudo se concentra em despacho fixo, e não possui hibridização pura entre CSP-FV e em diferentes condições de mercado.

- “Techno-Economic Analysis of Hybrid PV-CSP Power Plants: Advantages and disadvantages of intermediate and peak load operation”, por Federico Dominio, 2015;

Nesse trabalho foi analisada a viabilidade tecnoeconômica de uma usina combinada FV-CSP de torre central, com preços de geração bem definidos. Esse estudo comparou as configurações ótimas da planta do PV-CSP com CSP isolados e FV sozinhos nas mesmas condições de mercado, utilizando os mesmos indicadores de desempenho para medir a rentabilidade econômica e o desempenho técnico. O trabalho foi feito com base em uma localidade.

- “Photovoltaics and concentrating solar power: why hybridization makes sense”, por Matthew Orosz, 2015;

Nesse artigo o autor fala sobre a como a hibridização PV-CSP poderia permitir que a eletricidade fosse produzida com apenas um décimo do custo do SHS, evitando o uso de baterias que precisam de substituição frequente. O futuro do CSP-PV combinado em África depende da cooperação do governo, da sociedade e projetos de pesquisa inovadores.

- “Dynamic simulation of performance and cost of hybrid PV-CSP-LPG generator micro grids with applications to remote communities in developing countries”, por M. S. Orosz e A. V. Mueller, 2015;

Nesse trabalho, uma planta híbrida PV-CSP-LPG foi proposta considerando fatores políticos, econômicos e tecnológicos, tais como extensão da rede, densidade populacional, custo de capital, variabilidade geográfica em insumos meteorológicos (DNI e temperatura ambiente) e inferência de carga usando probabilística. A planta consiste de um inversor de 100kW FV, potência total dos inversores de 50kW, 200kWh de armazenamento de bateria e um gerador de 50kW para backup.

- “Identifying opportunities for developing CSP and PV-CSP hybrid projects under current tender conditions and market perspectives in MENA – benchmarking with PV-CCGT”, por Osama Ali Zaalouk, 2016;

Nesse trabalho, as simulações CSP, FV-CSP e FV-CCGT foram feitas para se obter o maior fator de capacidade e o menor LCOE. As simulações CSP e FV-CSP foram para observar se elas eram competitivas na região do MENA (Oriente médio e África do Norte). As plantas foram simuladas para produção de energia contínua e para produção de energia em um período determinado.

- “Cenários de geração de eletricidade a partir de geradores heliotérmicos no Brasil: A influência do armazenamento de calor e da hibridização”, por Rafael Andrés Soria Penafiel, 2011;

Este trabalho avalia a tecnologia CSP no Brasil em dois cenários específicos e avalia os incentivos necessários à tecnologia para se desenvolver no Brasil. É utilizado o software SAM para as simulações e foi analisada a influência de hibridização e variações no armazenamento térmico sobre o LCOE da planta. As simulações foram feitas para a localidade de Campo Grande.

- “Avaliação de alternativas para introdução da geração elétrica termossolar na matriz energética brasileira”, por Diego Cunha Malagueta, 2013;

Este trabalho avalia a instalação de plantas CSP na localidade de Bom Jesus da Lapa e faz a hibridização da CSP com gás natural. É feito um estudo de caso de uma planta de tri-geração em um hospital hipotética na localidade e as plantas são simuladas em cenários diferentes. É utilizado o software SAM para fazer as simulações e a tecnologia fotovoltaica não é utilizada.

- “2050 LCOE (Levelized Cost of Energy) projection for a hybrid PV (photovoltaic)-CSP (concentrated solar power) plant in the Atacama Desert, Chile”, por C. Parrado, A. Girard, F. Simon e E. Fuentealba, 2015.

Nesse trabalho foi avaliado o LCOE de três plantas solares: uma CSP de 50MW e 15 horas de armazenamento térmico, outra FV de 50MW e outra híbrida heliotérmica-FV de 20MW de FV e 30MW de CSP com 15 horas de armazenamento térmico. Para obter a projeção correta para a curva de custo, foi necessário usar dois estudos diferentes realizados pelos cenários da IEA (International EnergyAgency), Blue Map e Roadmap (IEA, 2010; IEA, 2014).

## **2. TECNOLOGIAS**

Este capítulo tem como objetivo explicar sobre as tecnologias utilizadas nesse trabalho, para que fique claro as possibilidades de escolha, diferentes tecnologias e limitações em suas aplicações durante as análises e simulações.

### **2.1 RECURSO SOLAR**

A radiação solar, energia eletromagnética de onda curta, atinge a terra com uma intensidade inferior à apresentada no topo da atmosfera devido a ser absorvida pelos gases atmosféricos e sua maior influência é na distribuição da temperatura do globo (A. B. Frota, 2003).

Quando se fala em recurso solar, as melhores regiões do planeta são as desérticas. Cidades localizadas no Deserto da Arábia, a região de Dagget no Deserto de Mojave, Califórnia, Deserto do Atacama, são todos bons exemplos de localidades que apresentam excelente radiação solar (UFPE, 2000).

Tabela 3 - Dados de radiação solar diária, médias mensais para diversas localidades do mundo

Localidade	Latitude	Radiação diária máxima [MJ/m <sup>2</sup> ]	Radiação diária mínima [MJ/m <sup>2</sup> ]	Radiação diária anual [MJ/m <sup>2</sup> ]
Dongola – Sudão	19°10'	19,1 (Dezembro)	27,7 (Maio)	23,8
Dagget – USA	34°52'	7,8 (Dezembro)	31,3 (Junho)	20,9
Belém - PA – Brasil	1°27'	14,2 (Fevereiro)	19,9 (Agosto)	17,5
Florianópolis - PI - Brasil	6°46'	17,0 (Fevereiro)	22,5 (Setembro)	19,7
Petrolina – PE - Brasil	9°23'	16,2 (Junho)	22,7 (Outubro)	19,7
Bom Jesus da Lapa – BA - Brasil	13°15'	15,9 (Junho)	21,1 (Outubro)	19,7
B. Horizonte- MG-Brasil	19°56'	13,8 (Junho)	18,6 (Outubro)	16,4

Fonte: (UFPE, 2000)

Na Tabela 3 é possível observar que os valores de radiação solar diária, médias mensais, em diversas localidades do mundo. As localidades que se encontram no nordeste brasileiro apresentem valores de radiação solar comparáveis aos melhores locais do mundo.

O Atlas Solarimétrico do Brasil, banco de dados terrestres, feito pelo Grupo de Pesquisas em Fontes Alternativas de Energia da UFPE mostra que a radiação solar no Brasil varia entre 8 e 22 MJ/m<sup>2</sup>.dia e apresentam um período de radiação mínimo no trimestre entre maio e julho, onde foram registrados pelas estações solarimétricas uma faixa de intensidade de 8 a 18 MJ/m<sup>2</sup>.dia.

No trimestre de mínima radiação, o centro de máxima ( $18\text{MJ}/\text{m}^2.\text{dia}$ ) ocorre sobre a região entre o leste do estado do Pará, o Oeste dos estados do Ceará e Bahia e a fronteira sul do estado da Bahia. O centro de mínima ( $8\text{MJ}/\text{m}^2.\text{dia}$ ) ocorre ao sul do estado de Rio Grande do Sul.

O Atlas Solarimétrico da UFPE também apresenta um período de radiação máxima no trimestre entre outubro e dezembro, onde foram registrados valores de radiação acima de  $16\text{MJ}/\text{m}^2.\text{dia}$ . Nesse período ocorre um centro de máxima ( $24\text{MJ}/\text{m}^2.\text{dia}$ ) em uma pequena região do Rio Grande do Sul e valores de  $22\text{MJ}/\text{m}^2.\text{dia}$  em uma região vasta do Nordeste do Brasil.

### 2.1.1 Componentes da Radiação Solar

A radiação que chega ao topo da atmosfera, ao atravessá-la, é absorvida e espalhada pelas partículas que compõem a atmosfera. Esse espalhamento da radiação faz com que não ocorra somente radiação direta incidindo na superfície terrestre, com raios paralelos entre si, mas também uma radiação difusa cuja origem é o espalhamento das ondas eletromagnéticas (LECKNER, 1978; RICIERI, 1998). O fenômeno de espalhamento da luz é mais facilmente observado em dias nublados ou com maior concentração de poeira, quando a luz tem maior dificuldade de atingir diretamente uma superfície.

A parte da radiação solar total vinda do sol que, ao entrar na atmosfera terrestre, não sofre nenhum desvio é denominada irradiação direta. Ela tem valor igual a zero quando o sol está totalmente encoberto por nuvens. A irradiação total que atinge o solo terrestre é dada pela soma das irradiações direta e da radiação solar difusa.

A Figura 7 apresenta de forma resumida as várias formas com que a irradiação solar ocorre na superfície terrestre. Cerca de 30% da irradiação incidente no topo da atmosfera é refletida pelas nuvens, gases e partículas atmosféricas. O restante é absorvido e produz o aquecimento do sistema. A energia absorvida pelo sistema é reemitida, mas na faixa do infravermelho do espectro de radiação eletromagnético (4 a  $100\ \mu\text{m}$ ), onde 64% dessa energia têm origem nas nuvens e

nos constituintes da atmosfera e 6% dessa energia é proveniente da superfície terrestre (ABES, 2006).

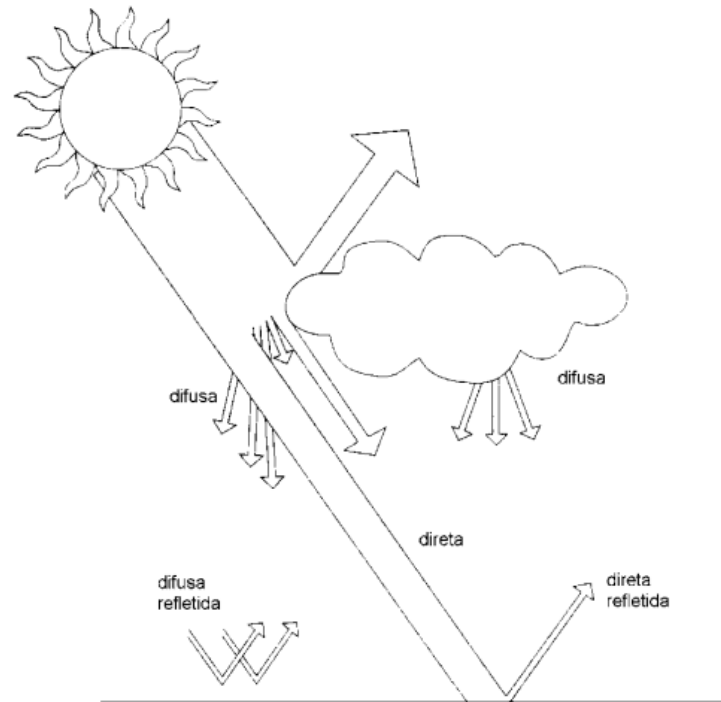


Figura 7 – Formas de radiação solar na superfície terrestre  
Fonte: Yannas ; M. RUSSI, 2012

As diferentes tecnologias que utilizam a energia solar são influenciadas pelas diferentes componentes da radiação solar. A Tabela 4 foi esquematizada para relacionar as principais tecnologias que utilizam a energia solar com as suas respectivas componentes da radiação solar.

A partir da Tabela 4, conclui-se que a análise do recurso solar é fundamental para se selecionar a tecnologia que será utilizada em um projeto envolvendo conversão de energia solar.



Tabela 4 – Relação entre tecnologias de utilização de energia solar e os componentes da radiação solar

<b>Componente da radiação solar</b>	<b>Tecnologia de utilização da energia solar</b>	<b>Produto de geração da energia solar</b>
Radiação direta	Energia Heliotérmica (CSP)	Produção de calor para geração de eletricidade e calor de processo
	Concentrador Solar Fotovoltaico	Produção de energia elétrica
Radiação difusa	Clarabóia	Produção de luz ambiental
Radiação global	Aquecedor solar	Produção de calor
	Painel solar fotovoltaico	Produção de eletricidade

Fonte: Adaptado de (Coelho, 2016)

## 2.2 Tecnologia Fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica é a energia gerada através do efeito fotoelétrico. Ele ocorre com a conversão direta de luz solar em energia elétrica, onde a luz solar incidindo em um material semicondutor, no caso do silício, cria uma diferença de potencial.

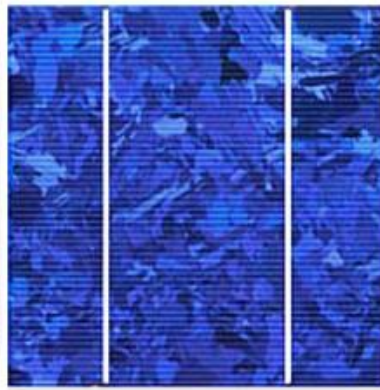
Essa conversão se dá em unidades confeccionadas especialmente para essa finalidade, denominadas células fotovoltaicas. Existem muitas tecnologias para se fabricar tais células, muitas possuem eficiências muito elevadas (até 50% em laboratório), mas ainda são somente protótipos (K. Seki, 2013). As tecnologias mais comuns no mercado são a de silício monocristalino (m-Si), silício policristalino (p-Si) e silício amorfo (a-Si).

O m-Si, apresentado na Figura 8, é a tecnologia que apresenta maior eficiência entre as três, mas seu processo de fabricação é o mais complexo e, portanto, o mais custoso.



*Figura 8 – Célula de silício monocristalino  
Fonte: (EPE, 2012)*

O p-Si, apresentado na Figura 9, apresenta eficiência intermediária e é largamente utilizado pelo menor custo em relação ao m-Si. O a-Si, apresentado na Figura 10, por sua vez possui o menor custo entre as três tecnologias e ainda apresenta a vantagem de poder ser rígida ou maleável, mas apresenta a menor eficiência, o que faz com que muitas vezes as outras tecnologias sejam melhores para determinados projetos.



*Figura 9 – Célula de silício policristalino  
Fonte: (EPE, 2012)*



*Figura 10 – Células de filme fino  
Fonte: (EPE, 2012)*

### 2.2.1 Sistemas fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos se classificam, de acordo com a NBR 1170:2008, de acordo com a interligação com a rede e a configuração do sistema. A configuração do sistema pode ser pura ou híbrida e os sistemas podem ser conectados à rede ou serem isolados dela.

Os sistemas puros são projetados para operarem somente com gerador fotovoltaico, já o sistema híbrido apresenta pelo menos mais um tipo gerador, como o gerador para energia eólica por exemplo.

Os sistemas conectados à rede fazem a injeção da energia produzida gerada em excesso na rede elétrica para ser redirecionada a outra localidade que esteja fazendo o consumo da energia no momento. Essa injeção, no caso de um sistema fotovoltaico residencial, gera um crédito de energia que pode ser utilizado durante períodos em que o sistema não esteja produzindo.

Sistemas isolados não possuem nenhum tipo de conexão com a rede. A energia produzida pode ser consumida principalmente das seguintes formas:

- Energia produzida em corrente contínua pelos painéis consumida imediatamente por aparelhos que operam com corrente contínua;
- Energia produzida em corrente contínua pelos painéis e armazenada em baterias para posterior consumo por aparelhos que operam com corrente contínua;

- Energia produzida em corrente alternada pelo inversor e consumida imediatamente por aparelhos que operam com corrente alternada;
- Energia produzida em corrente alternada pelo inversor e armazenada em baterias para posterior consumo por aparelhos que operam com corrente alternada.

Podem existir sistemas híbridos isolados que são capazes de fazer a armazenagem da energia produzida em excesso pelo sistema fotovoltaico em reservatórios elevados de água por exemplo. Nesse tipo de armazenamento energético, durante os períodos de necessidade de geração a energia potencial da água armazenada é recuperada através de uma turbina e um gerador.

### 2.2.2 Módulo Fotovoltaico

Uma única célula fotovoltaica apresenta tensão e corrente muito baixos, logo é preciso agrupar essas células em arranjos e dessa forma criar um módulo solar fotovoltaico cuja saída de tensão e corrente é significativa para o uso.

A partir de vários desses módulos fazemos o agrupamento em série ou paralelo para elevar ainda mais a tensão e corrente para utilizarmos de diferentes maneiras a energia gerada.

Os módulos fotovoltaicos mais comuns disponíveis no mercado são os de silício policristalino que produzem de 50 a 350 W de potência, com tensões e correntes máximas de aproximadamente 38 volts e 9 amperes respectivamente.

Um dos ensaios mais completos que pode ser feito em um módulo fotovoltaica é o que determina sua curva corrente-tensão. O ensaio determina as características elétricas de um módulo fotovoltaico submetendo a condições padrões de ensaio e uma fonte de tensão variável que realiza uma varredura entre uma tensão de poucos volts negativa (em relação aos terminais do módulo) até ultrapassar a tensão de circuito aberto do módulo (quando a corrente se torna negativa) (Pinho & Galdino, 2014). A curva característica de corrente-tensão de módulos fotovoltaicos pode ser vista na Figura 11.

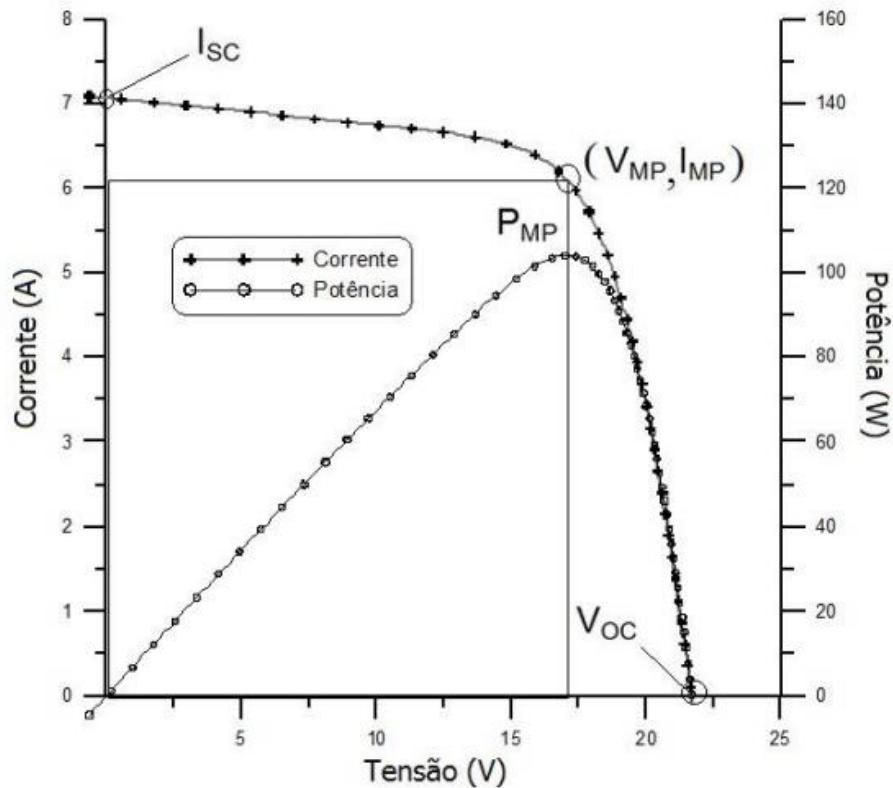


Figura 11 – Gráfico Corrente-Tensão e Potência-Tensão para painel com potência nominal de 100W pico.  
Fonte: (Pinho & Galdino, 2014)

Para cada ponto da curva corrente-tensão, o produto da corrente pela tensão é a potência gerada pelo módulo naquela condição de operação. A Figura 11 também mostra, além da curva corrente-tensão, a curva potência-tensão. Essa curva identifica o ponto de máxima potência (PMP) do módulo, que é a tensão de máxima potência (VMP) multiplicado pela corrente de máxima potência (IMP).

O valor da corrente de curto circuito (ISC) e a tensão de circuito aberto (VOC) do módulo, juntamente com o PMP, VMP e IMP são os cinco parâmetros que especificam o módulo sob determinadas condições de radiação, temperatura de operação das células e massa de ar (Pinho & Galdino, 2014).

O aumento da irradiação solar no módulo faz com que aumente a corrente elétrica gerada. A corrente de curto-circuito tem um aumento linear com a irradiação, como mostra a Figura 12. A variação de temperatura nas células que compõem o módulo também causa uma alteração na curva corrente-tensão. Essa variação pode

ser vista na Figura 13, onde é evidente que ocorre uma queda de tensão com o aumento da temperatura da célula. O aumento de corrente causado pela diminuição de tensão é muito pequena e não compensa a perda causada pela diminuição de tensão com o aumento da temperatura.

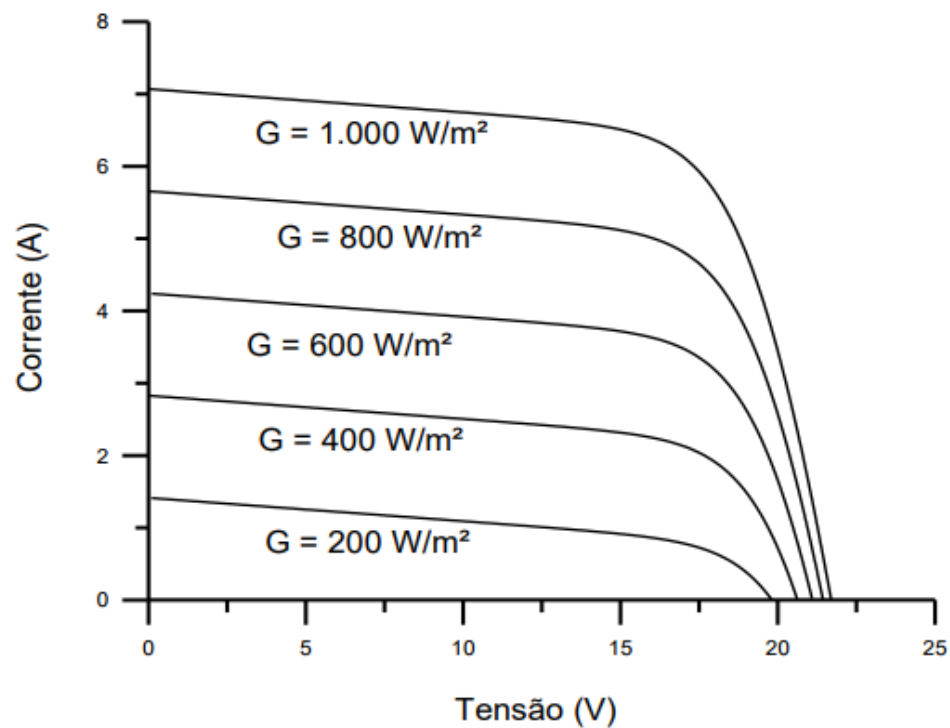


Figura 12 – Efeito causado pela variação da irradiação solar ( $G$ ) sobre a curva característica corrente-tensão para um módulo fotovoltaico de silício cristalino a 25°C  
Fonte: (Pinho & Galdino, 2014)

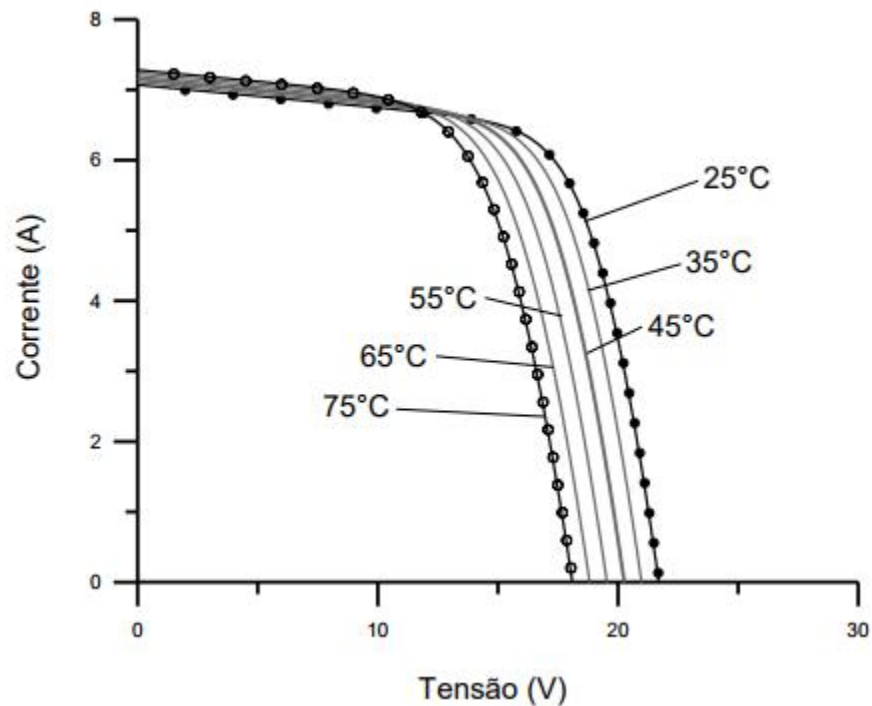


Figura 13 - Efeito causado pela variação da temperatura das células sobre a curva corrente-tensão para um módulo fotovoltaico de silício sob irradiação de  $1000 \text{ W/m}^2$   
Fonte: (Pinho & Galdino, 2014)

### 2.2.3 Inversores

O inversor é o responsável por converter toda a energia em corrente contínua produzida nos módulos fotovoltaicos em energia alternada para ser consumida pelos aparelhos eletrônicos ou injetada na rede. Os inversores utilizados em sistemas isolados são chamados comumente de inversores off-grid e são menos rigorosos com os parâmetros da energia em corrente alternada convertida. As entradas típicas dos inversores são de 12 volts, 24 volts ou 48 volts e no caso de inversores conectados à rede elétrica, a tensão de saída deve ser sincronizada com a da rede.

De uma forma geral, inversores que se conectam à rede elétrica com potência de até 5kW têm saída monofásica. A partir dessa potência é comumente utilizado inversores com saída trifásica ou monofásica em associação trifásica (Pinho & Galdino, 2014).

## 2.3 Tecnologia CSP

### 2.3.1 Coletores Solares

O coletor solar é utilizado para convergir a energia da irradiação direta do sol para o absorvedor e converte-la em calor. Esse calor pode ser transferido para água, óleo ou ar que são os principais fluidos de trabalho utilizados.

Os coletores podem ser classificados como concentradores e não concentradores. Quando é dito não concentrador, ele opera em temperaturas mais baixas e possuem a mesma área de abertura para incidência da irradiação solar. Os concentradores operam em temperaturas mais elevadas e em geral possuem uma superfície refletora que direciona os raios incidentes para uma área menor, o foco. Nesse foco existe uma tubulação que absorve o calor incidente e transfere para o fluido de trabalho que se encontra em constante circulação.

*Tabela 5 - Classificação dos coletores solares*

Motora	Coletor	Receptor	Taxa de concentração	Faixa de temperatura (°C)
Estacionário	solar plano	Plano	1	30 a 80
	tubular a vácuo	Plano	1	50 a 200
	parabólico composto	Tubular	1 – 5	60 a 240
5 – 15			60 a 300	
Rastreamento em 1 eixo	Refletor linear Fresnel	Tubular	10 – 40	60 a 250
	cilíndrico parabólico	Tubular	10 – 85	60 a 400
Rastreamento em 2 eixos	Disco parabólico	Pontual	600 – 2000	100 a 1500
	Heliostato (torre central)	Pontual	300 – 1500	150 a 2000

*Fonte: (KALOGIROU, 2009)*

Os coletores solares também podem ser classificados em estacionários e rastreadores. Na Tabela 5 pode-se ver os principais modelos de coletores solares e algumas de suas características. Os coletores classificados como rastreadores também podem rastrear em um eixo e em dois eixos.



### 2.3.1.1 Concentradores Cilíndricos-parabólicos

O coletor solar (SCA, conjunto de coletores solares) é um sistema que contém um instrumento de rastreamento dos raios solares de incidência direta e é composto por espelhos parabólicos, uma estrutura de suporte e os absorvedores dos raios solares.



*Figura 14 - Concentradores cilíndricos-parabólicos  
Fonte: (EPE, 2012)*

Como pode ser visto na Figura 14, as calhas cilíndricas-parabólicas têm rastreamento em 1 eixo operando de tal forma que a radiação solar direta esteja sempre perpendicular à reta diretriz definida pela parábola formadora da superfície refletora. Quando os raios solares incidem na superfície refletora, todos os raios são direcionados para o foco aonde se encontra o absorvedor.

Os concentradores parabólicos são a tecnologia com a utilização mais consolidada para geração de calor através da irradiação solar. E o calor produzido pode ser utilizado para a geração de energia elétrica ou então para calor de processo.

A Figura 15 mostra um esquema genérico de uma planta cilindro-parabólico com armazenamento térmico. O campo solar de coletores consiste em loops de conjuntos coletor-absorvedor. O fluido de trabalho do campo solar pode ser direcionado para o armazenamento térmico ou para o bloco de potência, onde irá acionar um ciclo Rankine para geração de energia elétrica.

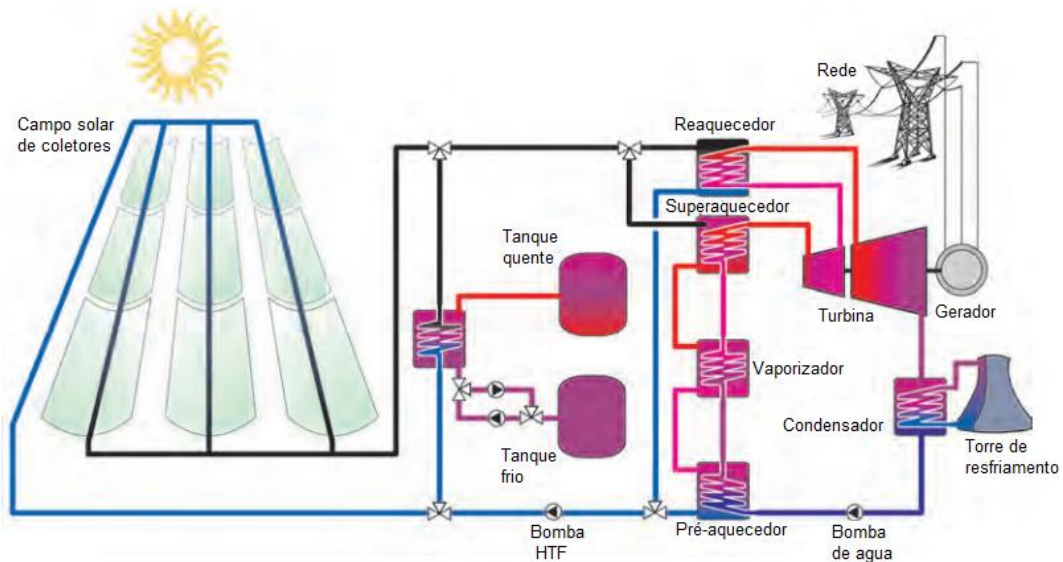


Figura 15 – Esquema de planta cilindro-parabólico com armazenamento térmico  
Fonte: (DGS, 2010)

### 2.3.1.1.1 Absorvedor

O absorvedor é a tubulação instalada ao longo do foco nos coletores cilíndrico-parabólicos. Por dentro deles corre o fluido de trabalho que irá absorver o calor da irradiação solar e circular até o bloco de potência.

A superfície dessa tubulação é revestida por um material de alta absorvância a irradiação solar e baixa emitância para a irradiação térmica. Pode ser observado na Figura 14.

Também é comum ser utilizado uma cobertura de vidro ao redor do absorvedor para evitar as perdas convectivas entre o absorvedor e o ar ambiente. Dentro desse tubo de vidro geralmente é feito vácuo para se evitar ainda mais as perdas por convecção do ar interno no tubo.

### 2.3.1.2 Torre Central

Plantas solares de torre central estão na classe de sistema de receptor central que utilizam um receptor elevado do chão como ponto focal onde todos os espelhos do campo solar direcionam os raios solares incidentes. Para que isso ocorra, os espelhos refletores do campo solar, denominados heliostatos, rastreiam o movimento do sol em dois eixos. Cada heliostato tem um sistema rastreador individual, já que sua posição relativa a torre e ao sol é específica.



*Figura 16 - Planta solar de torre central  
Fonte: (S. Craig, 2013)*

Na Figura 16 se pode ver uma modelo de planta solar de torre central, onde o alto da torre é o foco dos espelhos do campo solar. A superfície de absorção é geralmente construída de tubos de metal pintados de preto fosco para uma maior absorção de energia.

Essa energia é transferida para o fluido de trabalho que circula internamente aos tubos do receptor e essa energia pode então ser conduzida para o bloco de potência ou para o reservatório de armazenamento térmico.

No bloco de potência pode ser utilizada para gerar vapor e então gerar energia elétrica através de um Ciclo Rankine. A planta de torre central consegue atingir temperaturas mais elevadas que nas plantas de cilindro-parabólico, isso faz com que a eficiência da planta acabe aumentando. No entanto, essa tecnologia exige um maior investimento quando comparado a calha-parabólica devido aos altos custos do campo solar por heliostatos e a concepção da torre.

### 2.3.1.3 Coletor Fresnel

Os coletores Fresnel se dividem em duas variações: o coletor Fresnel de lentes e o refletor linear Fresnel. Aquele é composto de um material plástico transparente o qual concentra os raios incidentes a um absorvedor, o refletor linear Fresnel é composto de uma série de tiras planas lineares de espelho (KALOGIROU, 2009).



*Figura 17 - Refletor linear Fresnel  
Fonte: (Togawa, 2015)*

Na Figura 17 se pode ver refletores linear Fresnel concentrando os raios solares em tubulações no qual circula um fluido de trabalho.

Os coletores Fresnel se assemelham ao cilindro-parabólico do ponto de vista de apresentarem longas filas de coletores, onde todos os refletores concentram a luz solar em um receptor linear à qual circula um fluido de trabalho. A estrutura dos coletores Fresnel geralmente é mais próxima ao chão, o que reduz os custos com estrutura. No entanto, a eficiência é menor quando comparado aos coletores cilindro-parabólicos na conversão da energia solar em energia elétrica e apresentam maior dificuldade para se acoplar um sistema de armazenamento de calor (Y. Chu, 2011).

O sistema de rastreamento utilizado nos coletores Fresnel também se diferencia do utilizado no cilindro-parabólico. No coletor Fresnel, o receptor permanece parado enquanto os refletores giram para que a concentração solar se mantenha no receptor. No coletor cilindro-parabólico o receptor gira juntamente com os refletores. (STEIN & LOVEGROVE, 2012).

#### 2.3.1.4 Disco parabólico

O concentrador solar de disco parabólico faz a concentração dos raios solares em um ponto e a estrutura do disco parabólico segue o movimento do sol em dois eixos.



*Figura 18 - Concentrador solar de disco parabólico  
Fonte: (Global NevadaCORP, 2011)*

Um modelo de concentrador solar de disco parabólico pode ser visto na Figura 18. Esses discos podem operar independentemente ou fazendo parte de uma planta composta por vários discos.

No ponto focal onde ocorre a concentração solar, essa energia é utilizada para o aquecimento de um fluido de trabalho que pode ser transportado por uma tubulação para um bloco de potência ou então pode ser utilizado diretamente no absorvedor, no ponto focal do disco, por um gerador (é comum que seja um ciclo Stirling).

O sistema de disco parabólico já conseguiu registrar uma eficiência de 31,4%, a maior eficiência de conversão de energia solar em energia elétrica das tecnologias CSP (SUNSHOT, 2012). No entanto, essa tecnologia tem tido poucos investimentos, pois, por ser um sistema modular, apresenta dificuldades para inclusão de sistemas de armazenamento térmico. Sendo assim, ela tem características comparáveis a tecnologia fotovoltaica e, apesar de eficiências de conversão maiores, ela tem custos muito superiores, inviabilizando a sua implantação em grande escala.

### **3. PROCEDIMENTO METODOLÓGICO**

Este capítulo tem como objetivo apresentar e detalhar os procedimentos utilizados na análise das usinas nas diferentes localidades, bem como esclarecer sobre as principais hipóteses adotadas nas simulações.

Antes de entrar na explicação dos procedimentos, é explicado sobre a escolha do software utilizado, o *System Advisor Model (SAM)*.

#### **3.1 SAM (System Advisor Model)**

O SAM é um software que foi desenvolvido pelo National Renewable Energy Laboratory (NREL) com a utilização de recursos do Departamento de Energia dos Estados Unidos. O SAM colabora com laboratórios nacionais da Sandia para modelos fotovoltaicos e tem colaborado com a Universidade de Wisconsin nos modelos de energia solar concentrada (SAM/NREL, 2016).

O SAM faz análises de desempenho e financeira. O modelo financeiro executa o cálculo do fluxo de caixa para cada ano durante o período definido para análise e utilizando os parâmetros definidos pelo projetista. No modelo de desempenho é calculado a geração hora a hora durante a operação da usina com os dados do recurso solar do local definido pelo projetista (SAM/NREL, 2016).

Na análise de desempenho o SAM utiliza o software TRNSYS na execução dos cálculos. Esse é um software desenvolvido pela Universidade de Wisconsin e é um programa de simulação de série temporal que executa simulações com operações horários de fotovoltaica, CSP, e outras fontes renováveis (SAM/NREL, 2016).

Utilizando o SAM se pode simular plantas fotovoltaicas, fotovoltaica concentrada, eólica, biomassa, geotérmica, aquecimento de água, várias tecnologias CSP e um modelo genérico onde é possível unir resultados de duas ou mais tecnologias em uma única planta para obtermos resultados de plantas com tecnologias combinadas (SAM/NREL, 2016) .

A versão do SAM utilizada nas simulações é a 2016.3.14 e no APÊNDICE I é apresentado um passo a passo dos principais recursos do SAM.

Poderiam ser utilizados outros programas, sozinhos ou combinados, para simulação das plantas como o Matlab, Thermoflex, PVSyst, SolarReserve's SmartDispatch, Trnsys (que é utilizado dentro do SAM). O SAM foi utilizado por outros trabalhos semelhantes como:

- “Cenários de geração de eletricidade a partir de geradores heliotérmicos no Brasil: A influência do armazenamento de calor e da hibridização”, por Rafael Andrés Soria Penafiel, 2011; e
- “Avaliação de alternativas para introdução da geração elétrica termossolar na matriz energética brasileira”, por Diego Cunha Malagueta, 2013.

## **3.2 Escolha da tecnologia CSP**

A tecnologia de concentradores cilindro-parabólicos é a com maior número de usinas espalhadas pelo mundo. A tecnologia de torre central está cada vez se desenvolvendo mais no mercado devido a ser possível trabalhar com maiores temperaturas e seus possíveis arranjos de planta como o uso de diferentes matérias para o armazenamento de calor, geração direta de vapor e aquecimento de ar para diversos usos. Comparando as duas tecnologias em vista do mercado, a cilindro-parabólica oferece menos risco de investimento pela maior consolidação no mercado.

O objetivo desse trabalho não é comparar as tecnologias CSP, mas sim avaliar a aplicação de uma mesma tecnologia CSP utilizada exclusivamente e conjuntamente com a fotovoltaica em diferentes regiões do Brasil. Logo, nesse caso foi utilizado a tecnologia mais aplicada no mundo, a tecnologia cilindro-parabólica.

### **3.2.1 Cilindro-parabólico no SAM**

A versão do SAM utilizada apresenta dois modos de análise das plantas CSP:



- 1) Modo empírico: é utilizado um conjunto de equações baseadas em dados coletados das plantas SEGS nos Estados Unidos; e
- 2) Modo físico: são utilizados modelos matemáticos de transferência de calor e termodinâmica para caracterizar os vários componentes da planta (SAM/NREL, 2016).

Neste estudo todas as simulações foram feitas utilizando-se o modo físico, pois, embora possa acarretar maiores incertezas em relação ao modo empírico, o modo físico apresenta maior flexibilidade para trabalhar com plantas diferentes das SEGS no Estados Unidos.

Nesse trabalho foram utilizados coletores da EuroTrough, modelo SkyTrough cuja descrição pode ser vista na Tabela 6. Esse modelo de coletor foi utilizado pela quantidade de dados disponíveis de custos e desempenho, e por ser utilizado em outras plantas heliotérmicas em funcionamento.

*Tabela 6 - Dados geométricos do coletor cilindro-parabólico SkyTrough*

<b>Propriedade</b>	<b>SkyTrough</b>
<b>Fabricante</b>	SkyFuel (USA)
<b>Tipo de refletor</b>	ReflecTech PLUS polymer film
<b>Abertura (m)</b>	6,0
<b>Comprimento do módulo (m)</b>	14,37
<b>Comprimento SCA (m)</b>	115,0
<b>Módulos por SCA</b>	8
<b>Área de abertura da SCA (m<sup>2</sup>)</b>	656
<b>Design da estrutura</b>	Space frame
<b>Matéria prima da estrutura</b>	Alumínio

*Fonte: (NREL, 2016)*

A Figura 19, retirada do manual técnico do coletor, apresenta a curva de eficiência térmica para o coletor SkyTrough sobre uma irradiação de 1000 W/m<sup>2</sup>. A curva laranja, eficiência térmica do coletor, é construída baseada na eficiência ótica

e medidas de perda de calor do absorvedor da NREL. Na temperatura média de trabalho do coletor ( $350^{\circ}\text{C}$ ), a eficiência térmica é de 0,73 (SkyFuel, 2017).

Na Tabela 7 são apresentados os parâmetros de desempenho do coletor em operação na planta.

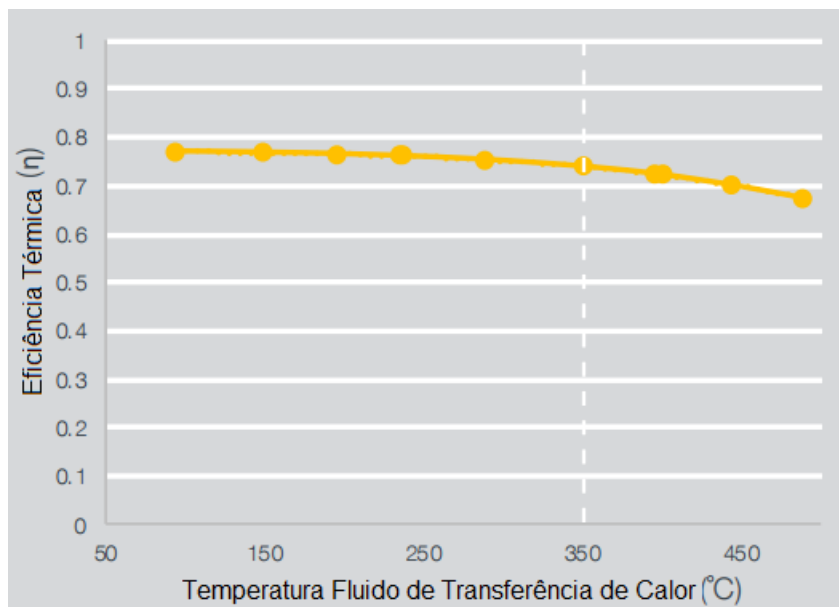


Figura 19 - Curva de eficiência térmica do coletor SkyTrough  
Fonte: (SkyFuel, 2017)

Tabela 7 - Dados de desempenho do coletor cilindro-parabólico SkyTrough

<b>Propriedade</b>	<b>SkyTrough</b>
<b>Eficiência ótica</b>	76%
<b>Eficiência térmica à 350°C</b>	72%
<b>Produção de energia à 350°C e 1000W/m<sup>2</sup></b>	480 kW
<b>Máxima temperatura do óleo no campo solar</b>	400°C
<b>Máxima temperatura do sal no reservatório de armazenamento</b>	560°C
<b>Geração anual indicada de energia</b>	1000 MWh
<b>Área usada tipicamente</b>	2 ha/MW
<b>Inclinação máxima instalado</b>	4%
<b>Velocidade máxima do vento em operação</b>	18 m/s (rajada)
	13m/s (constante)

Fonte: (NREL, 2016); (SkyFuel, 2017)

Em cada loop foram utilizados cinco SCA, o número de loops em cada planta depende da localidade, e o campo solar foi dividido em 2 subseções. O fluido de trabalho do campo solar utilizado em todas as simulações foi o Therminol VP-01. As temperaturas de entrada e saída do fluido de trabalho no campo solar são 270°C e 390°C, respectivamente.

### 3.3 Escolha da tecnologia fotovoltaica

As tecnologias fotovoltaicas mais difundidas são a de silício monocristalino, policristalino e filme fino. Embora a tecnologia policristalina apresente eficiência inferior a monocristalina (mas superior ao filme fino) essa diferença se reduz quando analisado para a grande quantidade de painéis e do preço do terreno utilizado para construção da planta.

Com foco no objetivo do trabalho, a tecnologia utilizada foi a de silício policristalino e tanto os painéis quanto o inversor são de marcas comuns no mercado brasileiro para esse tipo de planta. Como o foco do trabalho está nas variações da tecnologia CSP nas plantas híbridas em cada região, a mesma usina fotovoltaica foi utilizada em todas as localidades somente variando angulação dos painéis por região, pois os painéis são de angulação fixa, não possuindo seguidor solar.

### 3.3.1 Fotovoltaica no SAM

O SAM modela sistemas fotovoltaicos conectados à rede que consistem em um conjunto de painéis e inversores. Essa versão do SAM apresenta dois modos de análise das plantas fotovoltaicas:

- 1) Modo detalhado: calcula uma saída elétrica do sistema usando modelos de módulos e inversores separados; e
- 2) Modo PVWatts: modela um sistema usando algumas entradas básicas para descrever a capacidade do sistema. Faz suposições internas sobre os painéis e inversores (SAM/NREL, 2016).

Neste estudo todas as simulações foram feitas utilizando-se o modo detalhado, pois temos todos os dados dos painéis e inversores utilizados nas plantas. O modo PVWatts é geralmente utilizado para fazer análises preliminares de projetos antes de ter as informações detalhadas.

## 3.4 Radiação solar no Brasil e Escolha da Localidade

As regiões que são favoráveis à instalação de usinas solares devem atender a certas condições como intensidade solar satisfatória, declividade do terreno, concentração de nuvens, redes de transmissão entre outros. Os atributos como pressão atmosférica, massa de ar, altitude, relevo e correntes marítimas caracterizam regiões únicas no planeta. Logo, locais que possuem a mesma latitude

não apresentam, necessariamente, o mesmo clima e isso influencia no rendimento de usinas solares.

Ao contrário da tecnologia fotovoltaica, estudos para estimativa do potencial do Brasil para utilização de tecnologia CSP são bastante escassos. Um dos primeiros estudos com essa finalidade no país foi feita por Burgi (2013), que avaliou o potencial para inserção de CSP no Brasil combinando uma análise em sistemas de informação geográfica (SIG) e simulação de plantas virtuais.

Quando é analisado o recurso solar para construção de uma usina solar com tecnologia CSP, deve-se olhar para a irradiação normal direta (DNI) para avaliar o projeto. A mínima intensidade de DNI recomendada para projetos de CSP é amplamente discutida, alguns autores assumem que o valor mínimo deve ser de 1.700KWh/m<sup>2</sup>/ano, aproximadamente 4,6 KWh/m<sup>2</sup>/dia (UMMEL, 2010), outros assumem o valor mínimo de 2.400KWh/m<sup>2</sup>/ano, aproximadamente 6,6 KWh/m<sup>2</sup>/dia (FLURI, 2009). Porém, o valor que vem se adotando como mínimo é o de 2.000KWh/m<sup>2</sup>/ano, aproximadamente 5,5 KWh/m<sup>2</sup>/dia (NREL, 2005). A Figura 20 nos mostra o mapa de DNI do Brasil, esse mapa foi gerado utilizando o software GeoSpatial Toolkit, software GIS que utiliza dados do programa “*Solar and Wind Energy Resource Assessment*” (SWERA) e foi desenvolvido pela UNEP.

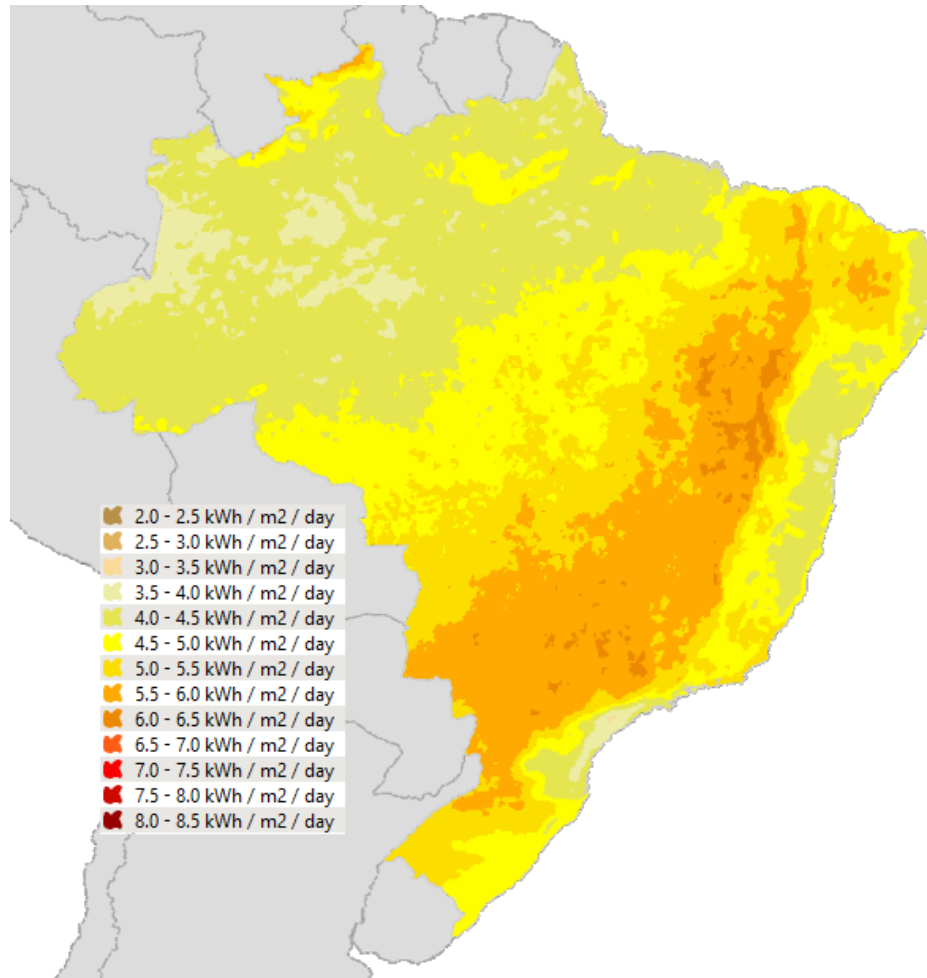


Figura 20 - Irradiação normal direta (DNI)  
Fonte: (GEOSPATIALTOOLKIT, 2013)

Como se pode ver na Figura 21, existe uma grande faixa no território brasileiro que atende ao critério de 2.000 KWh/m<sup>2</sup>/ano. Buscando locais com maior irradiação é possível encontrar locais com incidência de 6 KWh/m<sup>2</sup>/dia ou aproximadamente 2.190 KWh/m<sup>2</sup>/ano (Figura 22).

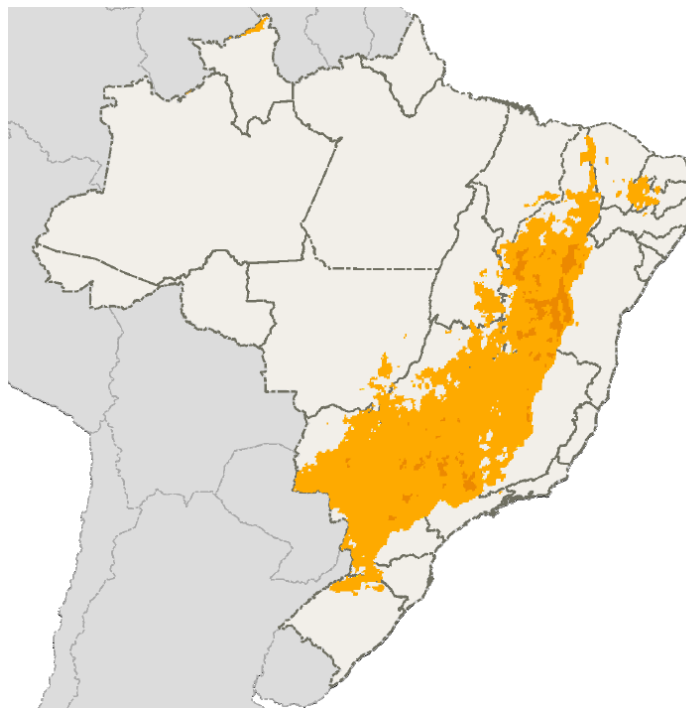


Figura 21 - Irradiação solar direta (DNI) - acima de 2.000 KWH/m<sup>2</sup>/ano ou 5,5 KWh/m<sup>2</sup>/dia  
Fonte: (GEOSPATIALTOOLKIT, 2013)



Figura 22 - Irradiação solar direta (DNI) - acima de 2.190 KWH/m<sup>2</sup>/ano ou 6,0 KWh/m<sup>2</sup>/dia  
Fonte: (GEOSPATIALTOOLKIT, 2013)

De acordo com a Figura 21 as áreas que apresentam os maiores índices de irradiação estão no Nordeste (NE) com predomínio na Bahia, no sul da região (SE) com predomínio em São Paulo e algumas áreas do centro-oeste (CO) e do norte da região sul (S).

Segundo Burgi (2013), utilizando a análise multicritério para definir os municípios que apresentam melhor média de DNI e que também apresentam vantagens para instalação de uma usina solar como proximidade de subestações, proximidade de rodovias, baixa declividade, entre outros, estão listados na Tabela 8.

*Tabela 8 - Municípios com maior média de radiação sola direta normal*

<b>Município</b>	<b>Estado</b>	<b>Radiação direta normal anual média (kWh/m<sup>2</sup>/ano)</b>	<b>Área disponível (km<sup>2</sup>)</b>
Serra Dourada	BA	2.215	44,48
Pedrinhas Paulista	SP	2.209	3,87
Cruzália	SP	2.205	10,94
Itápolis	SP	2.204	10,57
Érico Cardoso	BA	2.203	5,02
Tanque Novo	BA	2.201	14,69
Santana	BA	2.189	84,88
Angical	BA	2.184	3,79
Nantes	SP	2.183	4,11
Caturama	BA	2.183	1,02

*Fonte:* (Burgi, 2013)

Agora, quando analisado o recurso solar para construção de uma usina solar com tecnologia fotovoltaica, deve-se olhar para a irradiação global para avaliar o projeto. A Figura 23 nos mostra o mapa de irradiação global acima de 1.700 KWH/m<sup>2</sup>/dia (4,6 KWh/m<sup>2</sup>/dia) no Brasil, esse mapa também foi gerado utilizando o software GeoSpatial Toolkit.



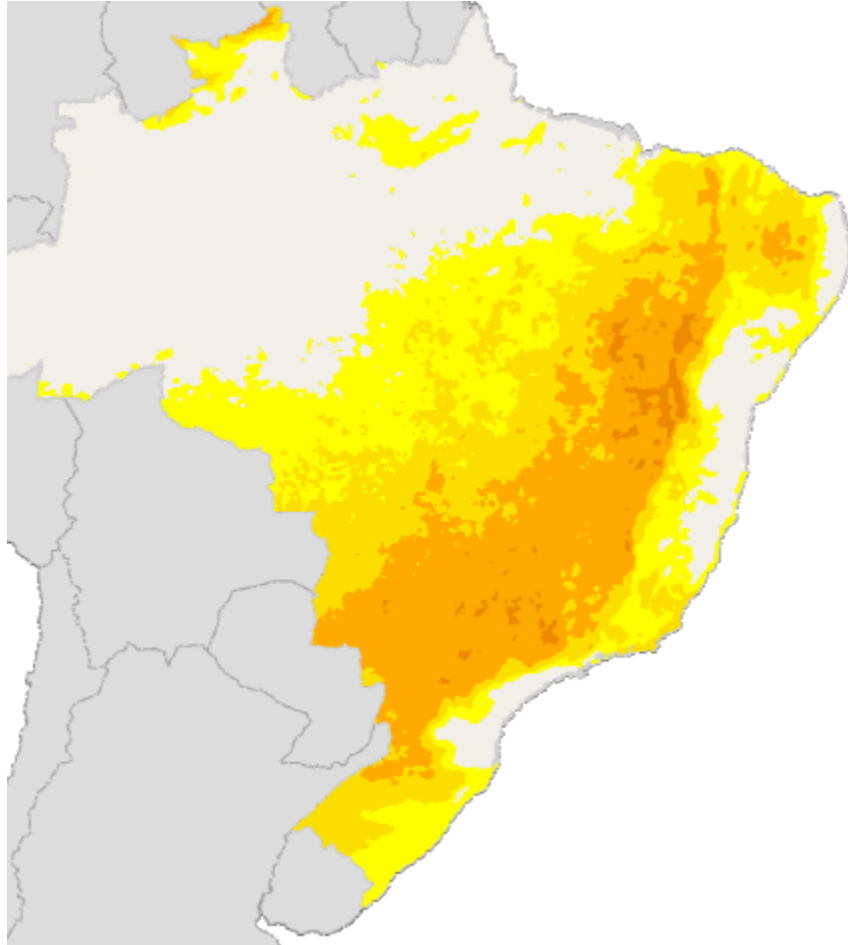


Figura 23 - Irradiação solar global - acima de 1.700 KWH/m<sup>2</sup>/dia ou 4,6 KWh/m<sup>2</sup>/dia  
Fonte: (GEOSPATIALTOOLKIT, 2013)

Logo, como o objetivo do trabalho é estudar usinas híbridas de fotovoltaica com CSP, deve-se analisar as áreas com maiores índices de irradiação global e DNI.

Entretanto, a carência de dados climatológicos hora a hora adequados para utilização nas simulações no SAM influencia na análise de tais áreas. Para utilizar os dados climatológicos de uma localidade no SAM precisa-se de dados hora a hora. O software lê os arquivos de dados em três formatos padrões: TMY3 (.csv), TMY2 (.tm2) ou EPW(.epw).

O SAM apresenta dados de 20 localidades no Brasil, dessas localidades foram escolhidas 4 para serem feitas as simulações e observar os efeitos de variações de radiação direta e global em uma usina híbrida. Os locais foram

escolhidos por estarem em diferentes regiões climáticas e pela disponibilidade de dados no SAM.

*Tabela 9 - Dados das localidades disponíveis no SAM*

<b>Região</b>	<b>Cidade</b>	<b>Irradiação Direta [KWh/m<sup>2</sup>/dia]</b>	<b>Irradiação Global [KWh/m<sup>2</sup>/dia]</b>
N	Belém	3,11	5,93
SE	Belo Horizonte	5,08	7,09
N	Boa Vista	3,60	6,31
NE	Bom Jesus da Lapa	6,02	7,86
CO	Brasília	4,76	6,96
CO	Campo Grande	4,89	6,99
CO	Cuiabá	4,22	6,65
S	Curitiba	3,35	5,33
S	Florianópolis	3,90	5,89
NE	Fortaleza	4,37	6,75
N	Jacareacanga	3,16	5,83
N	Manaus	3,13	5,68
NE	Petrolina	5,02	7,22
N	Porto Nacional	5,12	7,27
N	Porto Velho	3,44	6,08
NE	Recife	4,16	6,55
NE	Salvador	4,60	6,66
S	Santa Maria	3,84	5,88
SE	Santos Dumont	4,41	6,49
SE	Congonhas	3,49	5,76

*Fonte: (SAM/NREL, 2016)*

As localidades selecionadas da Tabela 9 foram: Bom Jesus da Lapa-BA (NE), Porto Nacional-TO (N), Florianópolis-SC (S) e Campo Grande (CO). A localidade de Bom Jesus da Lapa se encontra na transição entre o cerrado e a caatinga, com

clima semiárido, é o melhor lugar com dados climatológicos no Brasil para a instalação de usinas CSP e fotovoltaica, pois apresenta as maiores irradiações direta e global. As localidades de Porto Nacional e Campo Grande possuem clima tropical e na sua vegetação original destaca-se o Cerrado, são as localidades com maior irradiação direta e global nas suas respectivas regiões. A localidade de Florianópolis apresenta vegetações de mata atlântica e litorânea e clima subtropical úmido. Das regiões do Sul, é a que apresenta maiores irradiações direta e global.

Na Figura 24 é possível observar as quatro localidades selecionadas no mapa do Brasil e o mapa de irradiação solar direta no Brasil.

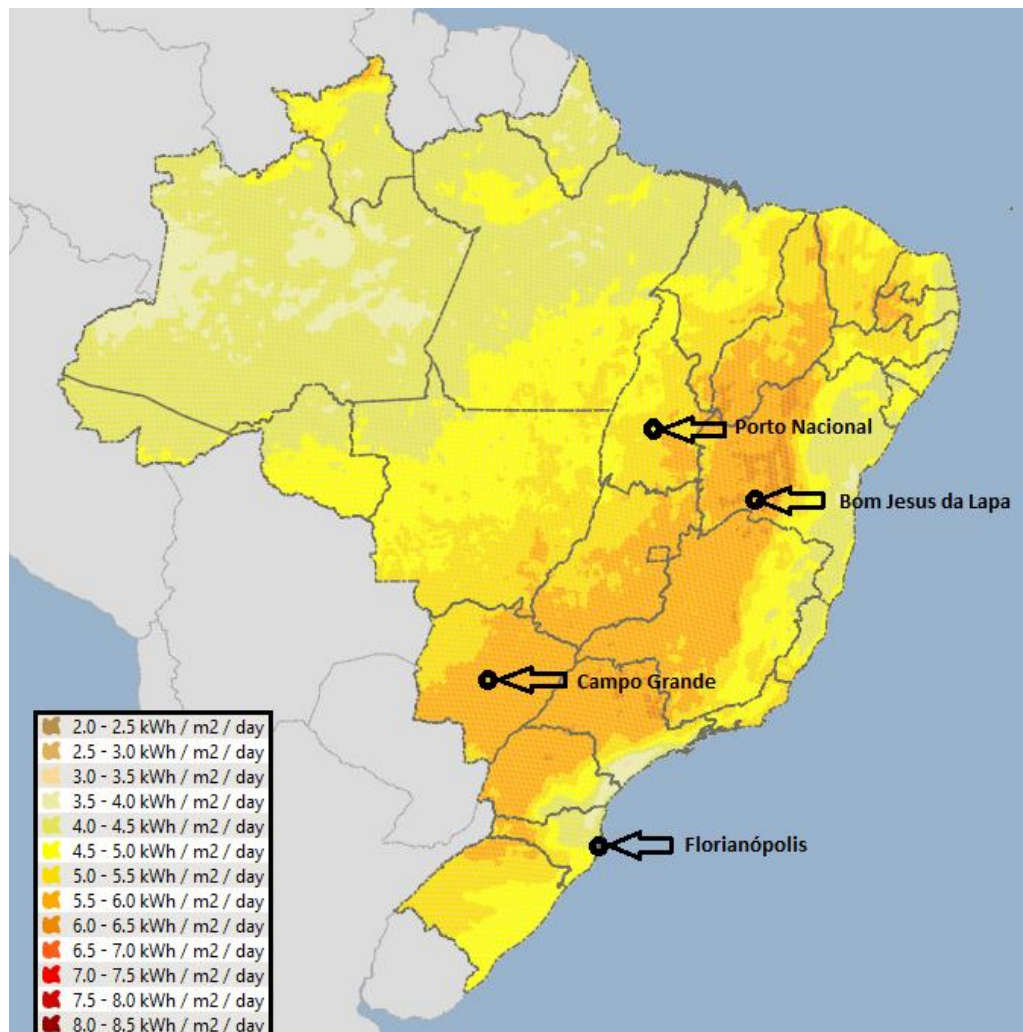


Figura 24 - Irradiação solar direta e localização das cidades analisadas  
Fonte: Elaboração própria usando software (GEOSPATIALTOOLKIT, 2013)

### 3.5 Irradiação de projeto e Múltiplo Solar (MS)

O SAM necessita do valor de irradiação de projeto, em  $W/m^2$ , para o dimensionamento da área de abertura dos espelhos. Essa área é a responsável pela geração de calor para o bloco de potência.

A proporção entre a área do campo solar (CS) construído e a área do campo solar definido pela irradiação de projeto para operação do bloco de potência é definido como múltiplo solar (MS). O valor de MS igual a 1 é a área do campo solar necessária para operar o bloco de potência a 100% da carga com irradiação de projeto.

*Tabela 10 - Irradiação de projeto utilizada*

<b>Localidade</b>	<b>Irradiação de projeto [<math>W/m^2</math>]</b>
Bom Jesus da Lapa	768,93
Porto Nacional	722,66
Campo Grande	688,86
Florianópolis	597,21

*Fonte: (SAM/NREL, 2016)*

O SAM recomenda para a utilização da irradiação de projeto que esta seja próxima à máxima irradiação incidente. Outra recomendação possível para o SAM é a utilização da irradiação de projeto como a média das máximas diárias (NREL, 2016). Dessa forma, os valores médios calculados pelo SAM são os apresentados na Tabela 10.

### 3.6 Plantas híbridas

#### 3.6.1 Definição da potência da planta híbrida

O valor de potência para plantas cilindro-parabólicas pode variar de 1 a 280MW (CSPWORLD, 2015). Como o SAM utiliza como referência para a base de custos os estudos do NREL para plantas cilindro-parabólico nos EUA de 100MW e pela disponibilidade de dados, optou-se pela potência de 100MW para a usina híbrida.

Na Figura 25 pode-se ver todas as plantas CSP comerciais em operação no mundo segundo o site da CSPWORLD. Olhando para a Espanha, pode-se ver na Tabela 11 algumas de suas plantas e grande parte das usinas do país são cilindro-parabólico de 50MW. Isso se deve a política de incentivo do governo, onde as usinas de até 50MW recebem determinados incentivos e para as que apresentam potência maior do que 50MW considera-se que, pela escalabilidade, não necessitam de incentivo do governo para serem competitivas. Dessa forma, optou-se por dividir os 100MW da planta híbrida como sendo 50MW para a parte CSP e 50MW para a parte fotovoltaica.

Levando em conta que a metodologia para o cálculo do LCOE é a mesma em todas as simulações, foi feita uma comparação do LCOE de uma planta exclusivamente CSP de 50MW e uma planta híbrida heliotérmica-FV com 50MW de fotovoltaica e 50MW de CSP, na mesma localidade.

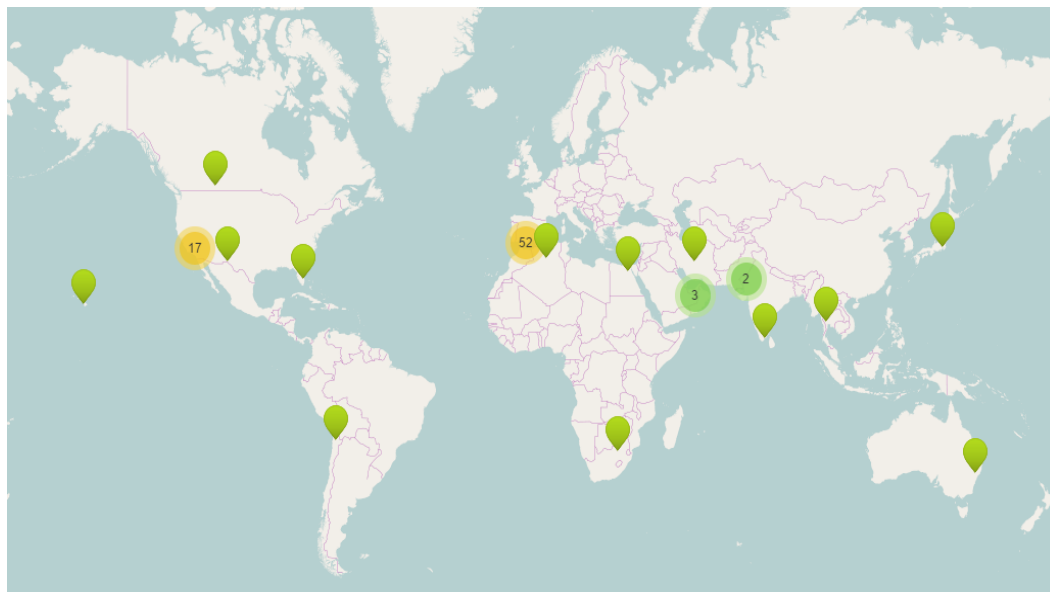


Figura 25 - Plantas CSP comerciais em operação no mundo  
Fonte: (CSPWORLD, 2015)

Tabela 11 - Plantas CSP cilindro-parabólico na Espanha

<b>Planta</b>	<b>Proprietários</b>
Alvarado 1	Acciona Energia, Mitsubihi Corp
Andasol 1	Antin, Cobra, RREEF
Andasol 2	Antin, Cobra, RREEF
Andasol 3	Ferrostaal, RWE, Rhein E, SWM, Solar Millenium
Arcosol 50	Torresol Energy
Arenales	OHL, RREEF, STEAG
Aste 1A	Aries, Eiser, Elecnor
Aste 1B	Aries, Eiser, Elecnor
Astexol II	Aries, Eiser, Elecnor
Caceres	Cobra
CasaBlanca	Cobra

Fonte: (CSPWORLD, 2015)

### 3.6.2 Arranjo das plantas no SAM

A parte CSP com tecnologia cilindro-parabólico da planta híbrida é subdividida em 2 principais blocos no SAM: o campo solar e o bloco de potência. Similarmente a parte fotovoltaica no SAM é subdividida em módulos e inversores.

O campo solar da CSP se compõe de coletores e pelo fluido de transferência de calor (HTF) e pode conter também sistema de armazenamento térmico, e/ou sistema de backup à base de diversos combustíveis.

O sistema de armazenamento térmico do SAM opera sempre com um número par de tanques, sempre com um reservatório frio e outro quente. É possível configurar o sistema para que o fluido de armazenamento térmico seja o mesmo ou outro do que circula no campo solar. Quando é o mesmo fluido à circular no campo solar e no sistema de armazenamento térmico dizemos que o sistema é direto e caso sejam diferentes fluidos de trabalho, sendo necessário um trocador de calor para não ocorrer mistura dos fluidos, é dito sistema indireto.

Apesar de existir na prática, o SAM não permite a geração direta de vapor em uma CSP com tecnologia cilindro-parabólico.

O sistema de backup é um adicional de calor para o fluido de trabalho após a saída do campo solar para que o fluido tenha mais energia quando chegar no

bloco de potência e gerar vapor para o ciclo Rankine, conforme pode ser visto na Figura 26.

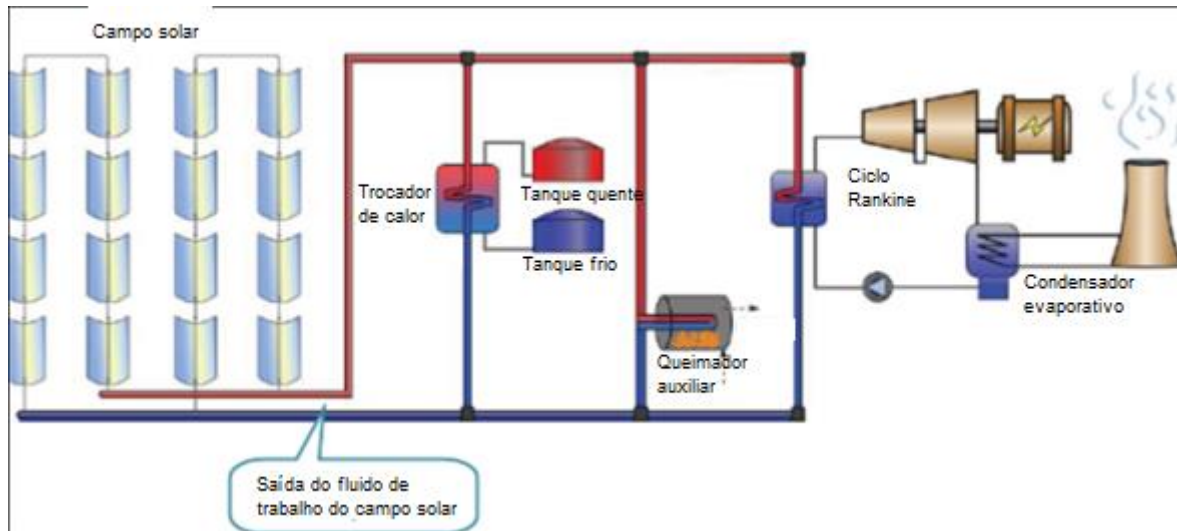


Figura 26 - Esquema de planta CSP cilindro-parabólico no SAM  
Fonte: (SAM/NREL, 2016)

O bloco de potência funciona operando o ciclo de Rankine, onde é gerado vapor em um trocador de calor com a energia do fluido de trabalho do campo solar que entra em uma turbina a vapor que está em associação com um gerador elétrico. A saída da turbina pode ser resfriada em uma torre úmida ou seca e então retorna ao trocador de calor.

Para a parte fotovoltaica, os módulos devem ser selecionados e devem formar arranjos em série e em paralelo para serem ligados aos inversores. Essa combinação é individual de cada planta pois os valores de corrente e tensão devem ser tais que não excedam os inversores nos quais estão ligados.

### 3.6.2.1 Campo solar para CSP

No SAM o campo solar pode ser definido a partir de dois parâmetros:

- Múltiplo solar; ou
- Área de abertura.

As plantas simuladas nessa dissertação não limitam a área utilizada em nenhuma das localidades (mas levam em conta os diferentes valores dos terrenos por região), portanto foi utilizado a primeira opção nas simulações.

O múltiplo solar foi sempre otimizado de forma a minimizar o custo nivelado (LCOE, do inglês Levelized Cost of Energy) em cada localidade, mas sempre atendendo certas condições impostas para as plantas.

No campo solar existem outros fatores importantes a serem definidos pelo projetista, são eles:

- Número de divisões do campo;
- Irradiação de projeto;
- Modelo dos coletores e absorvedores;
- Definição do fluido de transferência de calor;
- Temperaturas de entrada e saída e fluxos mínimos e máximos do HTF no campo solar;
- Ângulos de orientação dos coletores;
- Número de coletores por *loop*;
- Espaçamento entre fileiras, temperatura de proteção de congelamento, temperatura de partida, entre outros.

### 3.6.2.2 Bloco de potência da CSP

No SAM o projetista deve inserir os seguintes parâmetros para o bloco de potência:

- Potência nominal;
- Eficiência do ciclo;
- Pressão da caldeira;
- Temperatura necessária para partida;
- Frações mínimas e máximas de operação da turbina;
- Tipo de condensador;
- Temperatura ambiente de projeto;
- Dados do sistema de backup caso tenha.



### 3.6.2.3 Armazenamento e despacho

Conforme dito da seção 3.6.2, o sistema de armazenamento térmico do SAM opera sempre com pares de tanques quente e frio. Logo, devemos fornecer o número de pares da planta (que no caso dessa dissertação será sempre 1 par) e outras informações para o correto funcionamento do sistema de armazenamento como:

- Capacidade de armazenamento em horas;
- Altura do tanque e altura mínima do fluido dentro do tanque;
- Coeficiente de perda de calor do tanque;
- Temperaturas mínima e máxima do tanque;
- A eficiência do tanque;
- Temperatura inicial do fluido dentro do tanque; e
- Fluido de armazenamento de calor dentro do tanque (que conforme dito anteriormente, se pode utilizar um fluido diferente do que circula pelo campo solar).

*Tabela 12 – Fluidos para o tanque de armazenamento térmico do SAM*

<b>Fluido</b>	<b>Densidade do fluido [Kg/m<sup>3</sup>]</b>	<b>Calor específico do fluido [KJ/KG.K]</b>
Hitec Solar Salt	1880,12	1,49976
Caloria HT 43	652,863	2,8864
Hitec XL	1967,22	1,437
Therminol VP-1	779,361	2,41858
Hitec	1838,11	1,56
Dowtherm Q	730,867	2,58738
Dowtherm RP	801,25	2,54286
Therminol 59	725,991	2,7022
Therminol 66	788,982	2,6681

*Fonte: (SAM/NREL, 2016)*

O SAM apresenta uma biblioteca com os principais fluidos usados pelas plantas já existentes com suas respectivas características, conforme apresentado na Tabela 12. Ele também permite que o projetista defina o seu próprio fluido de armazenamento de calor, bastando que sejam especificados alguns valores como calor específico, densidade, viscosidade, viscosidade cinética, condutividade, entalpia e a temperatura que estão definidas essas propriedades.

O sistema de despacho de energia do sistema de armazenamento térmico é controlado pela tabela esquemática indicada na Figura 27. Ele permite que seja criado até 9 períodos diferentes que devem ser organizados na tabela para descreverem seu comportamento ao longo das horas e meses, dias da semana e final de semana. Cada período deve ser um valor entre 0 e 1,05. Esses períodos representam porcentagem, no caso desse trabalho foram utilizados para controlar a porcentagem da potência gerada pela turbina no bloco de potência.

Para o estabelecimento dos períodos corretos em cada localidade, para essa dissertação, foram utilizados dados de consumo de carga de cada região (ONS, 2017) conjuntamente com os parâmetros estabelecidos como mínimos (definidos na seção 3.7.1) e a geração fotovoltaica na localidade.

No APÊNDICE II é possível observar os cronogramas de despacho utilizados nas simulações desse trabalho para cada localidade.

	Storage dispatch		Turb. out.	Fossil fill
	w/ solar	w/o solar	fraction	fraction
Period 1:	0	0	1.05	0
Period 2:	0	0	1	0
Period 3:	0	0	1	0
Period 4:	0	0	1	0
Period 5:	0	0	1	0
Period 6:	0	0	1	0
Period 7:	0	0	1	0
Period 8:	0	0	1	0
Period 9:	0	0	1	0

Storage dispatch fractions apply to the maximum energy storage.

Turbine output and fossil fill fractions apply to the design turbine thermal input.

Use the weekday and schedule matrices to specify the month and hour of day for each of the nine periods.

Copy schedule from TOD Factors page

Weekday Schedule																								
	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Feb	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Mar	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Apr	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
May	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Jun	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3
Jul	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3
Aug	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3
Sep	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3
Oct	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Nov	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Dec	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5

Weekend Schedule																								
	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Feb	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Mar	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Apr	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
May	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Jun	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Jul	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Aug	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Sep	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Oct	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Nov	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Dec	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5

Figura 27 - Controle do sistema de armazenamento térmico  
Fonte: (SAM/NREL, 2016)

### 3.7 Simulações

O ponto de partida das simulações dessa dissertação foi a utilização dos recursos solares disponíveis no SAM conjuntamente com alguns parâmetros definidos como mínimos em cada localidade. Com essas simulações, analisar a possibilidade de incentivo à implantação de plantas CSP no Brasil utilizando a hibridização com fotovoltaica, quais os possíveis custos dessa energia produzida e os principais locais onde seriam viáveis.

Os parâmetros definidos para as plantas e a metodologia econômica é comum a todas as simulações. Os parâmetros mínimos definidos são apresentados

na seção 3.7.1 (esses são os parâmetros buscados na operação das plantas) e a modelagem econômica é apresentada na seção 3.7.2.

Os resultados da simulação da planta híbrida em cada localidade, seguindo todas os parâmetros definidos, foram comparados com os resultados da simulação de uma planta exclusivamente CSP, atendendo os mesmos parâmetros que para a planta híbrida.

### 3.7.1 Parâmetros determinados para as plantas híbridas

Cada região do Brasil apresenta suas curvas características de consumo devido ao clima da região, aos hábitos da população, políticas do governo entre outros. No gráfico da Figura 28 é possível observar o consumo de toda região Nordeste no dia 01/03/2017.

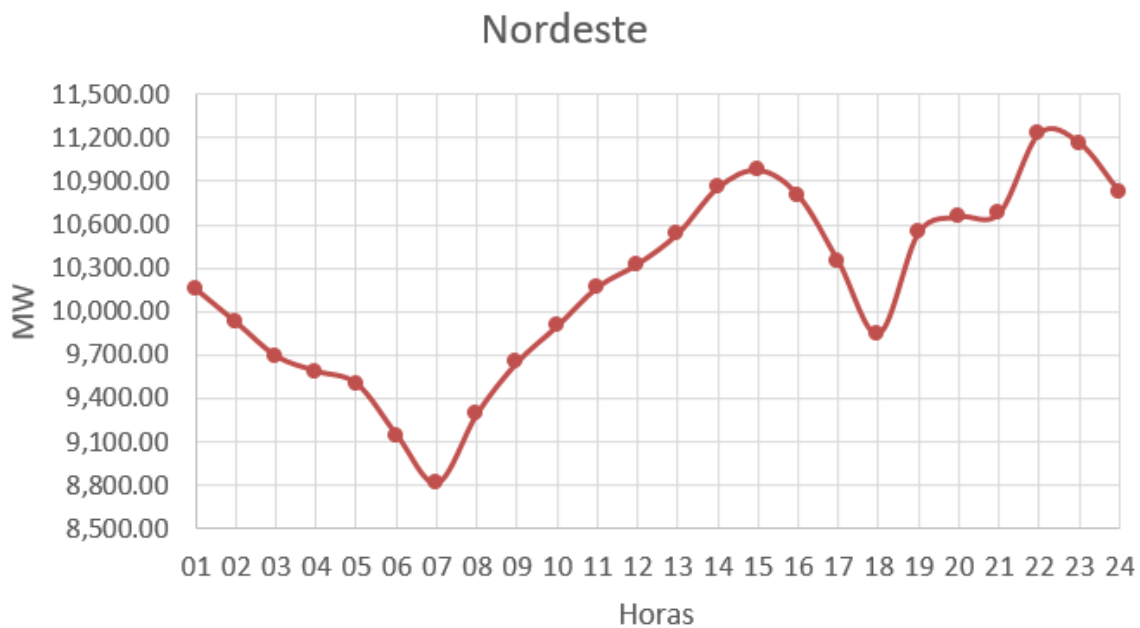


Figura 28 - Carga de energia da região Nordeste no dia 01/03/2017  
Fonte: (ONS, 2017)

Os horários de maior consumo de energia foram as 15 horas e o outro foi pouco mais de 22 horas, e o horário de menor consumo foi as 07 horas. Esses horários de máximo e mínimo consumo variam de um dia para o outro, mas mantêm

sempre a mesma tendência. Daí, para simplificar as condições, foi adotado um intervalo de 2 horas ao redor dos picos de máximo consumo nas localidades escolhidas para as simulações. As plantas funcionarão durante todo o dia, mas nos períodos definidos devem atender aos parâmetros de geração.

Os gráficos apresentados da Figura 29 até a Figura 31 apresentam as curvas de consumo para as regiões Sudeste/Centro-Oeste, Norte e sul respectivamente.

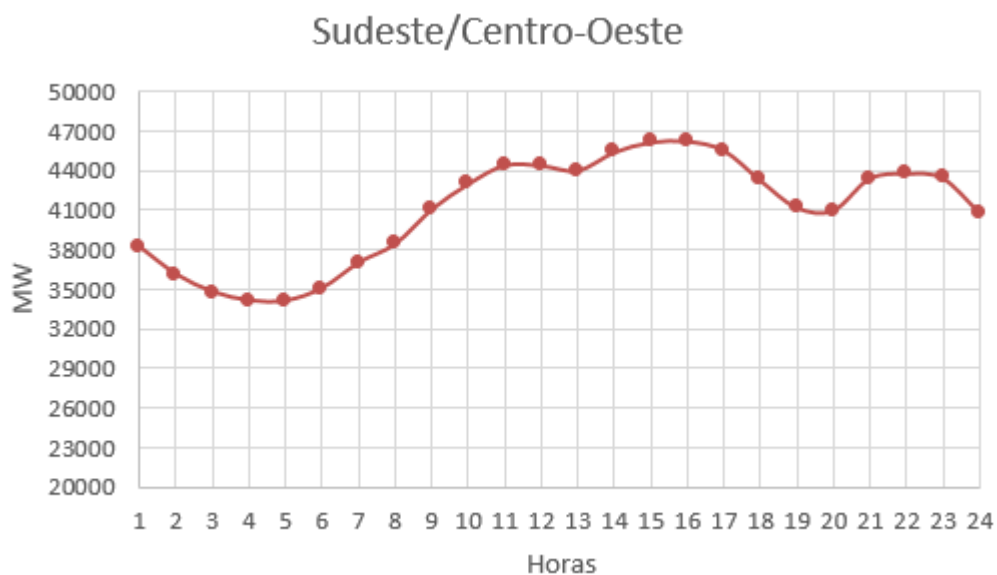


Figura 29 - Carga de energia da região Sudeste/Centro-Oeste no dia 01/03/2017  
Fonte: (ONS, 2017)

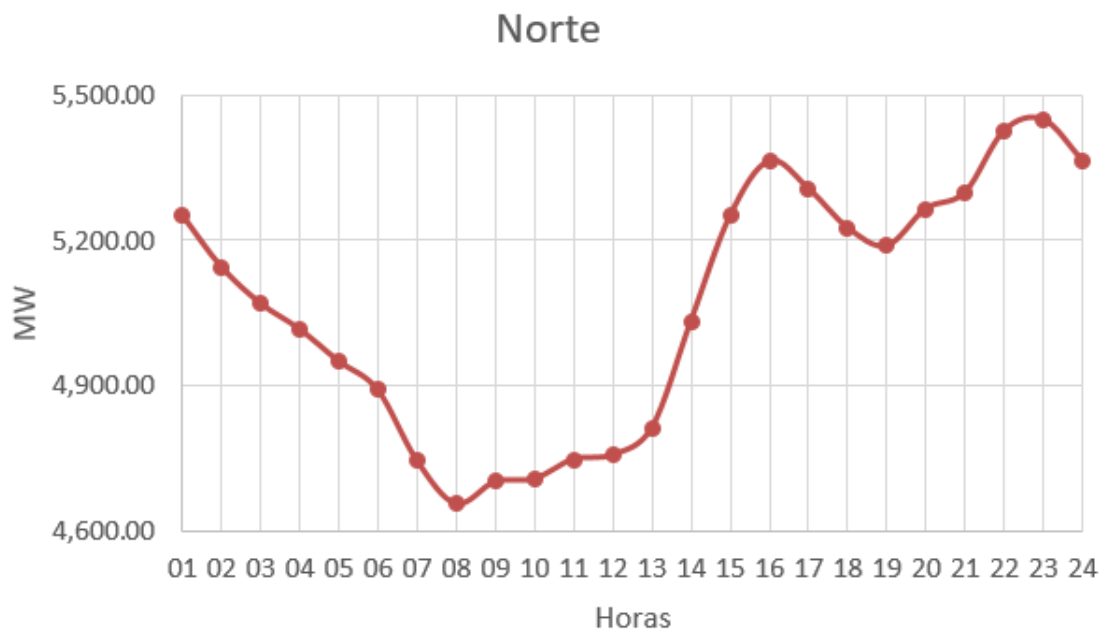


Figura 30 - Carga de energia da região Norte no dia 01/03/2017  
Fonte: (ONS, 2017)

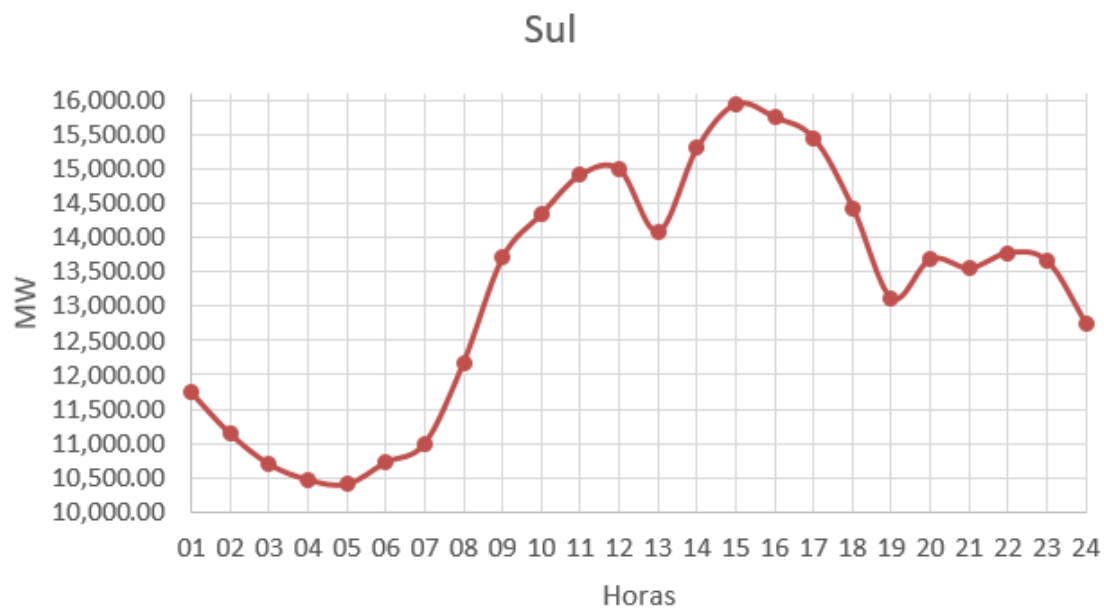


Figura 31 - Carga de energia da região Sul no dia 01/03/2017  
Fonte: (ONS, 2017)

Através das curvas de consumo de energia elétrica de cada região (ONS, 2017) foi elaborada a Tabela 13 definindo os horários que foram utilizados nas simulações desse trabalho. Na região Nordeste tem-se a localidade de Bom Jesus

da Lapa, na região Sudeste/Centro-Oeste tem-se Campo Grande, na região Norte tem-se Porto Nacional e na região sul tem-se Florianópolis.

*Tabela 13 - Horários de geração fixa para cada localidade*

<b>Localidade</b>	<b>Horário de geração fixa de 50MW</b>
Bom Jesus da Lapa	De 13 as 17 horas e de 20 as 00 horas.
Porto Nacional	De 14 as 18 horas e de 21 as 01 horas.
Campo Grande	De 10 as 17 horas.
Florianópolis	De 10 as 17 horas.

Nesses horários específicos selecionados, a geração da planta híbrida deve ser a mais próxima possível de 50MW, e eventuais picos de geração não devem exceder 65MW (30% maior que a geração definida). Esse limite máximo de 30% também foi utilizado pela SolarReserve em uma planta híbrida entre CSP e fotovoltaica no deserto do Atacama no Chile (projeto solar Copiapó). A geração normal mínima era de 200MW e a de pico é de 260 MW (SolarReserve, 2014).

Analisando outras plantas CSP em funcionamento no mundo, com qualquer tipo de hibridização, foi feita uma média das gerações anuais e se pode estimar uma geração anual média para a usina híbrida de 327,5GWh.

Dessa forma, como a produção de energia em algumas localidades deve ser no período noturno, a utilização de grandes reservatórios térmicos se torna fundamental, e a análise da variação de capacidade dos armazenamentos térmicos em cada localidade é um dos objetivos dessa dissertação.

### 3.7.2 Modelagem financeira e de custos

#### 3.7.2.1 Modelagem financeira

O SAM apresenta alguns modelos financeiros pré-definidos criados a partir de plantas analisadas e atendendo a padrões do mercado americano. Os modelos financeiros pré-definidos são:

- Residencial (distribuído);

- Comercial (distribuído);
- Propriedade de terceiros;
- PPA único dono (utilitário);
- PPA parceria flip com débito (utilitário);
- PPA parceria flip sem débito (utilitário);
- PPA venda arrendamento (utilitário); e
- Calculo LCOE (método FCR).

Estes modelos não foram feitos para o mercado brasileiro, mas o projetista tem a liberdade de editar os valores das células fazendo um adequamento ao mercado do Brasil.

Todas essas opções estão disponíveis para as simulações das plantas fotovoltaicas, mas para a CSP não estão disponíveis as opções: residencial e propriedade de terceiros.

O modelo utilizado em todas as simulações foi o PPA único dono (PPA significa em inglês Power Purchase Agreement) pois apresenta maior simplicidade em relação a divisão das porcentagens e obrigações financeiras entre os gestores por considerar somente um dono. Esse modelo pode ser explicado considerando que uma entidade é proprietária do projeto e tem suficiente responsabilidade tributária para utilizar possíveis benefícios fiscais. Esta estrutura é menos complicada do que as outras PPA porque não há necessidade de alocar dinheiro e benefícios fiscais para diferentes parceiros. O proprietário pode ser o desenvolvedor original ou um terceiro investidor fiscal que compra o projeto do desenvolvedor. O modelo comercial não foi utilizado pois está ligado a tabelas do código tributário americano e influenciaria erroneamente nos resultados para o Brasil (SAM/NREL, 2016).

No modelo PPA único dono os principais parâmetros solicitados pelo SAM são:

- Taxa interna de retorno alvo ou preço PPA (deve-se escolher uma das opções para o cálculo do fluxo de caixa);
- Período de análise (período de avaliação do fluxo de caixa da planta);



- Taxa de inflação;
- Taxa de desconto real;
- Taxas de impostos federais e estaduais (para simplificar as análises todos os encargos tributários foram considerados somente na esfera federal, pois não importa especificamente para quem está indo o imposto, mas sim o valor pago);
- Dados de empréstimos; e
- Depreciação federal e estadual.

### 3.7.2.2 Custos dos componentes

Na aba de custos do SAM se tem os custos direto de capital, os custos indiretos de capital e os custos de operação e manutenção.

Os custos diretos de capital para a CSP são:

- Melhores do terreno (US\$/m<sup>2</sup>);
- Campo solar (US\$/m<sup>2</sup>);
- Sistema de HTF (US\$/m<sup>2</sup>);
- Sistema de armazenamento (US\$/KWht);
- Sistema de *backup* (US\$/KWe);
- Bloco de potência (US\$/KWe); e
- Balanço da planta (US\$/KWe).

Esses custos para CSP foram tirados de alguns estudos da NREL (Kurup & Turchi, 2015 e Turchi C., 2010) e são os valores mais atuais utilizados pelo SAM. Os valores foram utilizados em conjunto para se ajustarem ao cenário das plantas no Brasil.

Os custos diretos de capital para a fotovoltaica são:

- Módulos (US\$/Wdc ou US\$/unidade);
- Inversores (US\$/Wdc ou US\$/unidade);
- Balanço do equipamento do sistema (US\$, US\$/Wdc ou US\$/m<sup>2</sup>);
- Trabalho de instalação (US\$, US\$/Wdc ou US\$/m<sup>2</sup>); e

- Margem de instalação e sobrecarga (US\$, US\$/Wdc ou US\$/m<sup>2</sup>).

Esses custos foram tirados de alguns estudos (Feldman, et al., 2013; IRENA, 2015; REN21, 2016; Photon, 2016; e Fraunhofer, 2015) e, como os da CSP, são alguns dos valores mais atuais levados em consideração pelo SAM. Os valores foram utilizados para se ajustarem ao cenário das plantas no Brasil.

Os custos indiretos de capital para a CSP são:

- Engenharia, projeto e construção (US\$/acre, % do custo direto, US\$/Wac e US\$); e
- Custo total com terreno (US\$/acre, % do custo direto, US\$/Wac e US\$).

Para a engenharia, projeto e construção foi utilizado um valor fixo do custo direto de acordo com literatura internacional (mesma literatura que para os custos diretos) e o descrito na seção 4.1.5 para todas as simulações. O custo total do terreno foi obtido por estimativa nacional de custo e variou de acordo com a localidade.

Os custos indiretos de capital para a fotovoltaica são:

- Estudo de licenciamento ambiental (% do custo direto, US\$/Wdc e US\$);
- Engenharia e desenvolvimento (% do custo direto, US\$/Wdc e US\$);
- Interligação com a rede (% do custo direto, US\$/Wdc e US\$); e
- Custos com o terreno (% do custo direto, US\$/Wdc e US\$).

O custo com o terreno possui o mesmo valor que na simulação CSP. Os outros valores foram utilizados os padrões do SAM e confirmados por literatura internacional (mesma literatura utilizada para os custos diretos).

E agora os custos de operação e manutenção das plantas CSP necessários para as simulações são:

- Custo fixo anual (US\$/ano);

- Custo fixo por capacidade (US\$/KW.ano);
- Custo variável por geração (US\$/MWh); e
- Custo do combustível de backup (US\$/MMBTU).

O custo de combustível de backup é zero pois nesse trabalho não foi utilizado nenhuma forma de combustíveis fósseis. Os outros custos são iguais para as plantas CSP e fotovoltaica e foram tirados de literatura internacional e serão discutidos na seção 4.1.5.

### 3.7.3 Plantas híbridas para geração elétrica centralizada

Os modelos do SAM atendem a todos os requisitos de uma planta centralizada (economicamente e tecnicamente). Dessa forma, são simuladas quatro plantas diferentes em regiões diferentes do Brasil (todas de 100MW conforme seção 3.6.1).

Na Figura 32 é apresentado o fluxograma com as principais informações necessárias para a simulação da planta híbrida pelo SAM. São feitas primeiramente e separadamente as simulações da parte fotovoltaica e CSP utilizando o recurso solar da localidade, os dados de custo e financeiros para cada tecnologia e as configurações específicas necessárias no SAM. Com os resultados das simulações o SAM cria, através do modelo genérico, os dados para a planta híbrida.

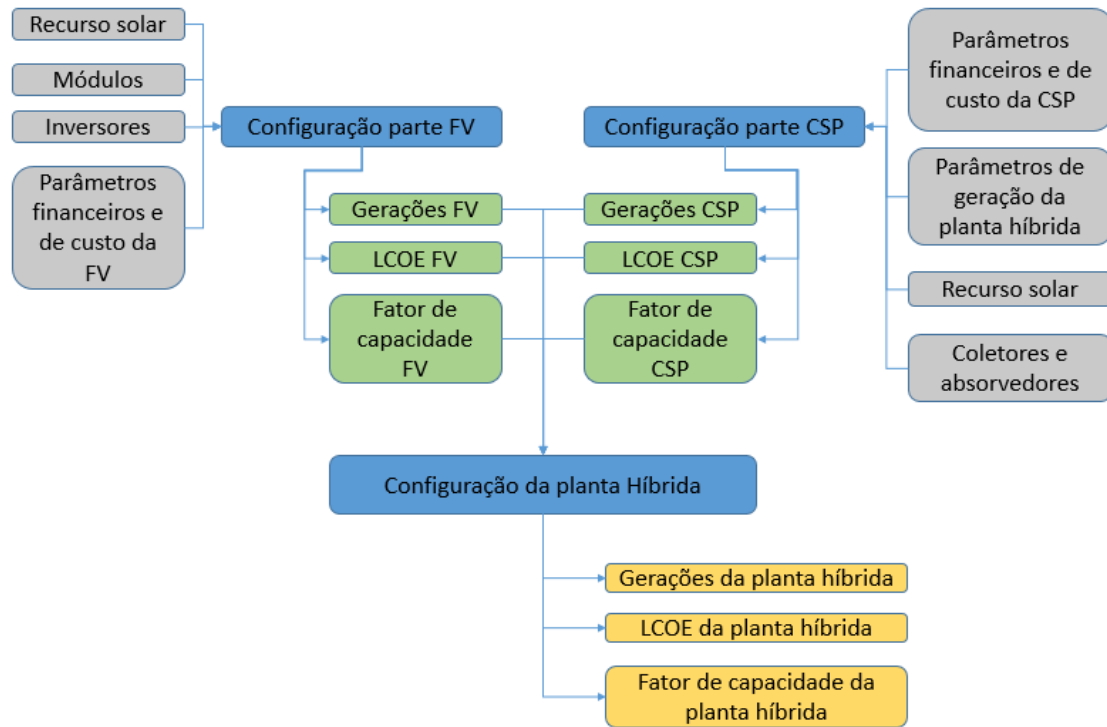


Figura 32 - Fluxograma das principais informações para simulação da planta híbrida.

## **4. SIMULAÇÕES DAS PLANTAS**

O capítulo 4 tem por objetivo explicar e detalhar as simulações feitas nesse trabalho seguindo a metodologia descrita no capítulo 3.

### **4.1 Plantas para geração elétrica centralizada**

As plantas simuladas neste capítulo seguem modelos de plantas comerciais em operação em diversos países e que servem de base inclusive para atualizações do SAM com relação a tecnologias e análises financeiras e de custos.

As plantas híbridas de 100MW apresentadas (50MW de CSP e 50MW de fotovoltaica) são comparadas com plantas de 50MW somente CSP em cada localidade, sendo que tanto a híbrida como a somente CSP devem atender aos parâmetros explicados na seção 3.7.1, para ser analisado o benefício da hibridização em relação ao LCOE. As comparações entre as plantas híbridas e exclusivamente CSP são principalmente em relação ao LCOE, fator de capacidade e área ocupada.

#### **4.1.1 Bom Jesus da Lapa**

Situada na região Nordeste do Brasil (NE), Bom Jesus da Lapa fica localizada na Bahia na região sul do vale São Francisco e foi assinalada na Figura 24 junto das outras cidades escolhidas.

Os principais dados climatológicos da cidade de Bom Jesus da Lapa estão apresentados na Tabela 14.

Tabela 14 - Dados de Bom Jesus da Lapa

Município	Bom Jesus da Lapa
Latitude	-13,27° N
Longitude	-43,42° E
Origem dos dados climatológicos	SWERA
Irradiação direta [KWh/m <sup>2</sup> /dia]	6,02
Irradiação difusa [KWh/m <sup>2</sup> /dia]	1,84
Temperatura média [°C]	26,1
Velocidade média do vento [m/s]	1,6

Fonte: (SAM/NREL, 2016)

#### 4.1.2 Porto Nacional

Porto Nacional é um município do estado de Tocantins e está localizado no Oriente de Tocantins na Microrregião de Porto Nacional, está assinalada na Figura 24 junto das outras cidades escolhidas.

Os principais dados climatológicos de Porto Nacional estão apresentados na Tabela 15.

Tabela 15- Dados de Porto Nacional

Município	Porto Nacional
Latitude	-10,7° N
Longitude	-48,4° E
Origem dos dados climatológicos	SWERA
Irradiação direta [KWh/m <sup>2</sup> /dia]	5,12
Irradiação difusa [KWh/m <sup>2</sup> /dia]	2,15
Temperatura média [°C]	27,1
Velocidade média do vento [m/s]	1,1

Fonte: (SAM/NREL, 2016)

### 4.1.3 Campo Grande

Campo Grande está situado na região Centro-Oeste (CO) do Brasil, capital do estado de Mato Grosso do Sul. Está assinalada na Figura 24 junto das outras cidades escolhidas.

Os principais dados climatológicos de Campo Grande estão apresentados na Tabela 16.

*Tabela 16- Dados de Campo Grande*

Município	Campo Grande
Latitude	-20,47° N
Longitude	-54,67° E
Origem dos dados climatológicos	SWERA
Irradiação direta [KWh/m <sup>2</sup> /dia]	4,89
Irradiação difusa [KWh/m <sup>2</sup> /dia]	2,10
Temperatura média [°C]	24,0
Velocidade média do vento [m/s]	3,9

*Fonte: (SAM/NREL, 2016)*

### 4.1.4 Florianópolis

Florianópolis é a capital do estado de Santa Catarina e está localizada na região sul do país. Está assinalada na Figura 24 junto das outras cidades escolhidas.

Os principais dados climatológicos de Florianópolis estão apresentados na Tabela 17.

Tabela 17- Dados de Florianópolis

Cidade	Florianópolis
Latitude	-27,67° N
Longitude	-48,55° E
Origem dos dados climatológicos	SWERA
Irradiação direta [KWh/m <sup>2</sup> /dia]	3,90
Irradiação difusa [KWh/m <sup>2</sup> /dia]	1,99
Temperatura média [°C]	20,7
Velocidade média do vento [m/s]	3,3

Fonte: (SAM/NREL, 2016)

#### 4.1.5 Dimensionamento e avaliação das tecnologias

Na planta híbrida, a parte dos 50MW de CSP é a que sofre variações significativas entre as localidades, principalmente no tamanho do tanque de armazenamento térmico e campo solar. A parte CSP deve se ajustar a geração diária da fotovoltaica para que a geração da planta seja entre 50MW e 65MW, e fazer com que a geração anual seja próxima a estabelecida, cumprindo durante o maior número de dias aos parâmetros de funcionamentos definidos na seção 3.7.1 e buscando obter o menor LCOE.

Os dados técnicos dos sistemas considerados são apresentados na Tabela 18. Para início das simulações, é simulada a parte fotovoltaica na localidade e visto sua geração anual. A geração anual da parte CSP deve ser um valor que, somado a geração da parte fotovoltaica já simulada, dê um valor da geração anual próximo ao alvo descrita nos parâmetros de geração das plantas híbridas de 327,5 GWh/ano.



Tabela 18 - Principais dados técnicos das plantas simuladas

CSP	<b>Município</b>		BJL	PN	CG	FLO	
	<b>Irradiação direta normal de projeto [W/m<sup>2</sup>]</b>		768,93	722,66	688,86	597,21	
	<b>Fluido de transferência de calor</b>		Therminol VP-1				
	<b>Coletor</b>		SkyFuel SkyTrough				
	<b>Absorvedor</b>		Schott PRT80				
	<b>Bloco de potência</b>	<b>Potência nominal</b>		50 MW			
		<b>Potência de projeto</b>		56 MW			
		<b>Eficiência do ciclo</b>		37,4%			
		<b>Pressão da caldeira</b>		100 bar			
		<b>Tipo de condensador</b>		Evaporativo			
<b>Temperatura ambiente de projeto</b>		26,0°C	27,1°C	24,0°C	20,7°C		
<b>Fluido de armazenamento de calor</b>		Hitec Solar Salt					
FV	<b>Irradiação global [KWh/m<sup>2</sup>/dia]</b>		7,86	7,27	6,99	5,89	
	<b>Módulo</b>		Canadian Solar CS6P-260P				
	<b>Inversor</b>		SMA America: SC750CP-US 342V [CEC 2012]				
	<b>Projeto do sistema</b>	<b>Potência nominal</b>		50 MW			
		<b>Potência de projeto</b>		49,99 MW			
		<b>Número de módulos</b>		192126			
		<b>Módulos por <i>string</i></b>		22			
		<b><i>Strings</i> em paralelo</b>		8733			
<b>Numero de inversores</b>		59					

Fonte: Elaboração própria usando dados do software (SAM/NREL, 2016)

Uma das dificuldades dessa hibridização são os picos de geração que ocorrem na geração fotovoltaica. Esses picos devem ser compensados pela

geração da turbina na CSP para que não ultrapassem o limite estabelecido de geração, não violem possível contrato com a concessionária de energia ou não danifiquem algum componente elétrico externo a planta. Sempre que ocorrem os picos de geração fotovoltaica, a CSP deve reduzir sua geração no bloco de potência através do controle de despacho para que não ultrapassem os limites estabelecidos.

As gerações apresentadas na Figura 33 são das partes CSP e fotovoltaica separadamente e a curva em azul é a geração da planta híbrida (CSP-FV), que na verdade é a soma das outras duas curvas, em um dia aleatório do ano.

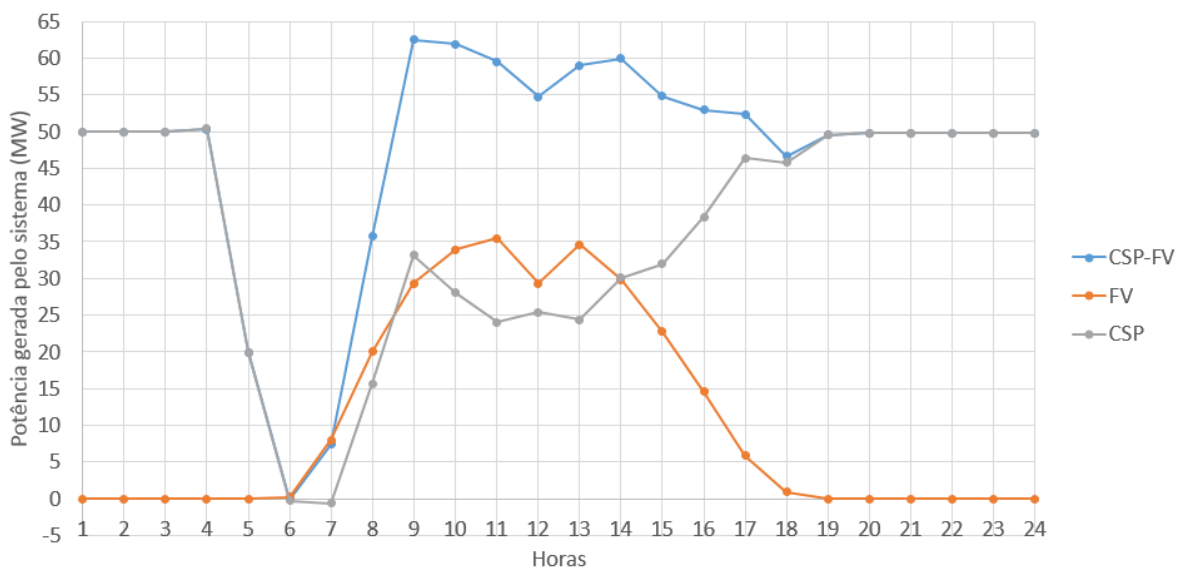


Figura 33 - Gerações das plantas híbrida, CSP e fotovoltaica para o dia 09/10 em Bom Jesus da Lapa

O controle de despacho de energia da CSP deve absorver os picos de geração às 11 horas e às 13 horas buscando sempre uma geração próxima de 50MW. Como o sistema possui uma inercia térmica e os picos de geração da fotovoltaica são praticamente instantâneos, os parâmetros estabelecidos para a planta híbrida admite que a geração extrapole em 30% a geração nominal, podendo chegar até 65MW.

O sistema de despacho do armazenamento térmico controla a porcentagem de geração da turbina no bloco de potência. Em determinados momentos a fração de geração da turbina teve que chegar a 30% para compensar os picos da fotovoltaica.

As plantas foram simuladas com os parâmetros financeiros apresentados na Tabela 19. Os tributos foram simplificados somente para um único tributo federal. Essa porcentagem de tributos de 34% (aproximadamente 27% de imposto de renda e 7% de contribuições) foi adotada por ser mais conservativa e também por ter sido adotada em outros trabalhos como SCHAEFFER et al. (2012), Soria (2011) e Malagueta (2013).

*Tabela 19 - Parâmetros financeiros usados no SAM*

Período de análise	30 anos
Inflação	0%
Taxa real de desconto	10%
Tributos	34%
Seguro	0,5% do custo total instalado
Valor residual	0% do custo total instalado
TIR mínimo requerido	15% (a.a.)
Depreciação	Linear 10 anos

Esses autores simulam também um cenário mais favorável com menor incidência de impostos. No entanto, o objetivo desse trabalho não é esse, se limitando apenas a analisar os parâmetros financeiros mais conservativos e comparar as plantas na mesma situação.

A depreciação da planta foi considerada como sendo linear em 10 anos. Foi considerado o uso de capital próprio no investimento das plantas visto que o risco percebido com a tecnologia, que ainda é nova no Brasil, apresentaria alta taxa de juros (SCHAEFFER, 2012).

Na Tabela 20 se encontram os valores dos custos de capital e de operação da parte CSP das plantas, na Tabela 21 se encontram os custos de capital e de operação da parte fotovoltaica das plantas e na Tabela 22 temos os valores médios dos terrenos em cada localidade. Os valores dos terrenos são usados como entrada nas simulações das partes fotovoltaica e CSP, eles são valores médios que podem

variar com o tempo, mas que não alteram significativamente os resultados das simulações.

Tabela 20 - Custos utilizados no SAM para CSP

Custos diretos de capital	Obras de melhoria do terreno	30,00 US\$/m <sup>2</sup>
	Campo solar	170,00 US\$/m <sup>2</sup>
	Fluido de transferência de calor	70,00 US\$/m <sup>2</sup>
	Armazenamento térmico	75,00 US\$/m <sup>2</sup>
	Sistema de hibridização	0,00 US\$/m <sup>2</sup>
	Bloco de potência	940,00 US\$/m <sup>2</sup>
	Balanco da planta	120,00 US\$/m <sup>2</sup>
Custos indiretos de capital	Engenharia, projeto e construção e custos do proprietário	11% dos custos diretos
Custos de operação e manutenção	Custo fixo por potência	66 US\$/KW.ano
	Custo variável por geração	4 US\$/MWh

Fonte: Elaboração própria com dados de Kurup & Turchi, 2015 e Turchi C., 2010.

Tabela 21 - Custos utilizados no SAM para fotovoltaica

Custos diretos de capital	Módulo	0,65 US\$/Wdc
	Inversor	0,11 US\$/Wdc
	Balanco do sistema	0,32 US\$/Wdc
	Custo de instalação	0,19 US\$/Wdc
		0,16 US\$/Wdc
Custos indiretos de capital	Estudo de licenciamento ambiental	0,02 US\$/Wdc
	Engenharia e desenvolvimento	0,16 US\$/Wdc
	Interligação com a rede	0,03 US\$/Wdc
Custos de operação e manutenção	Custo fixo por capacidade	15,00 US\$/KW.ano
	Custo variável por geração	0,00 US\$/MWh

Fonte: Elaboração própria com dados do SAM/NREL, 2016, Feldman, et al., 2013, Photon, 2016 e Fraunhofer, 2015.

Tabela 22 - Custos utilizados no SAM para os terrenos

Localidade	Valor médio do terreno [US\$/acre]
Bom Jesus da Lapa	1952,13
Porto Nacional	630,18
Campo Grande	3578,12
Florianópolis	5910,23

Fonte: Elaboração própria com dados do INCRA, 2015.

Os dados de custos das plantas podem ser vistos na Tabela 23 onde os custos estão divididos entre as tecnologias fotovoltaica e CSP cilindro-parabólico nos custos para a planta híbrida, e na última linha dos valores da planta híbrida tem-se o total dos custos de capital da planta híbrida para comparação com a planta exclusivamente CSP.

Tabela 23 - Custos para a plantas híbrida e exclusivamente CSP em cada localidade

	Município	BJL	PN	CG	FLO	
Planta híbrida	CSP	<b>Custos diretos de capital [milhões US\$]</b>	439.68	492.55	549.53	861.91
		<b>Custos indiretos de capital [milhões US\$]</b>	49.40	54.59	66.58	101.87
		<b>Total dos custos de capital [milhões US\$]</b>	489.08	547.14	616.11	963.78
		<b>Custo total instalado por potência [US\$/KW]</b>	9880.41	10855.93	12446.68	19470.36
		<b>O&amp;M: custo fixo por potência [US\$/KW.ano]</b>	66.00			
		<b>O&amp;M: custo variável por geração [US\$/MWh]</b>	4.00			
		FV	<b>Custos diretos de capital [milhões US\$]</b>	71.49	71.49	71.49
	<b>Custos indiretos de capital [milhões US\$]</b>		10.64	10.55	11.14	10.94
	<b>Total dos custos de capital [milhões US\$]</b>		82.14	82.04	82.63	82.43
	<b>Custo total instalado por potência [US\$/Wdc]</b>		1.64	1.64	1.65	1.65
	<b>O&amp;M: custo fixo por potência [US\$/KW.ano]</b>		15.00			
	<b>Total dos custos de capital da planta híbrida [milhões US\$]</b>	571.22	629.18	698.74	1046.21	
Planta exclusivamente CSP	<b>Custos diretos de capital [milhões US\$]</b>	534.81	596.31	673.29	1035.67	
	<b>Custos indiretos de capital [milhões US\$]</b>	60.22	66.11	82.72	123.32	
	<b>Total dos custos de capital [milhões US\$]</b>	595.02	662.43	756.01	1158.98	
	<b>Custo total instalado por potência [US\$/KW]</b>	12020.68	13143.37	15272.99	23413.82	
	<b>O&amp;M: custo fixo por potência [US\$/KW.ano]</b>	66.00				
	<b>O&amp;M: custo variável por geração [US\$/MWh]</b>	4.00				

Foi utilizado um valor de 20% para a contingência, que é uma porcentagem da soma dos valores de melhoria do terreno, campo solar, fluido de transferência de calor, armazenamento térmico, sistema de hibridização e bloco de potência para cobrir possíveis incertezas esperadas nas estimativas de custo direto. Esse valor é bem conservativo quando comparado aos 7% padrão sugeridos pelo SAM, e esse valor de 20% também foi utilizado por HOFFMANN (2010) na sua dissertação sobre o ciclo combinado com gaseificação integrada e a captura de CO<sub>2</sub>.

## **4.2 Resultados e discussões**

Em cada localidade foram encontrados múltiplos solares, definido na seção 3.5, adequados para minimizar o LCOE com os parâmetros financeiros defendidos na seção 3.7.2.

Um resumo das simulações realizadas pode ser visto na Tabela 24 e na Tabela 25 detalhes específicos das partes CSP das plantas híbridas em cada localidade e das plantas CSP sozinhas atendendo os parâmetros específicos de geração.

Tabela 24 - Geração, LCOE, fator de capacidade e área ocupada das plantas simuladas

	Localidade	Geração [GWh/ano]	LCOE [¢/KWh]	Fator de capacidade [%]	Área ocupada [acres]
Parte CSP da planta híbrida	Bom Jesus da Lapa	241,434	36,23	56,60	528,00
	Porto Nacional	244,303	39,89	55,30	657,00
	Campo Grande	244,794	44,53	56,50	715,00
	Florianópolis	253,716	66,46	58,50	1195,00
Parte fotovoltaica da planta híbrida	Bom Jesus da Lapa	86,83	17,97	19,80	74,30
	Porto Nacional	83,006	18,78	19,00	
	Campo Grande	82,633	18,98	18,90	
	Florianópolis	73,744	21,22	16,80	
Planta híbrida	Bom Jesus da Lapa	328,118	31,09	37,60	602,30
	Porto Nacional	327,309	34,12	37,20	731,30
	Campo Grande	327,427	37,58	37,60	789,30
	Florianópolis	327,453	55,27	37,60	1269,30
Exclusivamente CSP atendendo os parâmetros	Bom Jesus da Lapa	327,465	32,31	75,50	711,00
	Porto Nacional	327,572	35,80	74,20	826,00
	Campo Grande	327,243	40,69	75,50	1010,00
	Florianópolis	327,298	61,53	75,50	1589,00



Tabela 25 - Múltiplo solar e horas de carga total das simulações CSP

Localidade	Parte CSP das plantas híbridas		Exclusivamente CSP atendendo os parâmetros de geração	
	Múltiplo Solar	Horas de carga total	Múltiplo Solar	Horas de carga total
Bom Jesus da Lapa	2,19	13	2,94	15
Porto Nacional	2,50	13	3,15	16
Campo Grande	2,64	16	3,73	17
Florianópolis	3,80	26	5,01	28

Na Tabela 10 da seção 3.5 pode-se ver que a irradiação de projeto utilizada nas simulações CSP de Bom Jesus da Lapa para Porto Nacional varia de 46,27 W/m<sup>2</sup>, de Porto Nacional para Campo Grande varia de 33,80 W/m<sup>2</sup> e de Campo Grande para Florianópolis varia de 91,65 W/m<sup>2</sup>.

Primeiramente em Bom Jesus da Lapa, analisando a planta exclusivamente CSP, ela teve geração anual de aproximadamente 327,5 GWh/ano, LCOE de 32,31 ¢/KWh, fator de capacidade de 75,50 e ocupa uma área de 711,00 acres. A parte CSP da planta híbrida teve um LCOE de 36,23 ¢/KWh e um fator de capacidade 56,60. A planta exclusivamente CSP obteve LCOE menor e fator de capacidade maior que em relação somente a parte CSP da planta híbrida. Além da área ocupada ser de 183,00 acres a menor.

Na planta exclusivamente CSP, a turbina do bloco de potência está sempre trabalhando à máxima capacidade e sempre está requisitando calor do campo solar e do sistema de armazenamento.

Já na parte CSP da planta híbrida a turbina não opera na capacidade máxima entre parte do período de geração fotovoltaica (05 às 16 horas dependendo do mês

do ano) como demonstrado na Figura 33. No início da manhã os reservatórios térmicos estão com energia mínima e as turbinas operam em capacidade máxima, mas com pouca irradiação direta.

A partir das 7 horas a capacidade da turbina começa a ser reduzida para que a soma da energia gerada pela fotovoltaica e pela CSP não ultrapassem 65MW devido aos picos de geração da fotovoltaica, e o reservatório térmico começa a armazenar energia. Aproximadamente as 18 horas a turbina volta a potência máxima e fica em operação até a descarga total da energia do reservatório térmico.

Na Figura 35 pode-se ver que a massa de fluido quente, para geração de vapor e conseqüentemente energia na turbina no bloco de potência, chega ao seu mínimo aproximadamente as 4 horas do dia 18/03. É o mesmo momento em que vemos na Figura 34 um mínimo de geração, na madrugada do dia 18/03.

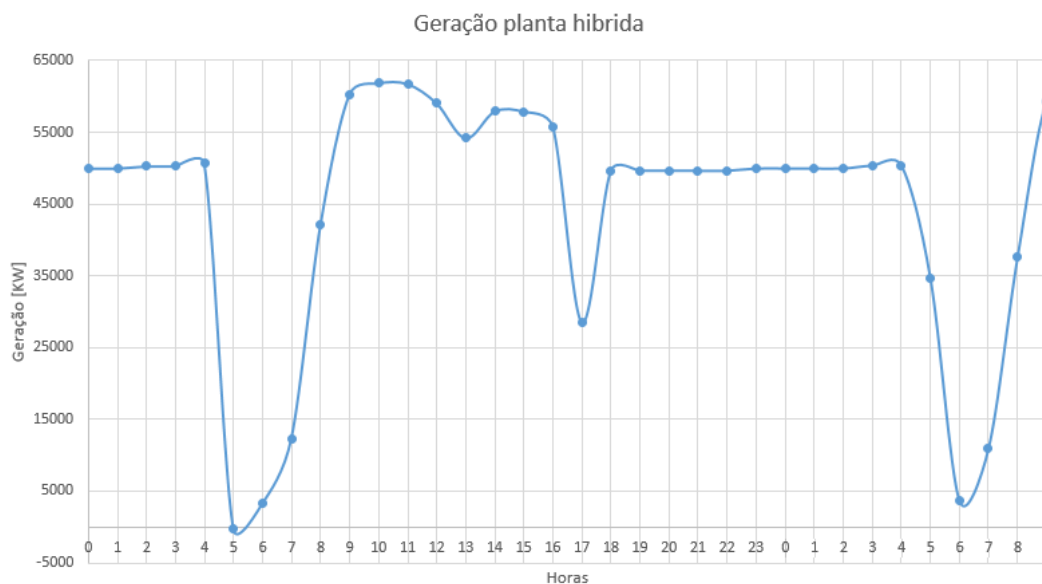


Figura 34 - Geração da planta híbrida em B.J.L. - 17/03  
Fonte: (SAM/NREL, 2016)

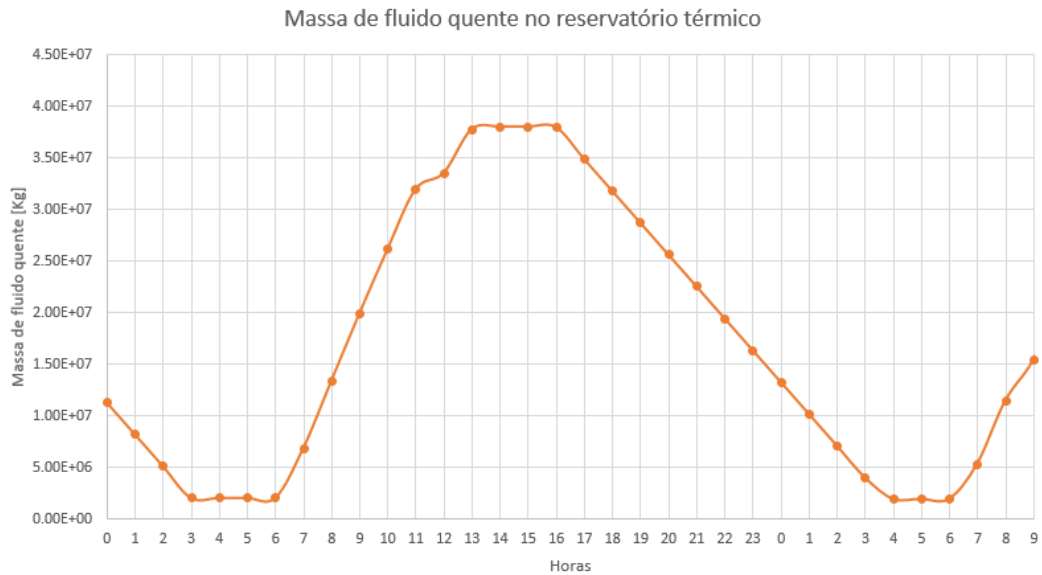


Figura 35 - Massa do fluido quente no reservatório térmico da planta híbrida em BJL - 17/03  
 Fonte: (SAM/NREL, 2016)

As duas plantas CSP tem capacidade nominal de 50MW, mas como a exclusivamente CSP necessita de uma maior produção (sem aumentar a potência), ela tem um maior reservatório de energia térmica e conseqüentemente necessita de um maior múltiplo solar.

Comparando somente as componentes CSP, a que cumpre os parâmetros de geração sozinha apresenta um menor LCOE, ou seja, nessas condições específicas de geração é necessário que a turbina opere sempre no máximo. Na CSP que faz parte da usina híbrida a turbina opera, em determinados momentos, com uma fração de geração menor que 50% prejudicando a geração de energia e aumentando o LCOE. Mas mesmo com essa redução de geração e aumento do LCOE ainda é vantajoso financeiramente integrar a fotovoltaica à planta CSP, pois a planta híbrida atende a todos os parâmetros de geração e apresenta um LCOE menor que a planta que opera exclusivamente CSP.

*Tabela 26 – Relação entre parâmetros da planta exclusivamente CSP quando comparados com a planta híbrida*

Localidade	Planta híbrida em relação a exclusivamente CSP	
	Múltiplo Solar	LCOE
Bom Jesus da Lapa	132,25%	103,92%
Porto Nacional	126,00%	104,92%
Campo Grande	141,29%	108,28%
Florianópolis	131,84%	111,33%

Na Tabela 26 pode-se observar as porcentagens do múltiplo solar e do LCOE da planta híbrida em relação a planta exclusivamente CSP. Em Bom Jesus da Lapa o múltiplo solar da planta CSP que opera sozinha é 32,25% maior que o múltiplo solar da parte CSP da planta híbrida e o LCOE da planta CSP que opera sozinha é 3,92% maior que da planta híbrida.

Em Porto Nacional, que apresenta irradiações direta e global menores que em Bom Jesus da Lapa, o múltiplo solar da planta CSP que opera sozinha é 26,00% maior que o múltiplo solar da parte CSP da planta híbrida e o LCOE da planta CSP que opera sozinha é 4,92% maior que da planta híbrida. Em Campo grande os valores voltam a subir sendo 41,29% para o múltiplo solar e 8,28% para o LCOE e em Florianópolis temos 31,84% para o múltiplo solar e 11,33% para o LCOE.

Esses valores nos demonstram que não existe uma linearidade em relação aos valores de irradiações direta e global e o múltiplo solar e o LCOE. No APÊNDICE III pode-se ver os dados do SAM de irradiação direta utilizados nas simulações das localidades selecionadas. O valor médio para Bom Jesus da Lapa é maior que para Porto Nacional, mas pode-se ver na série temporal de irradiação

de Bom Jesus da Lapa que em março, setembro, outubro, novembro e dezembro existem dias seguidos de baixa irradiação que influenciam nas simulações.

A série temporal de Porto Nacional é mais constante, apresentando menos dias seguidos com pouca irradiação quando comparado ao de Bom Jesus da Lapa. Na Figura 36 pode-se ver que o maior período com baixa irradiação em Bom Jesus da Lapa se dá nos dias 05, 06 e 07 de novembro e em Porto Nacional o maior intervalo se dá em 12 e 13 de maio. Em Bom Jesus da Lapa nesses 3 dias de baixa irradiação, o maior pico não excedeu 130 W/m<sup>2</sup>. Esses dias consecutivos influenciam no dimensionamento da planta, pois um dos parâmetros é 50 MW de geração de energia fixa durante determinados horários. Já em Porto Nacional, os dois dias de baixa irradiação tiveram picos maiores que 200 W/m<sup>2</sup>.

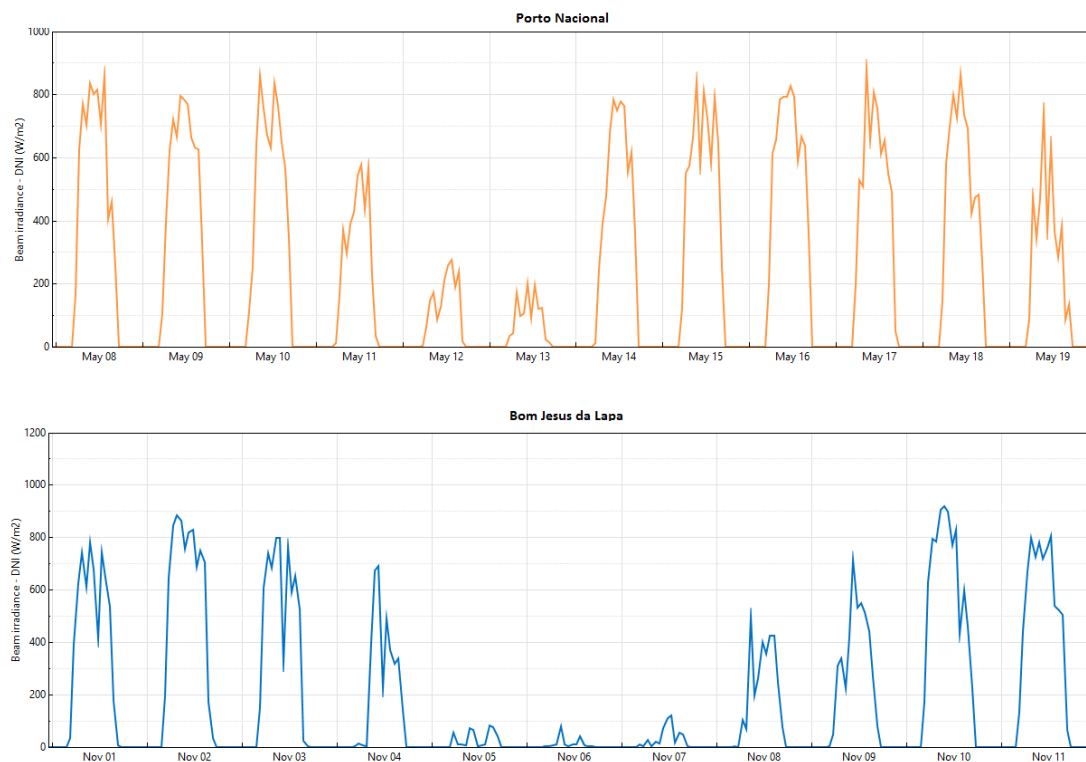


Figura 36 – Dias com menor irradiação direta em Porto Nacional e Bom Jesus da Lapa  
Fonte: (SAM/NREL, 2016)

Essas observações mostram o quão importante é fazer as simulações com um banco de dados de recurso solar confiável, sem grandes erros ou grandes intervalos de tempo sem medições. Dados de recursos solares não confiáveis

podem levar as simulações para resultados totalmente errôneos. No caso dessa dissertação, como exposto em tabelas da seção 4.1, os recursos solares utilizados foram coletados pelo projeto SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*) que mapeia o potencial eólico e solar do Brasil.

Ainda na Tabela 26, pode-se ver que em Campo Grande a porcentagem do múltiplo solar sobe para 41,29%. Esse valor é maior que em Bom Jesus da Lapa, como se pode imaginar. Interessante o fato de que, em Florianópolis é de 31,84%, menor que em Bom Jesus da Lapa.

No APÊNDICE III tem-se os dados utilizados no SAM de irradiação direta dessas duas localidades e se pode observar que aparentemente Porto Nacional tem a irradiação mais uniforme que em Campo Grande, sem apresentar grandes períodos com baixa irradiação. Mas para Florianópolis vemos que existem muitos dias com baixa irradiação em seu espectro e isso deveria aumentar consideravelmente essa porcentagem. No entanto, como veremos na Figura 43 a geração em Florianópolis já se apresenta praticamente constante, então não foi necessário um aumento muito maior que 30%.

Outro ponto a ser observado, também para essas variações na porcentagem do múltiplo solar, é a variação de temperatura ambiente nos locais de simulação. As variações de temperatura diária em cada localidade podem ser vistas da Figura 37 até a Figura 40. A média diária de temperatura para Bom Jesus da Lapa é de 31,68°C, para Porto Nacional é de 32,56°C, para Campo Grande é de 29,56°C e para Florianópolis é de 24,66°C. Bom Jesus da Lapa é o local que apresenta maior irradiação direta das localidades selecionadas, mas a localidade que apresenta a maior média diária de temperatura é Porto Nacional.

A variação da temperatura afeta principalmente o reservatório térmico que perde, em média, 0,03 MWt de energia para uma variação de 6°C aproximadamente.

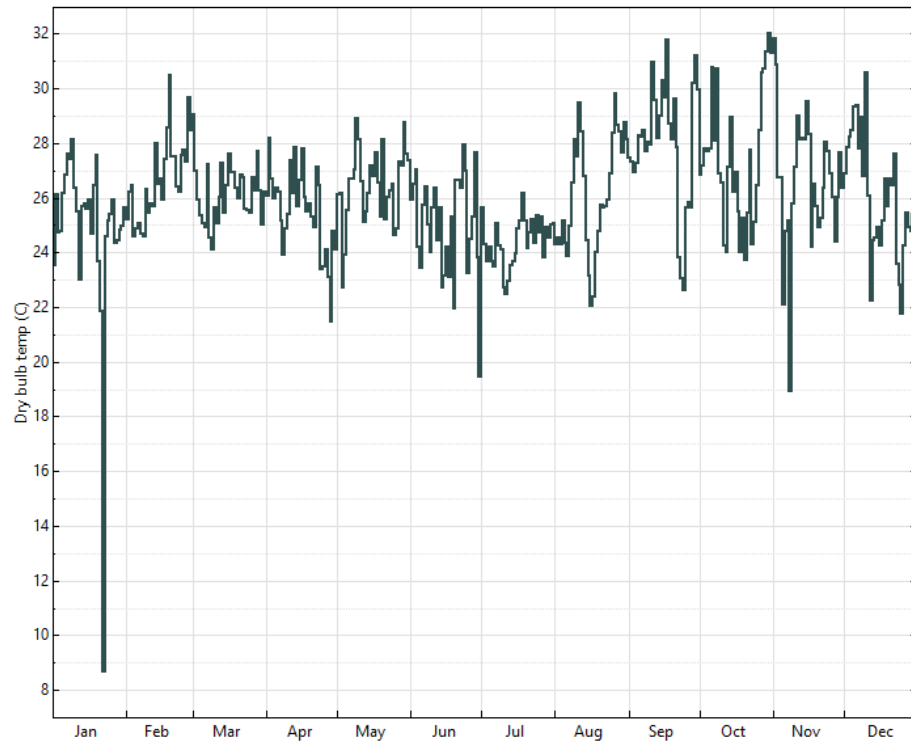


Figura 37 - Variação de temperatura diária em Bom Jesus da Lapa  
Fonte: (SAM/NREL, 2016)

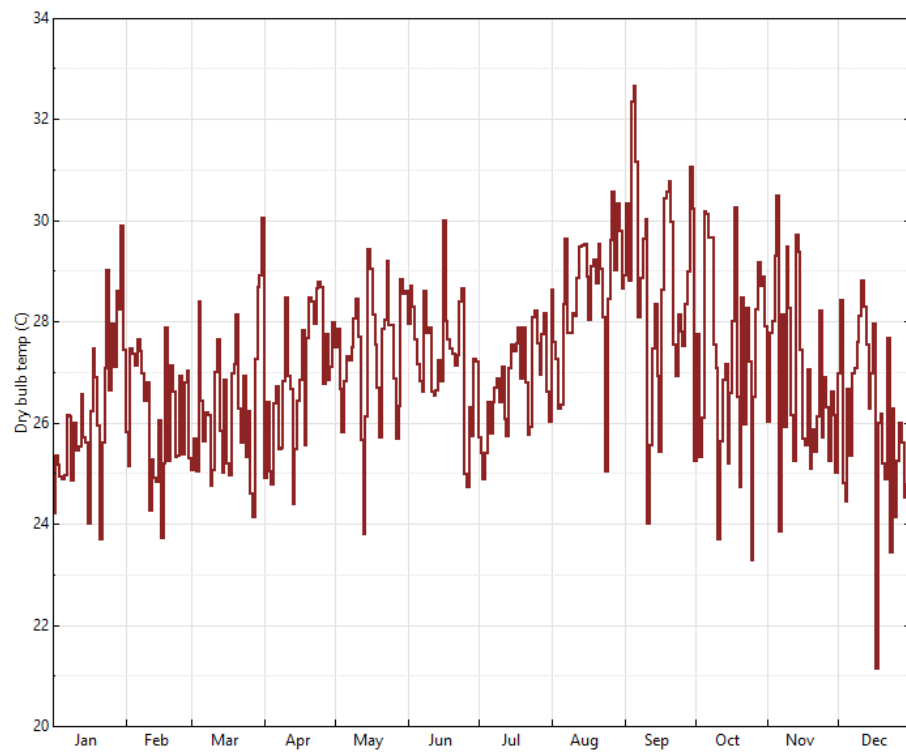


Figura 38 - Variação de temperatura diária em Porto Nacional  
Fonte: (SAM/NREL, 2016)

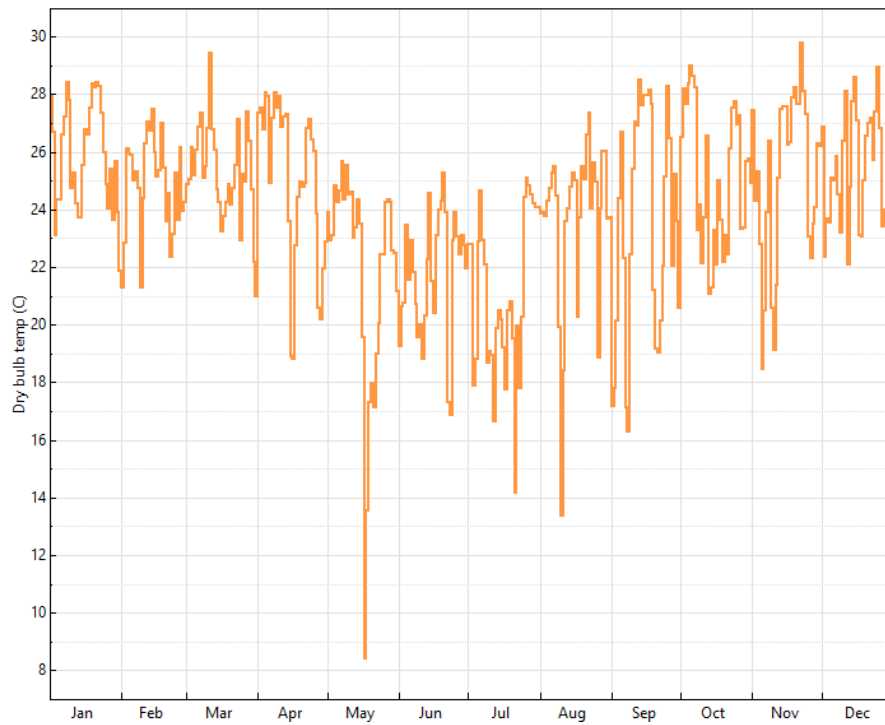


Figura 39 - Variação de temperatura diária em Campo Grande  
Fonte: (SAM/NREL, 2016)

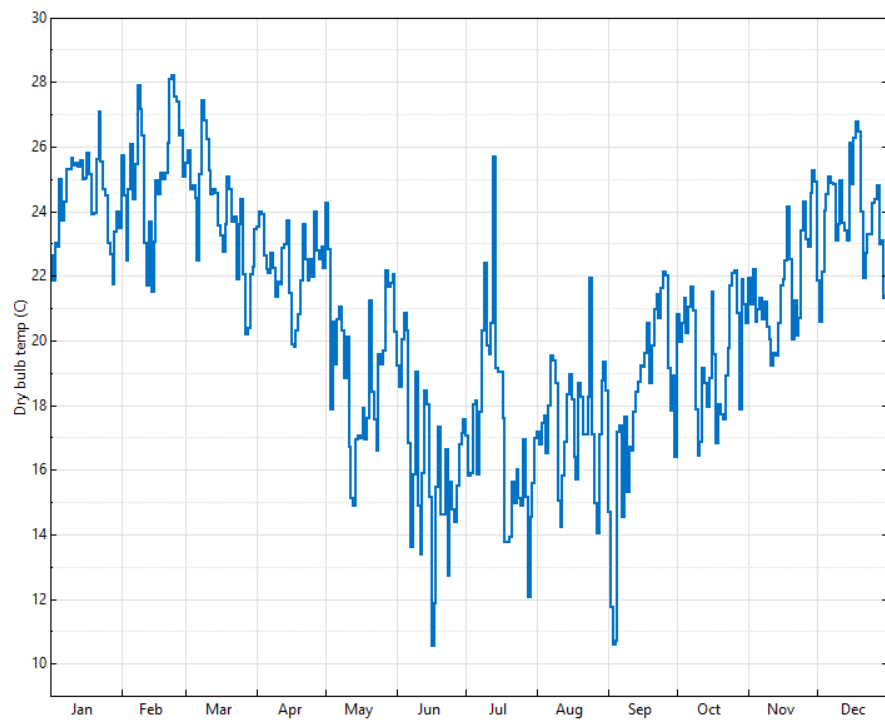


Figura 40 - Variação de temperatura diária em Florianópolis  
Fonte: (SAM/NREL, 2016)



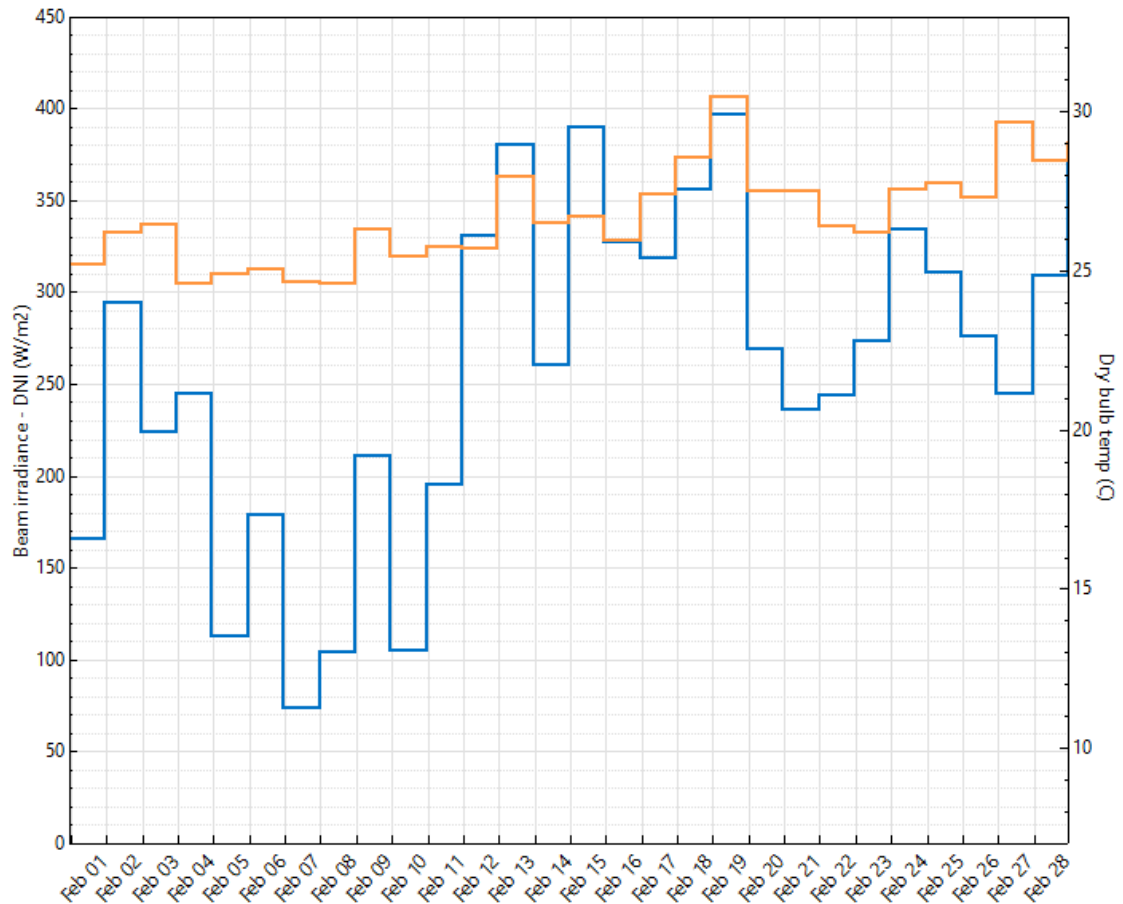


Figura 41 - Irradiação direta média diária e temperatura média diária para o mês de fevereiro em Bom Jesus da Lapa  
Fonte: (SAM/NREL, 2016)

Na Figura 41 pode-se ver a irradiação direta média diária e a temperatura média diária para o mês de fevereiro em Bom Jesus da Lapa. Pode-se ver que as temperaturas médias diárias se mantêm relativamente constantes enquanto a irradiação direta apresenta uma variação bem maior.

Analisando a planta híbrida, a hibridização de CSP com fotovoltaica faz com que haja uma diminuição global do fator de capacidade. Isso se dá pelo baixo fator de capacidade da fotovoltaica. Comparando a parte CSP da planta híbrida e da que opera exclusivamente CSP, o fator de capacidade da exclusivamente CSP é maior visto que ela possui maior tanque de armazenamento térmico (com capacidade para mais horas).

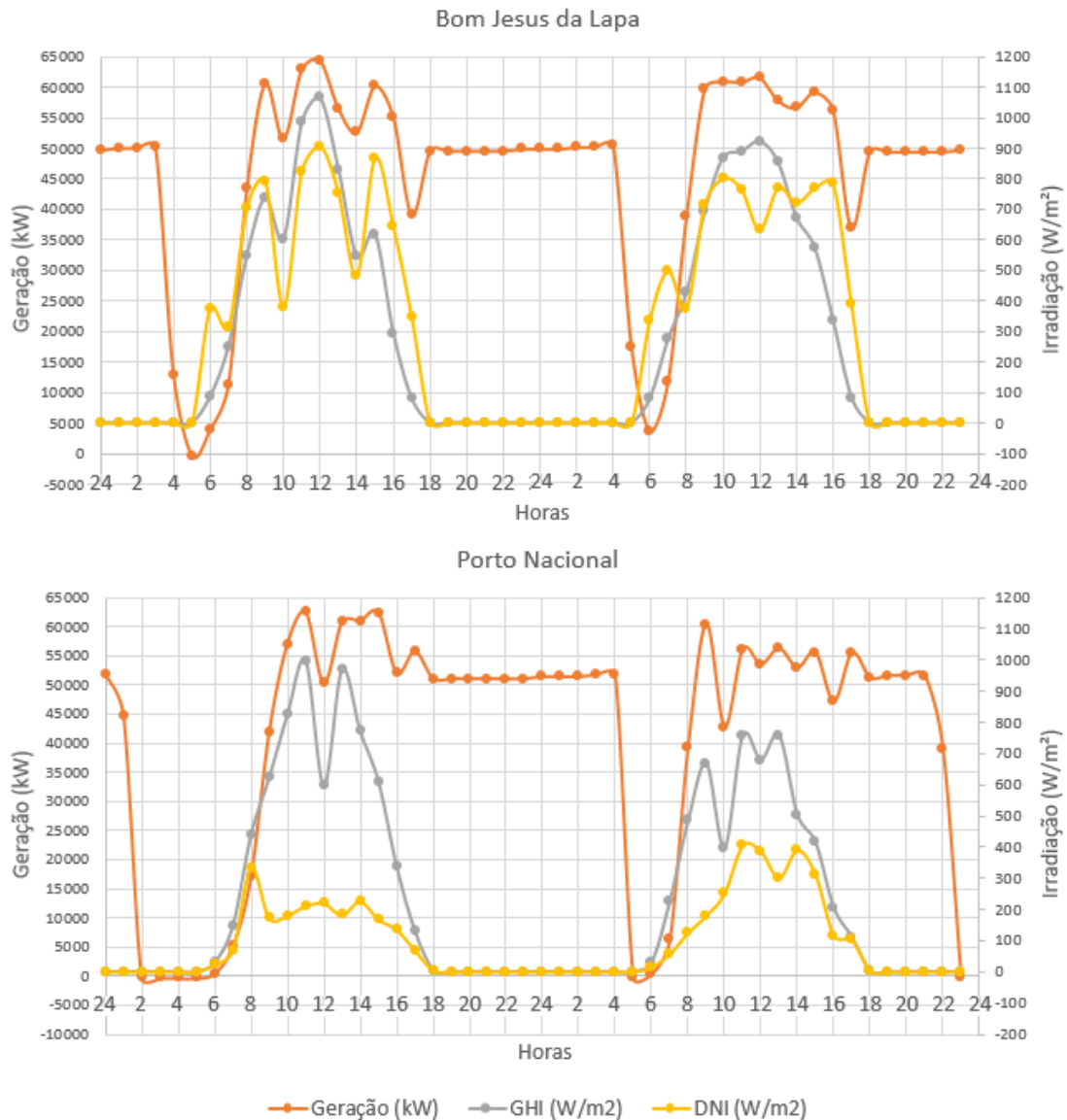


Figura 42 - Geração horária de Bom Jesus da Lapa e Porto Nacional  
Fonte: (SAM/NREL, 2016)

A Figura 42 mostra a geração hora a hora de energia elétrica pelas plantas híbridas em Bom Jesus da Lapa e Porto Nacional em dois dias aleatórios (20 e 21 de março). Pode-se observar a variação da geração elétrica na parte da manhã até aproximadamente 16 horas e observar como os maiores picos de geração casam com os picos de irradiação global. Esses picos são provenientes da geração fotovoltaica e a parte CSP tenta estabilizar essa geração através do controle de despacho.

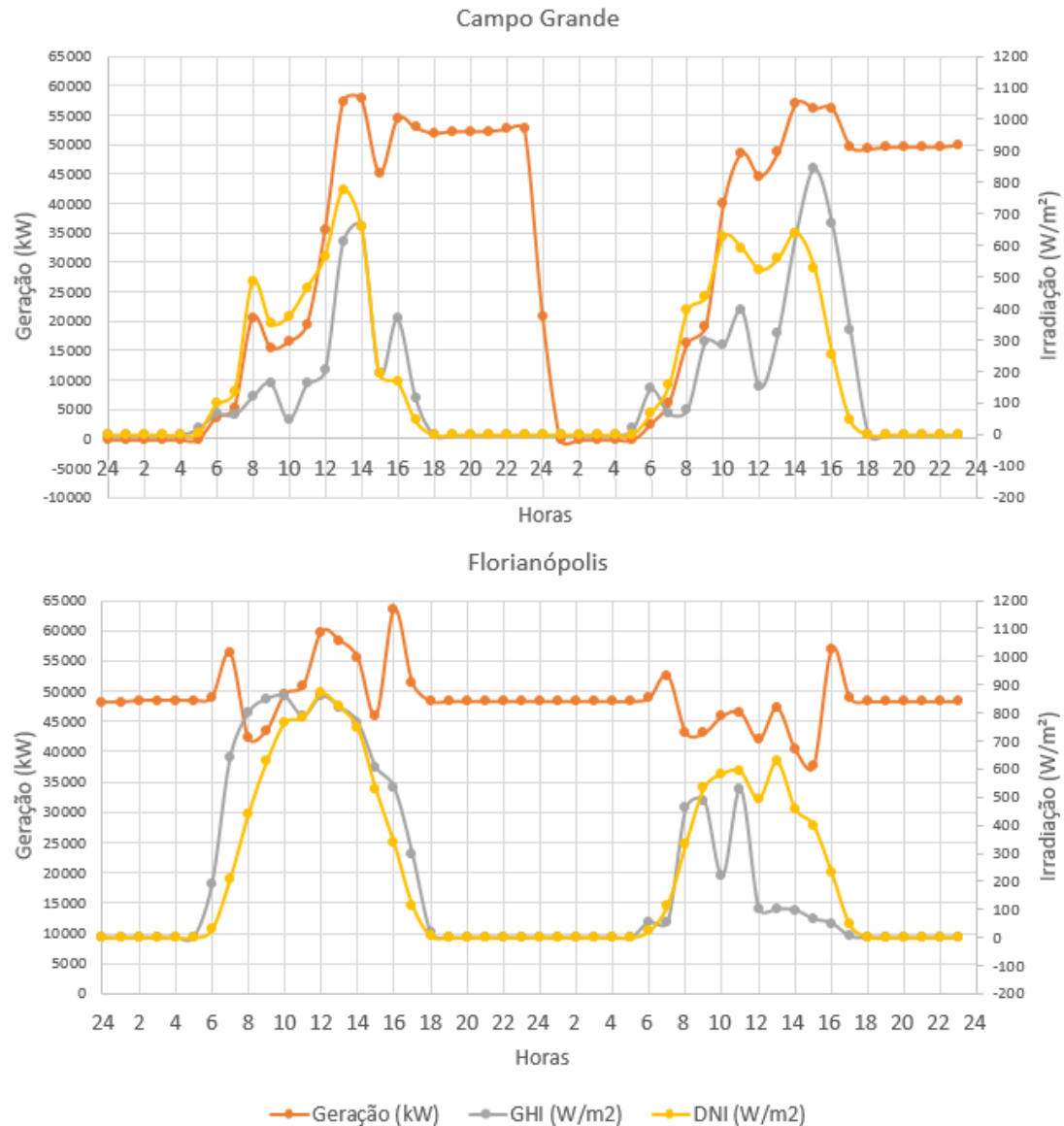


Figura 43 - Geração horária de Campo Grande e Florianópolis  
Fonte: (SAM/NREL, 2016)

A Figura 43 apresenta a geração elétrica em Campo Grande e Florianópolis para os mesmos dias que na Figura 42. Como se pode observar, a planta híbrida em Florianópolis gera energia 24 horas por dia devido ao grande reservatório térmico que ela necessitou para atender a todos os parâmetros de geração estabelecidos para essa dissertação.

A Figura 44 apresenta as médias das irradiações direta, difusa e global que foram utilizados para os cálculos no SAM em Bom Jesus da Lapa. As irradiações direta e difusa são provenientes do projeto SWERA e o SAM, através dessas

irradiações, faz o cálculo da irradiação global para executar as simulações das plantas. As Figuras Figura 46, Figura 48 e Figura 50 apresentam os valores mensais das irradiações direta e difusa para as localidades de Porto Nacional, Campo Grande e Florianópolis, respectivamente. A parte CSP da planta híbrida opera somente com a irradiação direta e a parte fotovoltaica opera com a global. Para as quatro localidades simuladas os meses que correspondem as estações de outono e início do inverno são, em média, as com maiores valores de irradiação direta. Esse período também corresponde ao mais secos do ano. A irradiação global nas localidades simuladas apresenta, ao contrário da irradiação direta, maiores valores nas estações da primavera e verão.

A Figura 45 apresenta a geração elétrica da parte CSP e da parte fotovoltaica a cada mês do ano. A maior geração da planta se dá no período de inverno, da mesma forma que para Porto Nacional (Figura 47). A Figura 49 apresenta a geração para Campo Grande e a maior geração se dá nas estações de outono e inverno, sendo uma pequena diminuição da geração no mês de transição das estações (junho). E a última localidade, Florianópolis, apresenta maior geração no outono e a menor no inverno conforme apresentado na Figura 51.

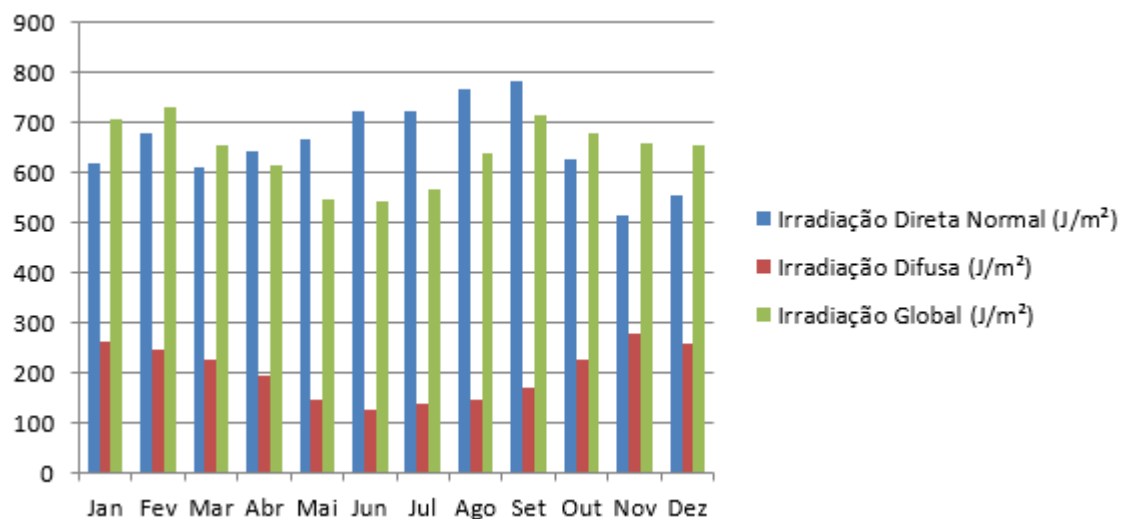


Figura 44 - Médias mensais das irradiações direta e difusa utilizadas em Bom Jesus da Lapa  
Fonte: (SAM/NREL, 2016)

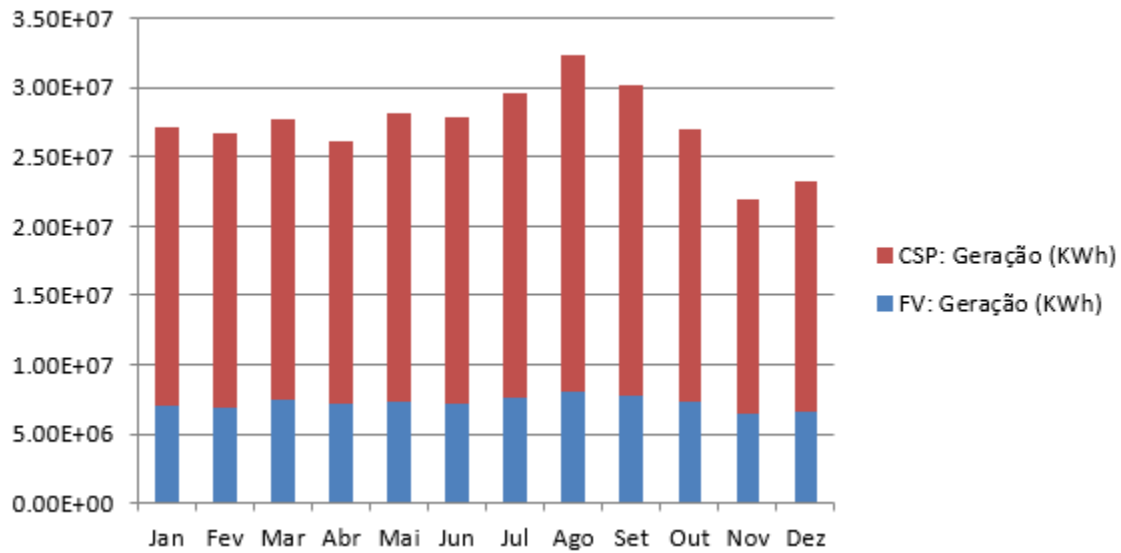


Figura 45 - Gerações mensais das partes CSP e fotovoltaica da usina híbrida em Bom Jesus da Lapa

Fonte: (SAM/NREL, 2016)

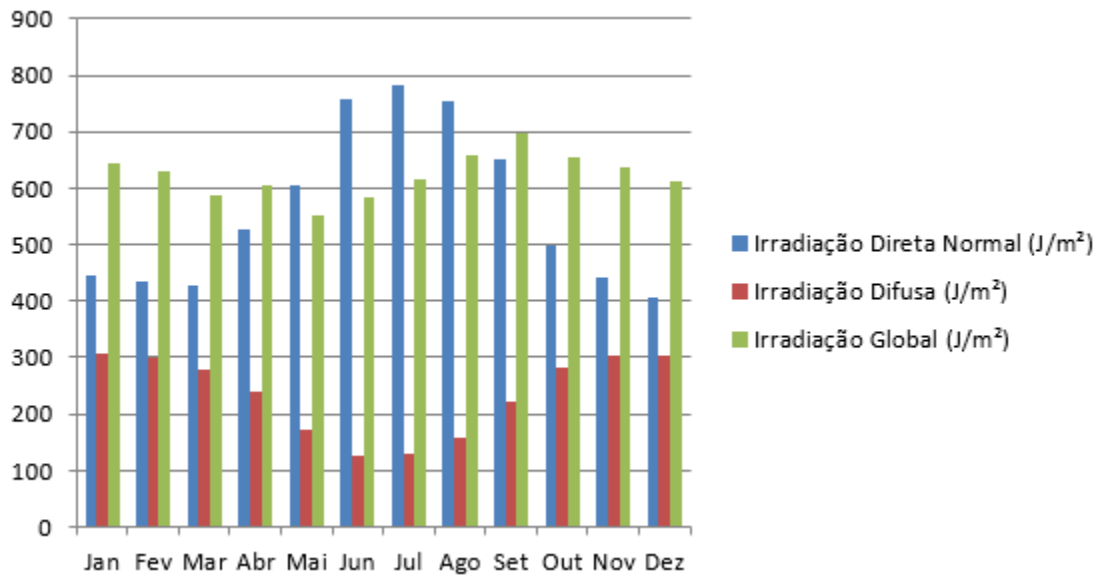


Figura 46 - Médias mensais das irradiações direta e difusa utilizadas em Porto Nacional

Fonte: (SAM/NREL, 2016)

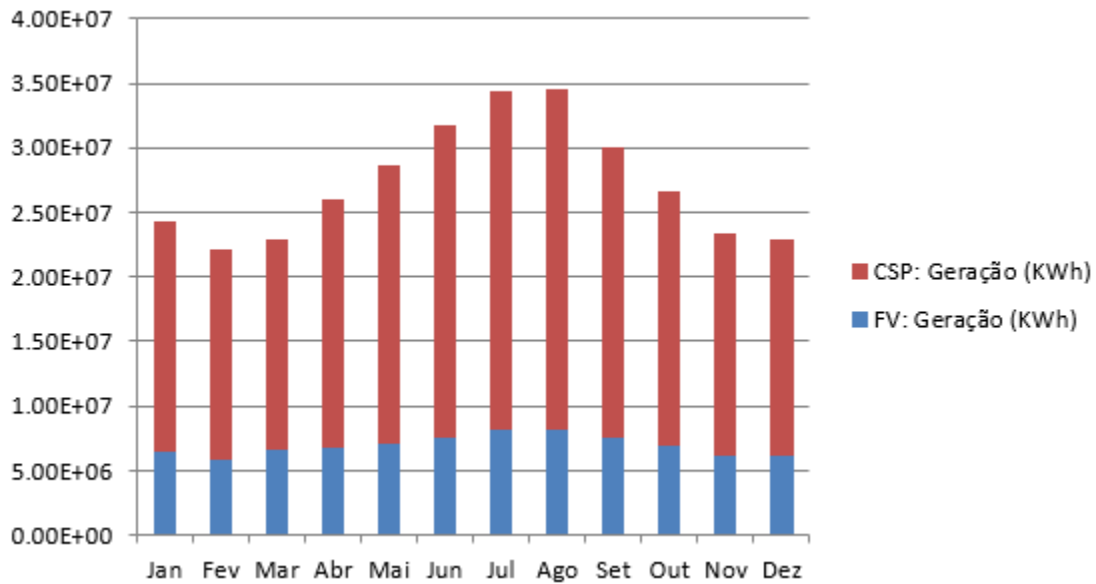


Figura 47 - Gerações mensais das partes CSP e fotovoltaica da usina híbrida em Porto Nacional  
Fonte: (SAM/NREL, 2016)

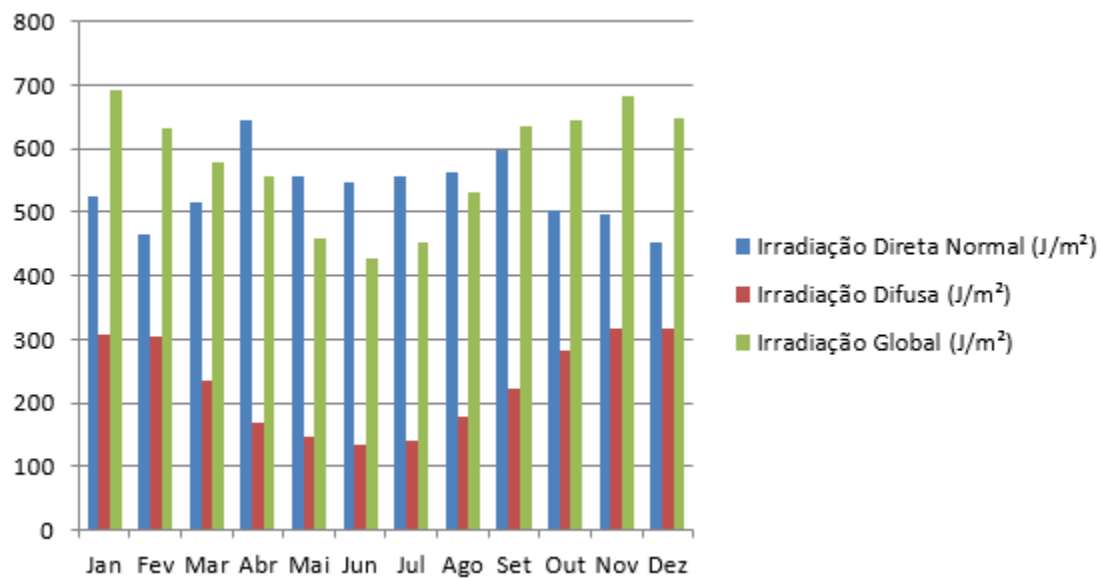


Figura 48 - Médias mensais das irradiações direta e difusa utilizadas em Campo Grande  
Fonte: (SAM/NREL, 2016)

## Capítulo 4. Simulações das plantas

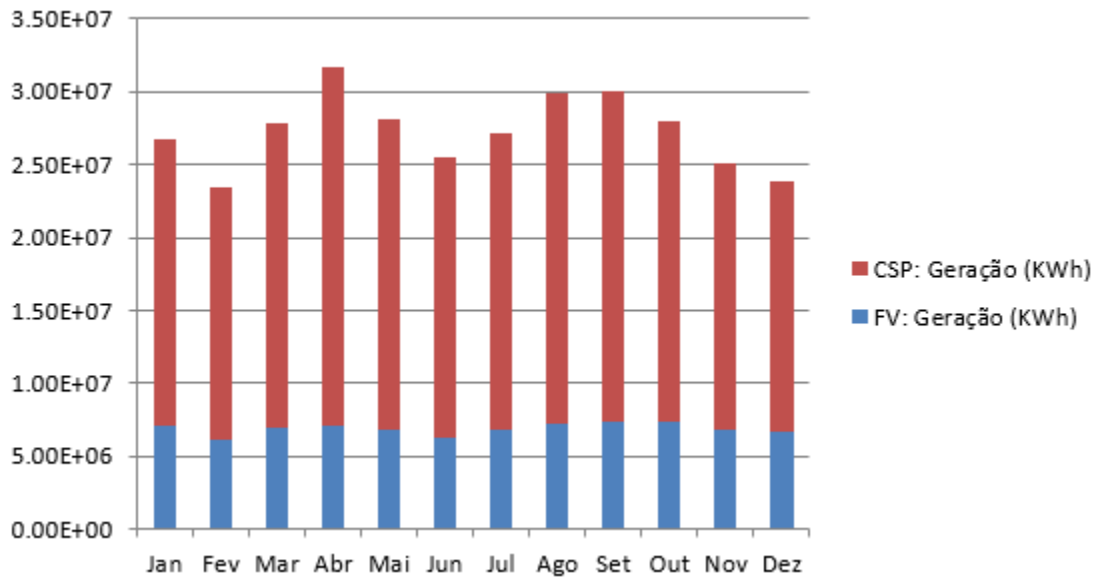


Figura 49 - Gerações mensais das partes CSP e fotovoltaica da usina híbrida em Campo Grande  
Fonte: (SAM/NREL, 2016)

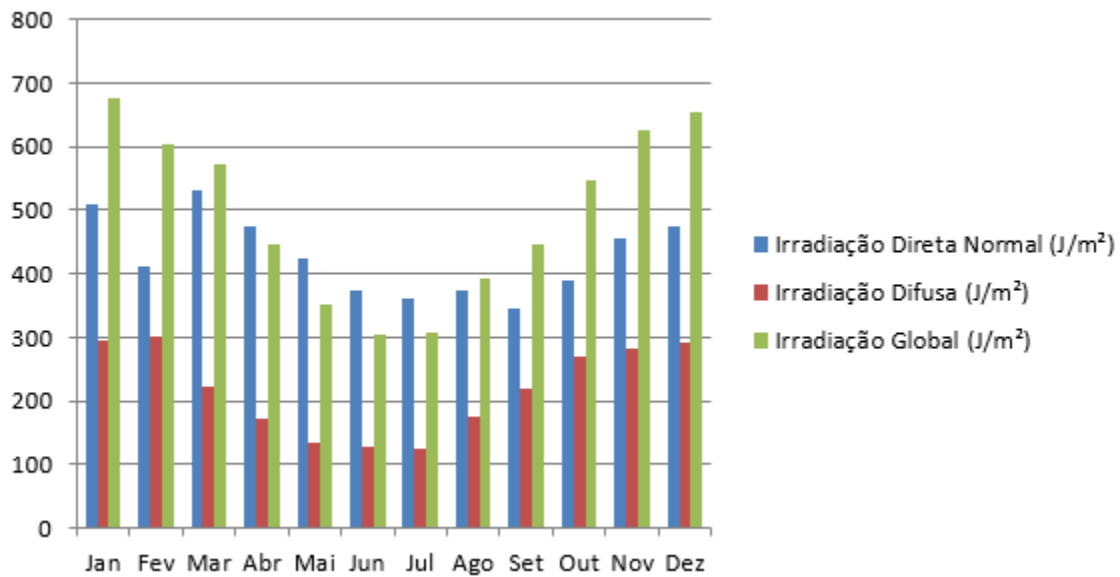


Figura 50 - Médias mensais das irradiações direta e difusa utilizadas em Florianópolis  
Fonte: (SAM/NREL, 2016)

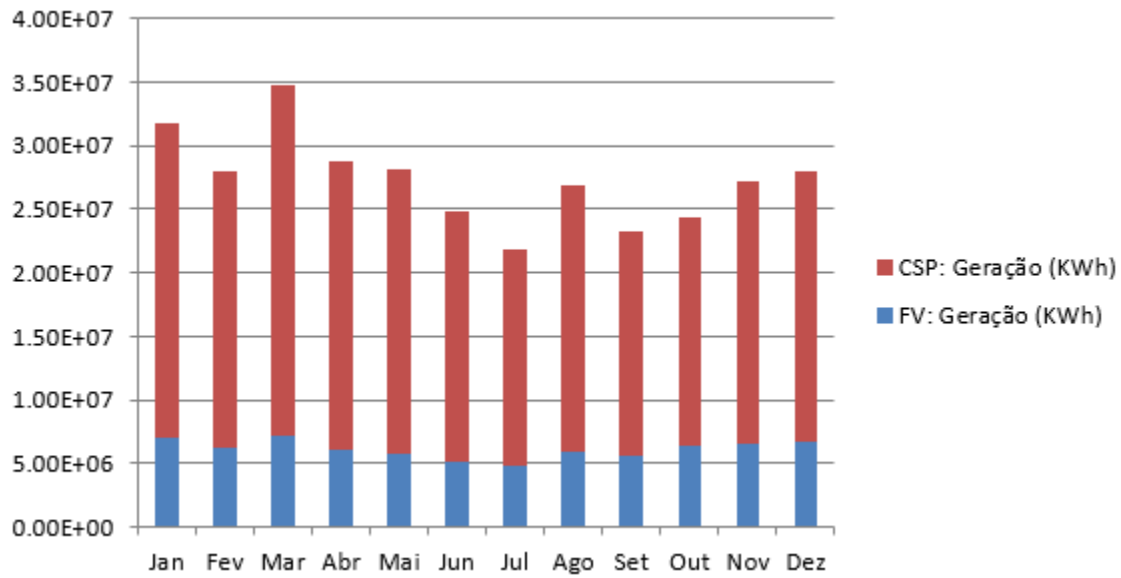


Figura 51 - Gerações mensais das partes CSP e fotovoltaica da usina híbrida em Florianópolis  
Fonte: (SAM/NREL, 2016)



## 5. CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

O objetivo desse trabalho foi realizar um estudo para encontrar uma solução otimizada em termos de custos nivelados de energia com utilização exclusivamente de energia solar que atendesse a critérios de geração previamente estabelecidos.

De acordo com as simulações realizadas nesse trabalho se verifica que o LCOE para uma planta CSP é elevado, mas quando a planta é hibridizada com a tecnologia fotovoltaica o valor do LCOE diminui tornando mais competitivo sua utilização. Essa combinação de CSP com fotovoltaica é vantajosa pois a CSP, pela sua capacidade de armazenamento, permite geração em períodos sem radiação solar, que é um problema da geração fotovoltaica e a fotovoltaica diminui o problema da CSP de ter um custo elevado. Outro problema da fotovoltaica que a CSP ameniza é a intermitência da geração de energia elétrica, que pode até gerar dificuldades para a rede elétrica. A concessionária de energia deve realizar a análise do comportamento da tensão na rede continuamente e este é um dos pontos mais observados na legislação vigente.

A hibridização da tecnologia CSP com a fotovoltaica também poderia ainda aumentar a confiança dos investidores, pois a fotovoltaica é uma tecnologia que vem ganhando um grande espaço no Brasil nos últimos anos e continua em grande expansão.

A maior utilização de fotovoltaica no Brasil está estimulando mercados diversos como o grande número de cursos de instaladores fotovoltaicos aparecendo, empresas brasileiras que estão fabricando as próprias estruturas de sustentação dos painéis fotovoltaicos, próprios inversores nacionais, estudos de reciclagem dos painéis, conectores, entre outros. Todos esses são mercados estimulados pelo uso da fotovoltaica. Com a introdução da CSP uma grande quantidade de trabalho poderia ser gerada para empresas brasileiras como a fabricação de espelhos especiais caso fosse considerada tecnologia de torre central, as estruturas metálicas de sustentação, tubulações e isolamentos, sistemas de controle, cursos de aperfeiçoamento, torre de resfriamento, entre outros.

Um projeto piloto comercial poderia ser implantado em regiões isoladas como o sertão nordestino, pois é uma região isolada e com altos índices de irradiação. Além de dar a opção ao consumidor de pagar pela energia da fonte que ele escolhesse, mesmo que fosse mais cara que a hidráulica.

Muitas propostas de projetos futuros podem sair do estudo de plantas com tecnologia CSP ou tecnologia híbrida, mas alguns sugeridos são:

- Planta híbrida para proporcionar autonomia energética para determinada cidade;
- Mercados impactados pela implantação de usina híbrida;
- Desenvolvimento de programa de controle de despacho do reservatório térmico;
- Proporção ideal, seguindo determinados parâmetros, entre CSP e fotovoltaica para uma determinada região, etc.

Ademais, plantas com diferentes capacidades e diferentes pontos de otimização (termodinamicamente mais eficiente, menor custo de instalação, maior produção de energia, etc) podem ser analisados. Todos esses estudos são campos que devem ser pesquisados e visam dar continuidade ao que foi desenvolvido nessa dissertação.

Esse estudo tentou encontrar uma forma de tornar mais competitiva as plantas CSP no mercado nacional, visto que o valor para instalação de uma CSP está acima das outras tecnologias praticadas nacionalmente. A hibridização da CSP com a fotovoltaica gerou resultados positivos não somente reduzindo o LCOE da planta, mas também em termos de a hibridização ser feita somente com fontes sustentáveis, pois a maioria das hibridizações é feita com combustíveis fósseis.

Das quatro localidades analisadas, pode-se ver que a que apresenta o pior recurso solar é a localidade mais favorável para a hibridização entre a CSP e a fotovoltaica.

Olhando novamente a Tabela 24, em Florianópolis, é possível observar que o valor do LCOE diminui 10,17% da planta exclusivamente CSP para a planta híbrida. Para Bom Jesus da Lapa essa redução é de 3,77%. Em Porto Nacional e Campo Grande as porcentagens são, respectivamente, 4,69% e 7,64%.

Vale salientar que os resultados desse trabalho utilizaram valores conservativos para as análises financeiras e a utilização de capital próprio. Mas com esses resultados já fica evidente o benefício da hibridização dessas tecnologias.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- A. B. Frota, S. R. (2003). Manual do Conforto Térmico.
- ABES. (2006). Atlas Brasileiro de Energia Solar / Enio Bueno Pereira; Fernando Ramos Martins; Samuel Luna de Aberu e Ricardo Rütther. - São José dos Campos: INPE, 2006. il. 60p.
- Burgi, A. S. (2013). AVALIAÇÃO DO POTENCIAL TÉCNICO DE GERAÇÃO ELÉTRICA TERMOSSOLAR NO BRASIL A PARTIR DE MODELAGEM EM SIG E SIMULAÇÃO DE PLANTAS VIRTUAIS. Dissertação de M.Sc., Universidade Federal do Rio de Janeiro, PPE/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- C. Breyer, J. R. (2014). *Hybrid Photovoltaic Power Plants: Least Cost Power Option for the MENA Region, 29th EU PVSEC, At Amsterdam.*
- C. Parrado, A. G. (2015). 2050 LCOE (Levelized Cost of Energy) projection for a hybrid PV (photovoltaic)-CSP (concentrated solar power) plant in the Atacama Desert, Chile. *Solar Energy Research Center*, 422-430.
- CanadianSolar. (2015). Canadian Solar Datasheet CS6PP Quarteck v5.3.
- Castillo O., L. R. (2014). Techno-economic Analysis of Combined Hybrid Concentrating Solar and Photovoltaic Power Plants: a case study for optimizing solar energy integration into the South African electricity grid, dissertação de mestrado. KTH School of Industrial Engineering and Management.
- Coelho, L. D. (2016). MODELOS DE ESTIMATIVA DAS COMPONENTES DE RADIAÇÃO SOLAR A PARTIR DE DADOS METEOROLÓGICOS. 2016. xx, 109 f., il. Dissertação (Mestrado em Ciências Mecânicas)—Universidade de Brasília, Brasília, 2016.
- CSPWORLD. (2015). Fonte: <http://cspworld.org/>
- DGS. (2010). Planning and Installing Solar Thermal Systems. A guide for installers, architects and engineers. Second edition.
- DUFFIE, J. A. (2013). Solar Engineering of Thermal Process, John Wiley & Sons, Inc. New York.
- EIA. (2008). *Federal financial interventions and subsidies in energy markets 2007*. Fonte: <https://www.eia.gov/analysis/requests/2008/subsidy2/pdf/subsidy08.pdf>
- Energy, V. N. (03 de 2013). Vanuatu National Energy Road Map 2013 - 2020.
- EPE. (2012). Nota técnica EPE - Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira.
- EPE. (2016). Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2016, ano base 2015.
- F. Dominio. (2015). Techno-Economic Analysis of Hybrid PV-CSP Power Plants: Advantages and disadvantages of intermediate and peak load operation, dissertação de mestrado, KTH School of Industrial Engineering and Management.

## Referências

---

- Feldman, D., Margolis, R., James, T., Goodrich, A., Barbose, G., Dargouth, N., . . . Wiser, R. (2013). Photovoltaic System Pricing Trends: Historical, Recent, and Near-Term Projections 2013 Edition (Presentation).
- FLURI, T. P. (2009). The potential of concentrating solar power in South Africa. [S.l.]: [s.n.].
- Fraunhofer. (2015). Fraunhofer Institute for Solar Energy ISE – Photovoltaics Report. Acesso em 01 de 04 de 2017, disponível em [www.ise.fraunhofer.de/en](http://www.ise.fraunhofer.de/en)
- GEOSPATIALTOOLKIT. (10 de 2013). Acesso em 08 de 2016, disponível em [http://www.nrel.gov/international/geospatial\\_toolkits.html](http://www.nrel.gov/international/geospatial_toolkits.html)
- Global NevadaCORP. (2011). Global NevadaCorp – Las Vegas Corporate Headquarters. Fonte: <http://globalinvcorp.com/divisions/energy/solar>
- Grah, V. d. (2015). Avaliação do posicionamento de geradores fotovoltaicos com sistema rastreador manual aplicado ao bombeamento de água para irrigação. *Tese de Dr. Escola Superior de Agricultura “Luiz de Queiroz”*. Piracicaba, São Paulo, Brasil.
- Green Adam, D. R. (2015). High Capacity Factor CSP-PV Hybrid Systems, *Energy Procedia* 69 ( 2015 ) 2049 – 2059.
- Gregory J. Kolb, C. K. (04 de 2011). Power Tower Technology Roadmap and Cost Reduction Plan.
- Hoffmann, B. S. (2010). O CICLO COMBINADO COM GASEIFICAÇÃO INTEGRADA E A CAPTURA DE CO<sub>2</sub>: UMA SOLUÇÃO PARA MITIGAR AS EMISSÕES DE CO<sub>2</sub> EM TERMELETRICAS A CARVÃO EM LARGA ESCALA NO CURTO PRAZO? – Dissertação de mestrado - Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2010. . – Rio de.
- IEA. (2010). *Concentrating solar power technology roadmap*. Paris, France: IEA/OECD. p. 1e52.
- IEA. (2014). *Technology Roadmap, Solar Thermal Electricity*. France: OECD/IEA, 2014.
- IEA. (2017). *Renewables 2017 Global Status Report*.
- INCRA. (2015). INCRA. Fonte: <http://www.incra.gov.br/>
- IRENA. (01 de 2015). RENEWABLE POWER GENERATION COSTS IN 2014.
- J. Sclar, D. M. (2003). Estimativa da irradiação total sobre uma superfície inclinada a partir da irradiação global na horizontal. *Revista Brasileira de Geofísica*, vol.21 no.3 São Paulo Aug./Dec. 2003.
- James Spelling, B. L. (2015). *Thermo-economic Evaluation of Solar Thermal and Photovoltaic Hybridization Options for Combined-Cycle Power Plants*. s.l. : *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power*.
- K. Larchet. (2015). Solar PV-CSP Hybridisation for Baseload Generation: A Techno-economic Analysis for the Chilean Market, dissertação de mestrado.
- K. Seki, A. F. (2013). Detailed balance limit of power conversion efficiency for organic photovoltaics, *Applied Physics Letters*, vol.: 103, 253904.

## Referências

---

- KALOGIROU, S. A. (2009). Solar energy engineering: processes and systems. 1ª edição, Academic Press, Elsevier, EUA.
- Kurup, P., & Turchi, C. (2015). Parabolic Trough Collector Cost Update for the System Advisor Model (SAM). .
- LECKNER, B. (1978). The spectral distribution of solar radiation at the Earth's surface – elements of a model., Solar Energy, vol. 20, pp 141-150.
- M. RUSSI. (2012). Projeto e análise da eficiência de um sistema solar misto de aquecimento de água e de condicionamento térmico de edificações para Santa Maria – RS.
- M. S. Orosz, A. V. (2015). *Dynamic simulation of performance and cost of hybrid PV–CSP–LPG generator micro grids with applications to remote communities in developing countries*, Proc. Am. Soc. Mech. Eng. Power Energy Conf.
- Malagueta, D. C. (11 de 2013). AVALIAÇÃO DE ALTERNATIVAS PARA INTRODUÇÃO DA GERAÇÃO ELÉTRICA TERMOSSOLAR NA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA. Tese de doutorado. Rio de Janeiro, RJ.
- Miranda, R. F. (10 de 2013). Análise da Inserção de Geração Distribuída de Energia Solar Fotovoltaica no Setor Residencial Brasileiro. Rio de Janeiro, Brasil.
- MME. (07 de 2016). Fonte: Ministério de Minas e Energia:  
[http://www.mme.gov.br/documents/10584/3580498/14+-+Energia+Solar+2015+-+Brasil+e+Mundo+\(PDF\)/edd64ef8-ac0f-4909-8de9-eb06dc9adbc0?version=1.0](http://www.mme.gov.br/documents/10584/3580498/14+-+Energia+Solar+2015+-+Brasil+e+Mundo+(PDF)/edd64ef8-ac0f-4909-8de9-eb06dc9adbc0?version=1.0)
- MME/EPE. (2011). Plano Decenal de Expansão de Energia 2020. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética, Brasília, Brasil.
- Nascimento, L. R. (12 de 2013). A AVALIAÇÃO DE LONGO PRAZO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO INTEGRADO À EDIFICAÇÃO URBANA E CONECTADO À REDE ELÉTRICA PÚBLICA. Florianópolis, Santa Catarina.
- NREL. (2005). Potential for Renewable Energy in the San Diego Region. San Diego, California: National Renewable Energy Laboratory NREL.
- NREL. (2015). System Advisor Model (SAM). Fonte:  
<https://sam.nrel.gov/sites/default/files/content/help/sam-help-2015-5-30.pdf>
- NREL. (2016). Fonte: [http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/by\\_country\\_detail.cfm/country=ES](http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/by_country_detail.cfm/country=ES)
- NREL. (05 de 2016). PVWatts Calculator. Fonte: <http://pvwatts.nrel.gov/>
- O. A. Zaalouk. (2016). Identifying opportunities for developing CSP and PV-CSP hybrid projects under current tender conditions and market perspectives in MENA – benchmarking with PV-CCGT, dissertação de mestrado.
- ONS. (2017). Fonte: <http://www.ons.org.br/home/>

## Referências

- Peraza, D. G., Gasparin, F. P., & Krenzinger, A. (01 de 07 de 2015). ESTUDO DE VIABILIDADE DA INSTALAÇÃO DE USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS NO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL. *Revista Brasileira de Energia Solar - Ano 6 Volume VI Número 1*, 47-56.
- Photon. (7 de 2016). Photon The Solar Magazine Internacional.
- Pinho, J. T., & Galdino, M. A. (Março de 2014). *Manuela de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. Fonte:  
[http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual\\_de\\_Engenharia\\_FV\\_2014.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf)
- Powell, M. J. (2009). The BOBYQA algorithm for bound constrained optimization without derivatives. England: Cambridge CB3 OWA.
- R. Foster, M. G. (2009). *Solar Energy - Renewable Energy and the Environment*.
- REN21. (2016). *Renewables 2016 - Global Status Report*. Paris. Fonte: [http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/06/GSR\\_2016\\_Full\\_Report\\_REN21.pdf](http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/06/GSR_2016_Full_Report_REN21.pdf)
- RICIERI, R. P. (1998). Modelos de estimativa e avaliação dos métodos de medida da radiação solar difusa. 1998. 198 p. Tese (Doutorado) – Faculdade de Ciências Agrônômicas, Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, Botucatu.
- Rüther, R. (2004). *Edifícios Solares Fotovoltaicos*. Florianópolis: UFSC/LABSOLAR.
- S. Craig, T. G. (02 de 2013). Molten Salt Power Tower Cost Model for the System Advisor Model (SAM).
- SAM/NREL. (2016). Acesso em 09 de 09 de 2016, disponível em <https://sam.nrel.gov/weather>
- SCHAEFER. (2012). Potencial de integração em larga escala de energia solar (fotovoltaica e térmica) para geração centralizada de eletricidade no Brasil.
- Schwab, T. (09 de 2012). *UFRJ*. Fonte:  
[http://www.ppe.ufrj.br/ppe/seminario\\_renovaveis/apresentacao/06-09-2012/tarde/torsten.pdf](http://www.ppe.ufrj.br/ppe/seminario_renovaveis/apresentacao/06-09-2012/tarde/torsten.pdf)
- SkyFuel. (2017). SkyTrough Parabolic Trough Concentrator.
- SolarReserve. (2014). RENEWABLES & MINING SUMMIT AND EXHIBITION: MEETING MINING'S NEED FOR BASELOADPOWER WITH SOLAR THERMAL WITH STORAGE.
- Soria, R. A. (2011). Cenários de geração de eletricidade a partir de geradores heliotérmicos no Brasil: a influência do armazenamento de calor e da hibridização, dissertação de mestrado.
- STEIN, W., & LOVEGROVE, K. (2012). *Concentrating solar power technology: Principles, developments and applications*. [S.l.]: Woodhead.
- SUNSHOT. (2012). SunShot Vision Study. [S.l.]: [s.n.].
- Togawa, A. (12 de 2015). *Energia Heliotérmica*. Fonte: <http://energiaheliotermica.gov.br/pt-br>

## Referências

---

- Turchi C. (2010). Parabolic Trough Reference Plant for Cost Modeling with the Solar Advisor Model (SAM). 112 pp.; NREL/TP-550-47605. National Renewable Energy Laboratory.
- UFPE. (2000). Atlas Solarimétrico do Brasil - Banco de Dados Terrestres.
- UFRGS. (2012). Fonte: <http://astro.if.ufrgs.br/coord.htm>
- UMMEL, K. (2010). Concentrating Solar Power in China and India: A Spatial Analysis of Technical Potential and the Cost of Deployment. [S.l.]: [s.n.].
- Varejão-Silva, M. A. (2006). Meteorologia e Climatologia, Recife, 2006. Versão digital 2.
- Y. Chu. (2011). Review and Comparison of Different Solar Energy Technologies. [S.l.]: Global Energy Network Institute.
- Yannas, S. (s.d.). Solar Energy and Housig Design. v.1: Principles, Objectives, Guidelines. London, Architectural Association School of Architecture, sd.
- Zomer, C. D. (2014). MÉTODO DE ESTIMATIVA DA INFLUÊNCIA DO SOMBREAMENTO PARCIAL NA GERAÇÃO ENERGÉTICA DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS INTEGRADOS EM EDIFICAÇÕES. Florianópolis, Santa Catarina, Brasil.



## APÊNDICE I – TUTORIAL DE UTILIZAÇÃO DO SAM VERSÃO 2016.3.14

O *software System Advisor Model*, ou SAM, foi desenvolvido e é atualizado pelo *National Renewable Laboratory*, NREL, que é um laboratório de pesquisa em eficiência energética e energias renováveis do Departamento de Energia dos EUA localizado no Colorado, Washington.

O SAM é disponibilizado gratuitamente, ele é muito útil para fazermos análises financeiras e de desempenho de diversas tecnologias. As análises financeiras calculam o fluxo de caixa anual durante o período e as condições de custo e financiamento que o programador estipular. Para o bom desempenho o *software* calcula parâmetros de operação e geração de energia elétrica hora a hora com as informações solarimétricas do local informado para operação e com os parâmetros técnicos estipulados pelo programador.

Para fazer os cálculos de desempenho o SAM utiliza outro *software* chamado TRNSYS, esse foi desenvolvido pela Universidade de Wisconsin e consiste em um programa que faz simulações em série temporal e simula operação horário de fotovoltaica, CSP, aquecimento de água e outras tecnologias renováveis (NREL, System Advisor Model (SAM), 2015).

Quando se trata de CSP (torre solar) ele possui alguns algoritmos de otimização do campo solar muito bons como BOBYQA e NEWUOA que foram propostos por Powell (Powell, 2009) na universidade de Cambridge, eles funcionam muito bem na prática e são os únicos algoritmos da época que trabalham com otimização sem derivadas e utilizam modelos quadráticos.

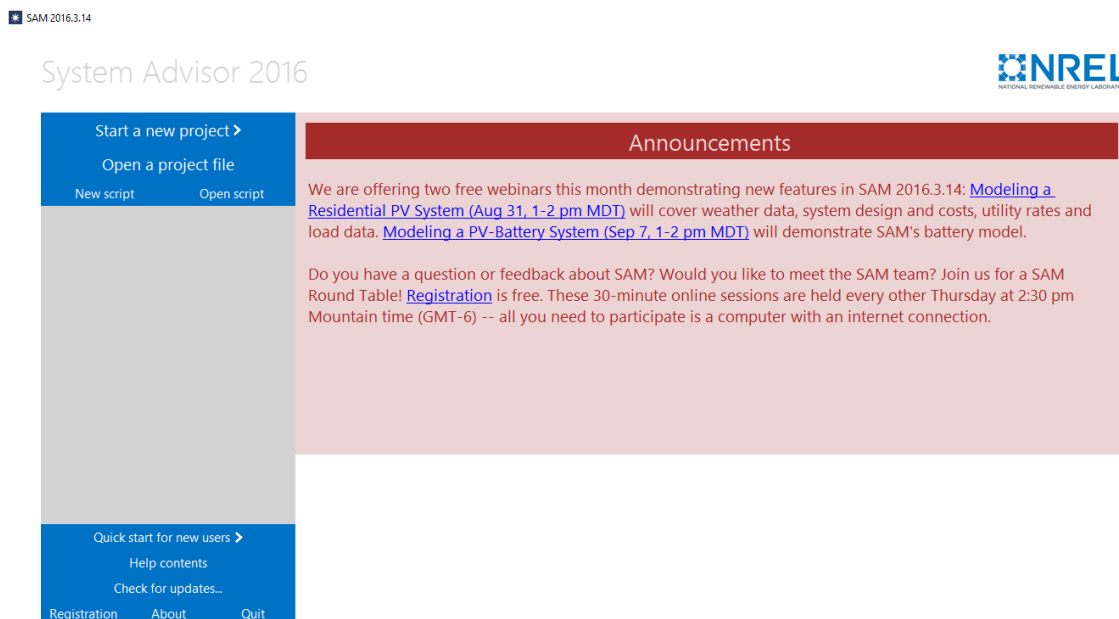


Figura 52 - Tela inicial do software SAM  
Fonte: (NREL, 2016)

Ao executar o SAM, a tela inicial que se vê é a apresentada na Figura 52 onde pode-se iniciar ou abrir um projeto ou script já trabalhados.

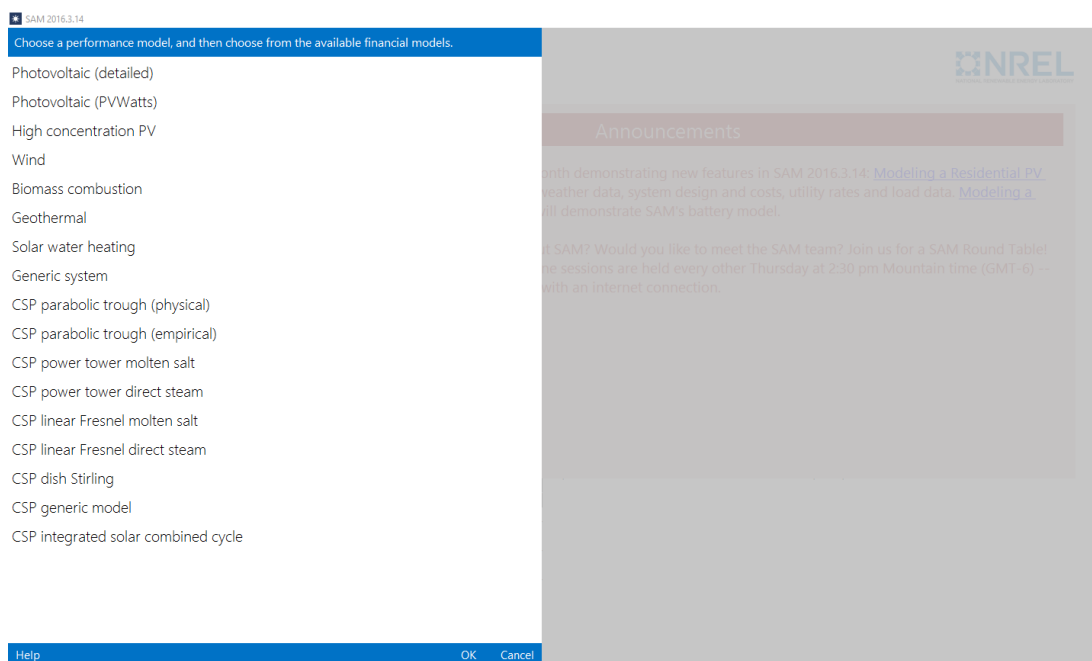


Figura 53 - Tecnologias disponíveis no SAM  
Fonte: (NREL, 2016)

A tecnologias que podem ser analisadas pelo SAM são: fotovoltaica, fotovoltaica concentrada, eólica, biomassa, geotérmica, aquecimento de água, sistema genérico onde o usuário faz a configuração e CSP. Pode-se observar a tela do programa na Figura 53.

Olhando primeiro para uma planta fotovoltaica, essa versão do SAM nós dá 2 opções para trabalharmos: fotovoltaica detalhada e modelo PVWatts. Utilizando o modelo da fotovoltaica detalhada, os cálculos da energia elétrica injetada na rede são feitos utilizando modelos separados para os painéis e para os inversores e também faz a estimativa de perdas devido a efeitos de temperatura e sombreamento. O modelo PVwatts é uma evolução do software online NREL's PVWatts model (NREL, PVWatts Calculator, 2016) para facilitar a comparação entre resultados e também incluir resultados sobre a análise de custo que o SAM proporciona (NREL, System Advisor Model (SAM), 2015).

Agora olhando para a planta CSP, essa versão do SAM nos permite trabalhar com 2 modelos para espelhos parabólicos, 2 modelos para torre central, 2 modelos para linear Fresnel, disco Stirling, modelo genérico para edição do usuário e ciclo combinado.

Os 2 modelos para espelhos parabólicos se dividem em modelo físico e empírico. No modelo físico para espelhos parabólicos considera que o campo solar fornece calor para o bloco de potência e esse gera eletricidade para injetar na rede e o consumo interno da planta. Para isso, esse modelo caracteriza muitos componentes do sistema através de equações da transferência de calor e da termodinâmica. O modelo empírico por outro lado utiliza um conjunto de equações advindas de ajustes de curvas de regressão de dados medidos de plantas reais do sudoeste dos Estados Unidos. O modelo físico é mais flexível do que o modelo empírico, mas ele contém maior incerteza nos resultados do que o modelo empírico (NREL, System Advisor Model (SAM), 2015).

Os 2 modelos para torre central e para linear Fresnel são somente a variação do fluido de trabalho entre sal fundido e geração direta de vapor.

Nesse estudo, as simulações foram feitas utilizando o modelo *physical* cilindro parabólico com sal fundido como fluido de armazenamento de calor e fotovoltaica detalhada para a parte de fotovoltaica.

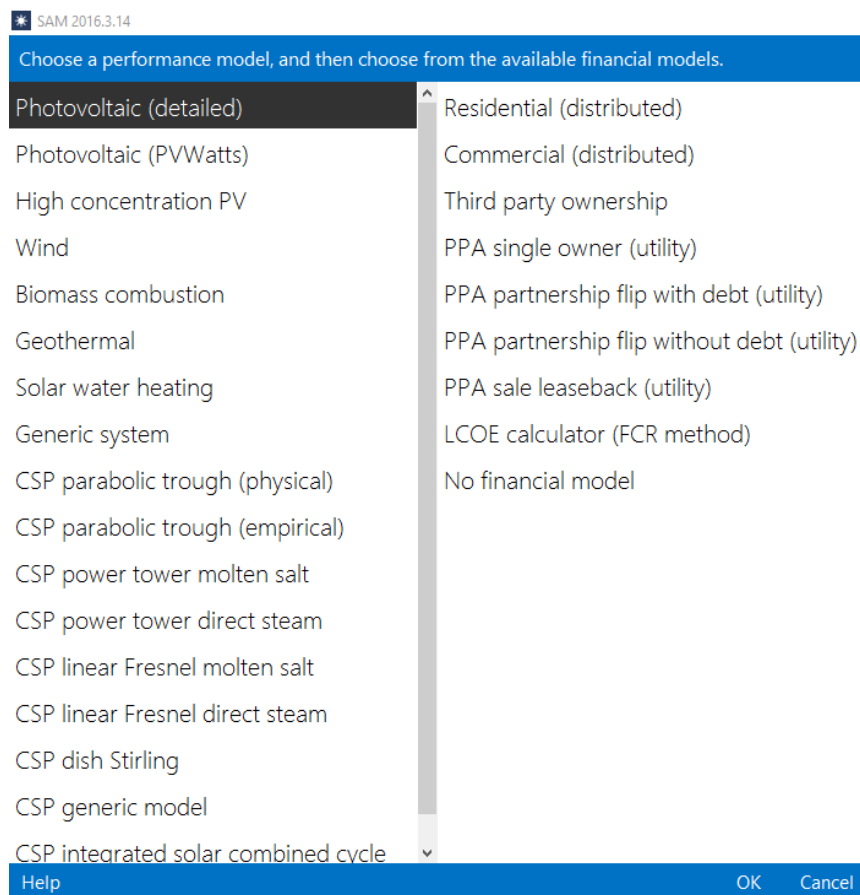


Figura 54 - Modelo financeiro disponível para fotovoltaica  
Fonte: (NREL, 2016)

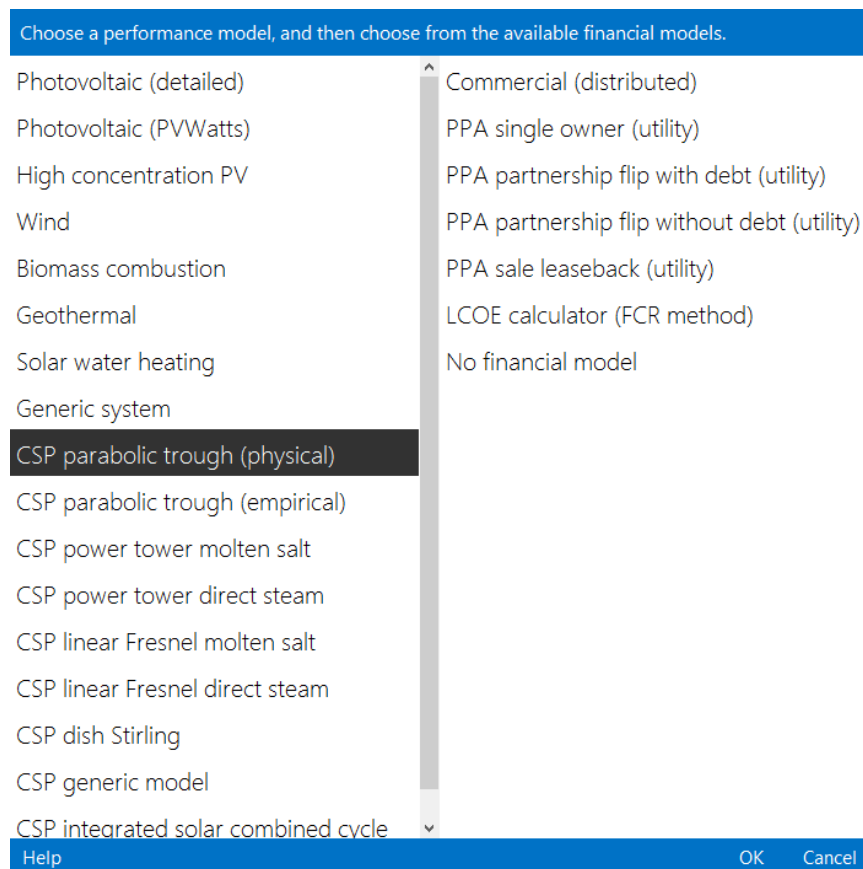


Figura 55 - Modelo financeiro disponível para CSP cilindro parabólico  
Fonte: (NREL, 2016)

Assim que escolhermos a tecnologia (ou suas variações) que desejamos trabalhar, devemos escolher o modelo financeiro para a planta conforme vemos na Figura 54 e Figura 55. Como o SAM é um programa desenvolvido tendo como base as usinas dos Estados Unidos, seu sistema financeiro possui modelos pré-definidos feitos para a economia americana. Na Figura 54 e na Figura 55 pode-se observar que os modelos financeiros podem representar dois tipos principais de projetos:

- Projetos residenciais e comerciais que compram energia elétrica a preços de varejo;
- Projetos de PPA (Power Purchase Agreement) que vendem energia elétrica a preços de atacado.

Utilizamos o modelo PPA *single owner* nesse trabalho tanto para CSP quanto para fotovoltaica.

Os modelos não são os mais indicados para o mercado brasileiro pois, como dito, foram feitos para o mercado dos EUA, mas como o programador pode alterar as variáveis de cada entrada para a análise financeira, foi possível fazer uma adaptação que fosse mais próximo a nossa realidade no Brasil.

Depois de escolhermos a tecnologia que iremos trabalhar e o modelo de sistema financeiro, cada modelo de tecnologia e sistema financeiro tem suas entradas específicas necessárias para a análise.

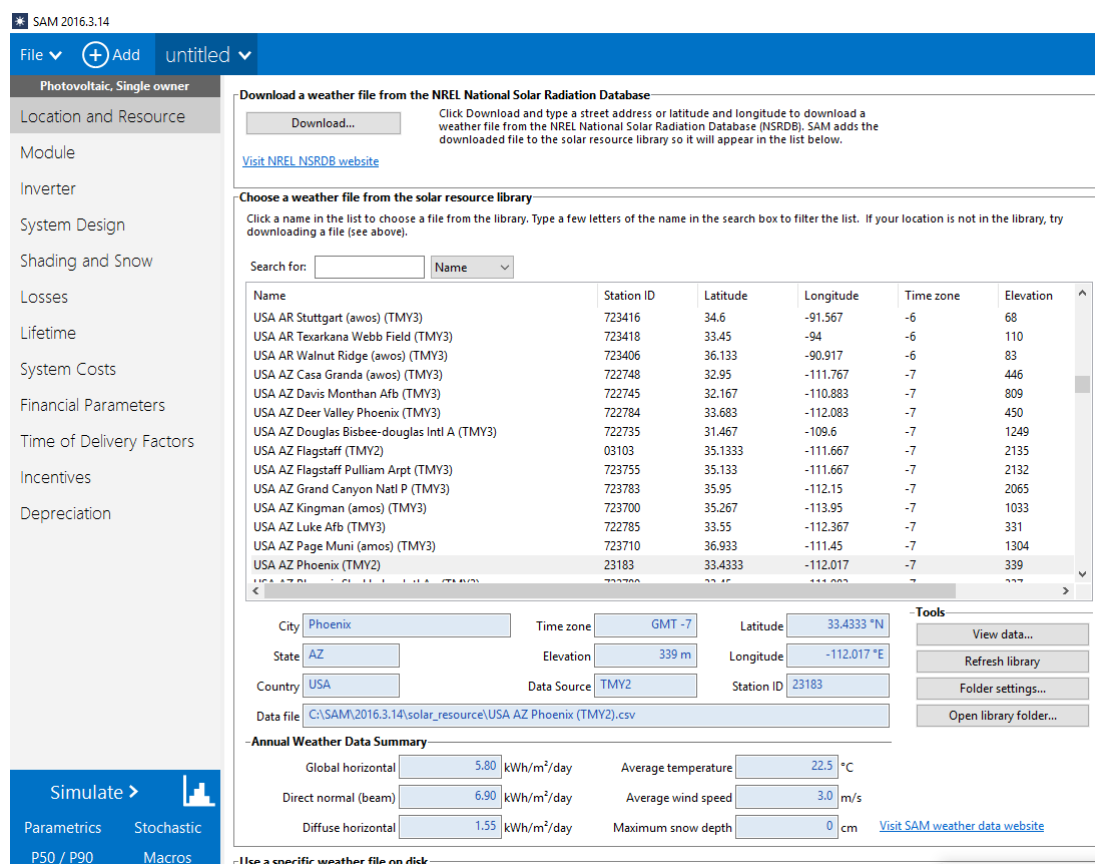


Figura 56 - Modelo fotovoltaico detalhado e único dono  
Fonte: (NREL, 2016)

De acordo com a Figura 56, vemos na lateral esquerda as principais abas para o modelo fotovoltaico escolhido que são:

- Localização e recursos;
- Módulo;
- Inversor;
- Design do sistema;

- Sombreamento e neve;
- Perdas;
- Tempo de vida;
- Custos do sistema;
- Parâmetros financeiros;
- Tempo dos fatores de entrega;
- Incentivos;
- Depreciação.

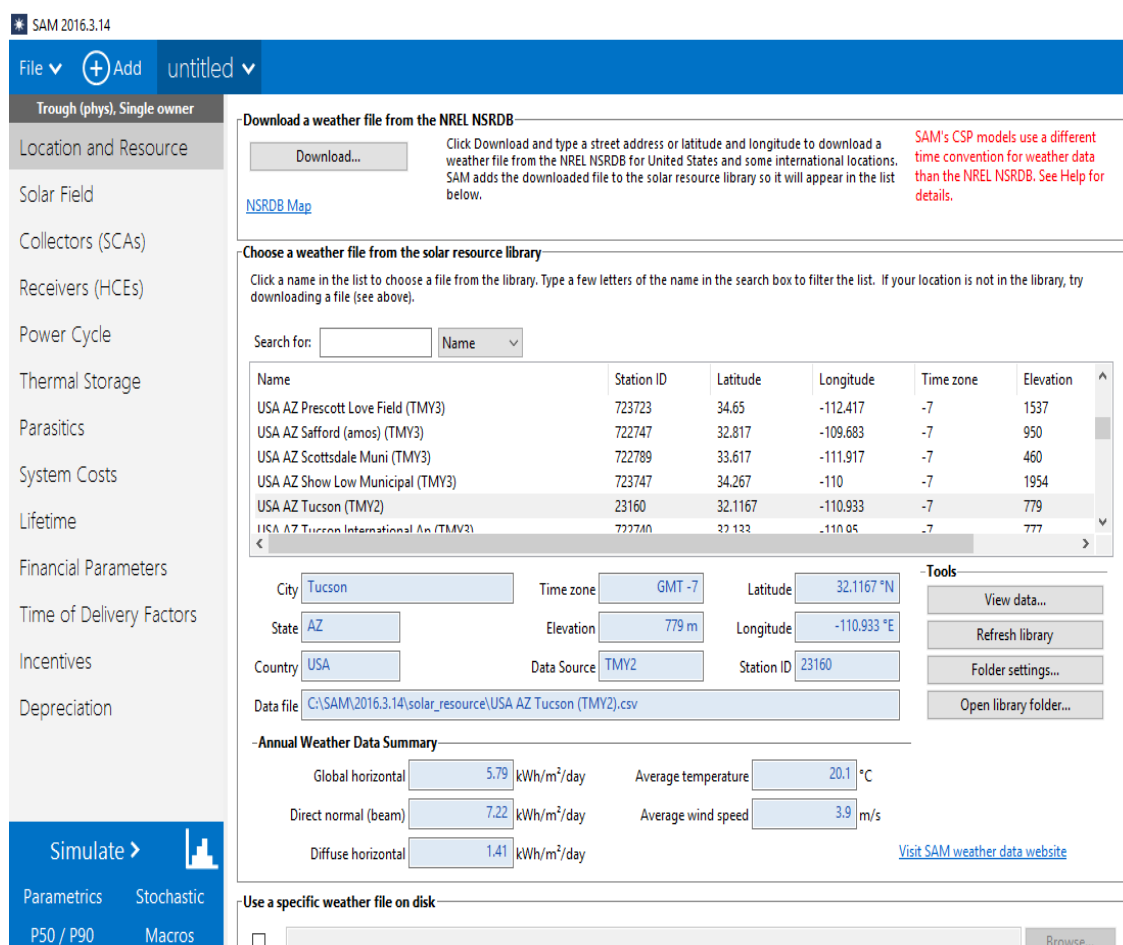


Figura 57 - Modelo CSP cilindro parabólico e PPA único dono  
Fonte: (NREL, 2016)

Na Figura 57 do lado esquerdo vemos as abas principais agora para o modelo CSP escolhido, e vemos que as abas finais se repetem com as abas do modelo fotovoltaico. Essas abas se repetem os títulos finais são respectivos ao modelo financeiro escolhido. Para o modelo CSP temos as seguintes abas:

- Localização e recursos;
- Design do sistema;
- Campo de heliostatos;
- Torre e *absorvedor*;
- Ciclo de potência;
- Armazenamento térmico;
- Sistema de controle;
- Custos do sistema;
- Tempo de vida;
- Parâmetros financeiros;
- Tempo dos fatores de entrega;
- Incentivos;
- Depreciação.

Na primeira aba dos dois modelos (Localização e recursos) deve-se determinar qual será a localização da planta e o software traz um banco de dados hora a hora para executar a simulação. Se pode observar o local para seleção no canto esquerdo da Figura 56 e Figura 57. O SAM apresenta 20 locais com dados no Brasil para serem feitas as simulações e os dados são provenientes do projeto SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assessment) (SAM/NREL, 2016).

Agora começando pelas abas da simulação fotovoltaica temos a aba módulo apresentada na Figura 58. Nessa aba se encontra um grande número de modelos de módulos fotovoltaicos comerciais com toda sua descrição, e pode-se somente selecionar o módulo que fornece o melhor resultado para a simulação. Assim que for escolhido o módulo, irão aparecer todas as informações referentes a ele como o material que é feito a célula, a área, tensões, correntes, temperatura de trabalho entre outras informações. Também é possível optar por outras opções de simulação nessa aba módulo como por exemplo digitar a mão as informações necessárias do módulo fotovoltaico caso ele não esteja no banco de dados do SAM, mas como



esse banco de dados de módulos fotovoltaicos é muito completo e optamos por esse modelo de simulação na aba módulo.

CEC Performance Model with Module Database ▾

Search for:  Name ▾

Name	I <sub>mp_ref</sub>	V <sub>mp_ref</sub>	A <sub>c</sub>	N <sub>s</sub>	I <sub>sc_ref</sub>	V <sub>oc_ref</sub>	gam
SunPower SPR-76RE-BLK-U	5.65	13.45	0.541	24	6.02	16.2	-0.4%
SunPower SPR-E18-295-COM	5.45	54.2	1.631	96	5.83	63.3	-0.3%
SunPower SPR-E18-300-COM	5.49	54.7	1.631	96	5.87	64	-0.3%
SunPower SPR-E18-305-COM	5.58	54.7	1.631	96	5.96	64.2	-0.3%
SunPower SPR-E19-235	5.8	40.5	1.244	72	6.18	48.4	-0.3%
SunPower SPR-E19-240	5.93	40.5	1.244	72	6.3	48.6	-0.4%
SunPower SPR-E19-245	6.05	40.5	1.244	72	6.43	48.8	-0.3%
SunPower SPR-E19-310-COM	5.67	54.7	1.631	96	6.05	64.4	-0.3%

Module Characteristics at Reference Conditions

Reference conditions: Total Irradiance = 1000 W/m<sup>2</sup>, Cell temp = 25 C

SunPower SPR-E19-310-COM



Parameter	Value	Unit	Temperature coefficient	Unit
Nominal efficiency	19.0159	%		
Maximum power (Pmp)	310.149	Wdc	-0.386	%/°C
Max power voltage (Vmp)	54.7	Vdc	-1.197	W/°C
Max power current (Imp)	5.7	Adc		
Open circuit voltage (Voc)	64.4	Vdc	-0.273	%/°C
Short circuit current (Isc)	6.1	Adc	0.062	%/°C
			-0.176	V/°C
			0.004	A/°C

Temperature Correction

Nominal operating cell temperature (NOCT) method  
 Heat transfer method

Refer to Help for more information about CEC cell temperature models.

NOCT method parameters

Mounting standoff: Ground or rack mounted  
Array height: Two story building height or higher

Heat transfer method parameters

Mounting configuration: Rack  
Heat transfer dimensions: Module Dimensions  
Mounting structure orientation: Structures do not impede flow underneath module

Module width: 1 m  
Module length: 1.63 m

Rows of modules in array: 1  
Columns of modules in array: 10  
Temperature behind the module: 20 °C  
Space between module back and roof surface: 0.05 m

Physical Characteristics

Material: Mono-c-Si  
Module area: 1.631 m<sup>2</sup>  
Number of cells: 96

Additional Parameters

T<sub>noct</sub>: 46 °C  
A<sub>ref</sub>: 2.5773 V  
I<sub>L\_ref</sub>: 6.054 A  
I<sub>o\_ref</sub>: 8.34e-011 A  
R<sub>s</sub>: 0.308 Ohm  
R<sub>sh\_ref</sub>: 499.93 Ohm

References

For more information about the CEC module model inputs, see Help. For a detailed description of the model, see Gilman (2015), De Soto (2004), and Neises (2011) on the SAM website's Performance Documentation page:  
[Performance Model Documentation page on SAM website](#)

Figura 58 - Aba módulo do SAM para simulação fotovoltaica  
Fonte: (NREL, 2016)

Na aba inversor, apresentada na Figura 59, pode-se fazer semelhante à aba módulo, se pode escolher um inversor do banco de dados do próprio SAM com todas as informações necessárias para a simulação. Também é possível informar os dados de um inversor específico caso não esteja contido no banco de dados

algum inversor necessário à simulação, mas para o presente trabalho foi escolhido um inversor do bando de dados do SAM da mesma forma que o módulo fotovoltaico.

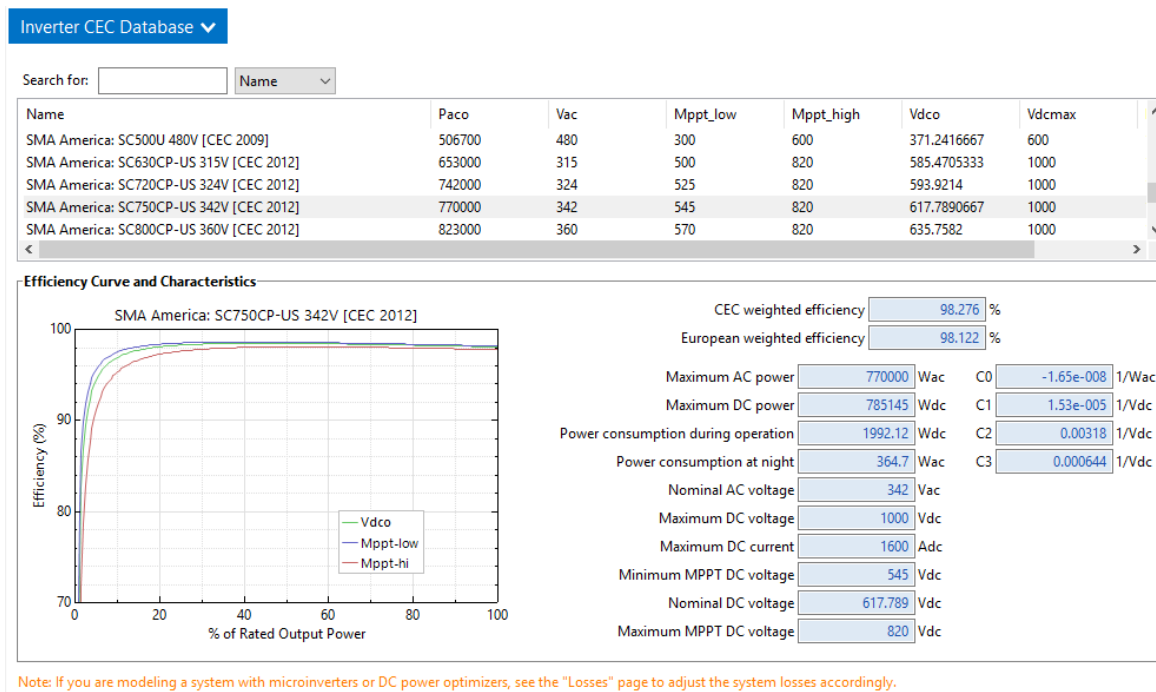


Figura 59 - Aba inversor do SAM para simulação fotovoltaica  
Fonte: (NREL, 2016)

A aba design do sistema apresentada na Figura 60 é utilizada pelo programador para informar como serão as características da instalação fotovoltaica. No início da aba é possível definir a potência da sua usina de duas formas: digitando diretamente o valor da capacidade nominal do sistema e a razão DC para AC ou digitar o número de módulos fotovoltaicos e inversores do sistema.

Optando pela primeira opção, irão aparecer os detalhes da configuração dos módulos e inversores. Essas informações são baseadas nas configurações dos módulos fotovoltaicos e inversores selecionados nas abas anteriores.

Na parte inferior é possível fazer a divisão dos conjuntos de painéis fotovoltaicos instalados na usina em diferentes posições, para cada posição específica é possível habilitar um sub arranjo. E depois o programador deve selecionar como irá fazer a respeito da inclinação dos painéis, para esse trabalho

foi utilizado ângulo fixo próximo a latitude e os painéis voltados para o norte. Ainda é fornecido a área ocupada pelos painéis na parte mais inferior da aba.

### System Sizing

Specify desired array size       Specify modules and inverters

Desired array size <input type="text" value="20000"/> kWdc	Modules per string <input type="text" value="12"/>
DC to AC ratio <input type="text" value="1.10"/>	Strings in parallel <input type="text" value="5,374"/>
	Number of inverters <input type="text" value="24"/>

### Configuration at Reference Conditions

Modules	Inverters
Nameplate capacity <input type="text" value="19,997.168"/> kWdc	Total capacity <input type="text" value="18,480.000"/> kWac
Number of modules <input type="text" value="64,476"/>	Total capacity <input type="text" value="18,843.473"/> kWdc
Modules per string <input type="text" value="12"/>	Number of inverters <input type="text" value="24"/>
Strings in parallel <input type="text" value="5,373"/>	Maximum DC voltage <input type="text" value="1,000.0"/> Vdc
Total module area <input type="text" value="105,160.4"/> m <sup>2</sup>	Minimum MPPT voltage <input type="text" value="545.0"/> Vdc
String Voc <input type="text" value="772.8"/> V	Maximum MPPT voltage <input type="text" value="820.0"/> Vdc
String Vmp <input type="text" value="656.4"/> V	

Sizing messages (see Help for details):

Actual DC to AC ratio is 1.08.

Voltage and capacity ratings are at module reference conditions shown on the Module page.

### DC Subarrays

To model a system with one array, specify properties for Subarray 1 and disable Subarrays 2, 3, and 4. To model a system with up to four subarrays connected in parallel to a single bank of inverters, for each subarray, check Enable and specify a number of strings and other properties.

	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
<b>-String Configuration-</b>				
Strings in array <input type="text" value="5,373"/>	(always enabled)	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable
Strings allocated to subarray <input type="text" value="5,373"/>	<input type="text" value="5,373"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
<b>-Tracking &amp; Orientation-</b>				
	<input checked="" type="radio"/> Fixed <input type="radio"/> 1 Axis <input type="radio"/> 2 Axis <input type="radio"/> Azimuth Axis <input type="checkbox"/> Tilt=latitude	<input checked="" type="radio"/> Fixed <input type="radio"/> 1 Axis <input type="radio"/> 2 Axis <input type="radio"/> Azimuth Axis <input type="checkbox"/> Tilt=latitude	<input checked="" type="radio"/> Fixed <input type="radio"/> 1 Axis <input type="radio"/> 2 Axis <input type="radio"/> Azimuth Axis <input type="checkbox"/> Tilt=latitude	<input checked="" type="radio"/> Fixed <input type="radio"/> 1 Axis <input type="radio"/> 2 Axis <input type="radio"/> Azimuth Axis <input type="checkbox"/> Tilt=latitude
Tilt (deg) <input type="text" value="30"/>	<input type="text" value="20"/>	<input type="text" value="20"/>	<input type="text" value="20"/>	
Azimuth (deg) <input type="text" value="180"/>	<input type="text" value="180"/>	<input type="text" value="180"/>	<input type="text" value="180"/>	
Ground coverage ratio (GCR) <input type="text" value="0.3"/>	<input type="text" value="0.3"/>	<input type="text" value="0.3"/>	<input type="text" value="0.3"/>	
Tracker rotation limit (deg) <input type="text" value="45"/>	<input type="text" value="45"/>	<input type="text" value="45"/>	<input type="text" value="45"/>	
Backtracking <input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable	

Ground coverage ratio is used (1) to determine when a one-axis tracking system will backtrack, (2) in self-shading calculations for fixed tilt or one-axis tracking systems on the Shading page, and (3) in the total land area calculation. See Help for details.

### Estimate of Overall Land Usage

Total module area <input type="text" value="105,160.4"/> m <sup>2</sup>	SAM uses the total land area only when you specify a \$/acre cost on the System Costs page: Total land area = total module area ÷ GCR × 0.0002471 (1 m <sup>2</sup> = 0.0002471 acre).
Total land area <input type="text" value="86.6"/> acres	

+ PV Subarray Voltage Mismatch

Figura 60 - Aba design do sistema do SAM para simulação fotovoltaica  
Fonte: (NREL, 2016)

## Apêndice I – Tutorial de utilização do SAM versão 2016,3.14

**External Shading**

External shading is shading of beam and diffuse incident irradiance by nearby objects such as trees and buildings. Shading losses apply in addition to any soiling losses on the Losses page.

**-3D Shade Calculator-**

Automatically generate shade data from a drawing of the array and shading objects.

**-Shade Loss Tables-**

Edit and import shade data. Data may be entered by hand, imported from shade analysis software and devices, or generated by the 3D shade calculator.

**Subarray 1**

**Subarray 2**

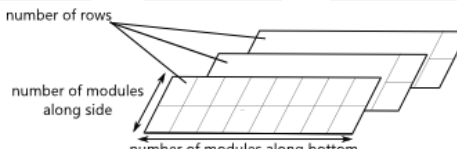
**Subarray 3**

**Subarray 4**

**Array Dimensions for Self Shading and Snow Losses**

The product of number of modules along side and bottom should be equal to the number of modules in subarray.

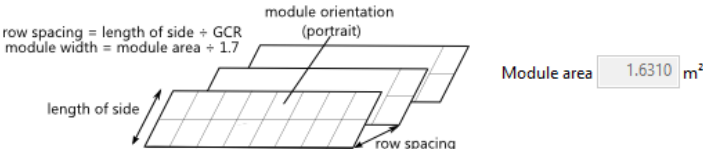
Number of modules along side of row	2	2	2	2
Number of modules along bottom of row	48	9	9	9
Number of rows	671.625	0	0	0
Modules in subarray from System Design page	64,476	0	0	0



**Self Shading for Fixed Subarrays and One-axis Trackers**

Self shading is shading of modules in the array by modules in a neighboring row.

Self shading type	None	None	None	None
Module orientation	Portrait	Portrait	Portrait	Portrait
Length of side (m)	3.4	3.4	3.4	3.4
GCR from System Design page	0.3	0.3	0.3	0.3
Row spacing estimate (m)	11.3333	11.3333	11.3333	11.3333



**Snow Losses**

Snow losses are caused by snow covering the array. When your weather file includes snow depth data, SAM can estimate losses due to snow.

Estimate losses due to snow coverage (applies to all subarrays)

Figura 61 - Aba sombreamento e neve do SAM para simulação fotovoltaica  
Fonte: (NREL, 2016)

Na Figura 61 é possível fazer modificações no arranjo dos painéis em campo. Dependendo da área disponível para a instalação dos painéis eles podem gerar sombreamento uns nos outros, nessa aba existe a possibilidade de analisar esse auto sombreamento.

Também se pode utilizar a calculadora de sombreamento 3D, ela pode gerar valores de perda por sombreamento a partir de um modelo representativo tridimensional dos arranjos e objetos próximos como casas e árvores. Também se

pode imputar o sombreamento através de uma matriz, inserindo-se um conjunto de dados de perdas de sombreamento externas ou então importando arquivos criados por outros softwares como: PVSyst, Solmetric Suneye, Solar Pathfinder e outros.

**Irradiance Losses**

Soiling losses apply to the total solar irradiance incident on each subarray. SAM applies these losses in addition to any losses on the Shading and Snow page.

	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
Monthly soiling loss	<input type="text" value="Edit values..."/>	<input type="text" value="Edit values..."/>	<input type="text" value="Edit values..."/>	<input type="text" value="Edit values..."/>
Average annual soiling loss	<input type="text" value="5"/>	<input type="text" value="5"/>	<input type="text" value="5"/>	<input type="text" value="5"/>

**DC Losses**

DC losses apply to the electrical output of each subarray and account for losses not calculated by the module performance model.

	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
Module mismatch (%)	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="2"/>
Diodes and connections (%)	<input type="text" value="0.5"/>	<input type="text" value="0.5"/>	<input type="text" value="0.5"/>	<input type="text" value="0.5"/>
DC wiring (%)	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="2"/>
Tracking error (%)	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
Nameplate (%)	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
DC power optimizer loss (%)	<input type="text" value="0"/>	All four subarrays are subject to the same DC power optimizer loss.		
Total DC power loss (%)	<input type="text" value="4.440"/>	<input type="text" value="4.440"/>	<input type="text" value="4.440"/>	<input type="text" value="4.440"/>

Total DC power loss = 100% \* [ 1 - the product of ( 1 - loss/100% ) ]

**- Default DC Losses**

Apply default losses to replace DC losses for all subarrays with default values.

Apply default losses for:

**AC Losses**

AC losses apply to the electrical output of the inverter and account for losses not calculated by the inverter performance model.

AC wiring	<input type="text" value="1"/>	%
Step-up transformer	<input type="text" value="0"/>	%
Total AC power loss	<input type="text" value="1"/>	%

Total AC loss = 100% \* [ 1 - [ ( 1 - AC wiring/100% ) \* ( 1 - transformer/100% ) ] ]

**Curtailement and Availability**

Curtailement and availability losses reduce the system output to represent system outages or other events.

Constant loss: 0.0 %  
Hourly losses: None  
Custom periods: None

Figura 62 - Aba perdas do SAM para simulação fotovoltaica

Fonte: (NREL, 2016)

Na Figura 62 o projetista deve definir as perdas do sistema com partículas sólidas que se acumulam na superfície dos painéis, como poeira, e as perdas elétrica dos arranjos como um todo ou por arranjo. Essas perdas elétricas podem ser antes do inversor, logo seriam perdas em corrente contínua ou após a passagem pelo inversor, sendo então perdas em corrente alternada.

Se o projetista não tiver acesso a estimativas desses valores, o SAM apresenta valores padrão para as perdas em corrente contínua.

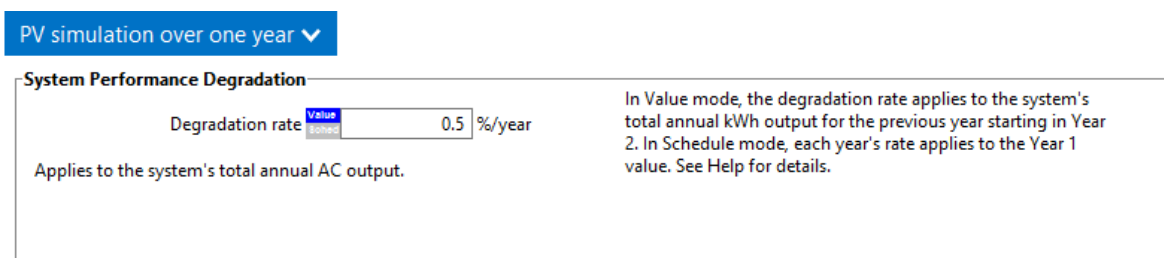


Figura 63 - Aba tempo de vida do SAM para simulação fotovoltaica  
Fonte: (NREL, 2016)

A aba apresentada na Figura 63 permite modelar ano a ano um declínio no resultado do sistema devido, entre outros motivos, ao envelhecimento dos equipamentos ao longo do tempo. No modelo fotovoltaico detalhado, o projetista também pode escolher se quer executar a simulação em um único ano ou durante o período de análise.

Na Figura 64 vemos a página de custos do sistema fotovoltaico, o projetista define as variáveis que definem os custos de instalação e operação de um projeto fotovoltaico.

A contingência é uma porcentagem da soma dos valores do módulo, do inversor, do equilíbrio do sistema, do trabalho de instalação e da margem do instalador e dos custos indiretos que são utilizados para cobrir gastos devido às incertezas esperadas nas estimativas de custo direto.

Os custos indiretos geralmente não podem ser identificados somente com um equipamento ou serviço de instalação. Eles envolvem estudos do ambiente, engenharia e nas redes elétrica em volta do local esperado para construção da planta. Além do próprio custo do terreno que será utilizado.

Os custos de operação e manutenção representam despesas anuais com equipamentos e serviços que ocorrem durante o funcionamento da planta. O SAM permite que o projetista insira esses custos de três maneiras: custo fixo anual, custo fixado pela capacidade e custo variável pela geração.

## Apêndice I – Tutorial de utilização do SAM versão 2016,3.14

Direct Capital Costs							
Module	64,476 units	0.3 kWdc/unit	19,997.2 kWdc	0.65 \$/Wdc		\$ 12,998,159.00	
Inverter	24 units	770.0 kWac/unit	18,480.0 kWac	0.11 \$/Wdc		\$ 2,199,688.50	
		\$	\$/Wdc	\$/m <sup>2</sup>			
Balance of system equipment		0.00	0.32	0.00		\$ 6,399,093.50	
Installation labor		0.00	0.19	0.00		\$ 3,799,461.75	
Installer margin and overhead		0.00	0.16	0.00		\$ 3,199,546.75	
					Subtotal	\$ 28,595,950.00	
-Contingency							
			Contingency	0 % of subtotal		\$ 0.00	
					<b>Total direct cost</b>	\$ 28,595,950.00	
Indirect Capital Costs							
		% of direct cost	\$/Wdc	\$			
Permitting and environmental studies		0	0.02	0.00		\$ 399,943.34	
Engineering and developer overhead		0	0.16	0.00		\$ 3,199,546.75	
Grid interconnection		0	0.03	0.00		\$ 599,915.00	
-Land Costs							
Land area	86.6 acres						
Land purchase	\$ 0/acre	0	0.03	0.00		\$ 599,915.00	
Land prep. & transmission	\$ 0/acre	0	0.02	0.00		\$ 399,943.34	
-Sales Tax							
Sales tax basis, percent of direct cost	100 %		Sales tax rate	5.0 %		\$ 1,429,797.50	
					<b>Total indirect cost</b>	\$ 6,629,061.00	
Total Installed Cost							
The total installed cost is the sum of the direct and indirect costs. Note that it does not include any financing costs from the Financial Parameters page.						<b>Total installed cost</b>	\$ 35,225,012.00
						<b>Total installed cost per capacity</b>	\$ 1.76/Wdc
Operation and Maintenance Costs							
		First year cost		Escalation rate (above inflation)			
Fixed annual cost	Value entered	0 \$/yr		0 %		In Value mode, SAM applies both inflation and escalation to the first year cost to calculate out-year costs. In Schedule mode, neither inflation nor escalation applies. See Help for details.	
Fixed cost by capacity	Value entered	15 \$/kW-yr		0 %			
Variable cost by generation	Value entered	0 \$/MWh		0 %			

Figura 64 - Aba custo do sistema do SAM para simulação fotovoltaica  
Fonte: (NREL, 2016)

Os modelos financeiros da SAM calculam o fluxo de caixa de um projeto em um período de análise que você especifica. Na Figura 65 se vê a aba dos parâmetros financeiros para o modelo PPQ único dono. Esse modelo foi utilizado em todas as simulações feitas nesse trabalho.

A aba apresentada na Figura 65 é a mesma seja para a tecnologia fotovoltaica ou para a CSP cilindro-parabólico e os valores utilizados nas simulações desse trabalho foram apresentados na Tabela 19 e uma maior explicação dos itens na seção 3.7.2.

<b>Solution Mode</b>		<b>Escalation Rate</b>	
<input checked="" type="radio"/> Specify IRR target	IRR target <input type="text" value="11"/> %	IRR target year <input type="text" value="20"/>	PPA price escalation <input type="text" value="1"/> %/year
<input type="radio"/> Specify PPA price	PPA price <input type="text" value="0.1"/> \$/kWh	Inflation does not apply to the PPA price.	
<b>Analysis Parameters</b>			
Analysis period <input type="text" value="25"/> years	Inflation rate <input type="text" value="2.5"/> %/year	Real discount rate <input type="text" value="5.5"/> %/year	Nominal discount rate <input type="text" value="8.14"/> %/year
<b>Tax and Insurance Rates</b>		<b>Property Tax</b>	
Federal income tax rate <input type="text" value="35"/> %/year	State income tax rate <input type="text" value="7"/> %/year	Assessed percentage <input type="text" value="100"/> % of installed cost	Assessed value <input type="text" value="\$ 35,225,012.00"/>
Sales tax <input type="text" value="5"/> % of total direct cost	Insurance rate (annual) <input type="text" value="0.5"/> % of installed cost	Annual decline <input type="text" value="0"/> %/year	Property tax rate <input type="text" value="0"/> %/year
<b>Salvage Value</b>			
Net salvage value <input type="text" value="0"/> % of installed cost	End of analysis period value <input type="text" value="\$ 0"/>		
<b>Project Term Debt</b>			
<b>Project Term Debt</b>		Choose "Debt percent" to size the debt manually as a percentage of total installed cost. Choose "DSCR" to size the debt based on cash available for debt service. See Help for details.	
<input type="radio"/> Debt percent <input type="text" value="50"/> % of total cap. cost	<input checked="" type="radio"/> DSCR <input type="text" value="1.3"/>	For a project with no debt, set the either the debt percent or the DSCR to zero.	
Tenor <input type="text" value="18"/> years	Annual interest rate <input type="text" value="7"/> %	Be sure to verify that all debt-related costs are appropriate for your analysis: Debt closing costs, up-front fee, and debt service reserve account. Note that debt interest payments are tax deductible, so a project with more debt may have higher net after-tax annual cash flows than a project with less debt.	
Debt closing costs <input type="text" value="450,000.00"/> \$	Up-front fee <input type="text" value="2.75"/> % of total debt		
<b>Cost of Acquiring Financing</b>			
Financing cost <input type="text" value="0.00"/> \$	SAM includes the financing cost (and the working capital reserve) in the project's financing cost, which is part of the project's total equity capital reported in the project cash flow. See Help for details.		

Figura 65 - Aba parâmetros de financiamento do SAM para simulação fotovoltaica  
Fonte: (NREL, 2016)

Projetos de construção de plantas para geração de energia elétrica vendem a eletricidade gerada pelo sistema a um preço específico que é negociado através



de um contrato de compra de energia. A forma de o projetista definir esses valores está exposta na Figura 66.

Para os objetivos de estudo desse trabalho essa aba não foi utilizada para análise dos dados, mas o SAM permite que o projetista defina um conjunto opcional de até nove multiplicadores de tempo de entrega (TOD) que irão ajustar o preço da energia em qualquer hora do dia ao longo do ano.

Apêndice I – Tutorial de utilização do SAM versão 2016,3.14

**TOD Schedules and Factors Library**

Search for:  Name

Name	Weekday Sche...	Weekend Sche...	TODF 1	TODF 2
Uniform Dispatch	[1;1;1;1;1;1;1;...]	[1;1;1;1;1;1;1;...]	1	1
Generic Summer Peak	[6;6;6;6;6;6;5;5;...]	[6;6;6;6;6;6;5;5;...]	2.064	1.2
PG&E 2016 Energy Only	[6;6;6;6;6;6;5;5;...]	[6;6;6;6;6;6;5;5;...]	1.4514	0.8317
PG&E 2016 Full Capacity Deliverability	[6;6;6;6;6;6;5;5;...]	[6;6;6;6;6;6;5;5;...]	2.2304	0.8067
PG&E 2011	[6;6;6;6;6;6;5;5;...]	[6;6;6;6;6;6;5;5;...]	2.38	1.12

The TOD data in the TOD Schedules and Factors library is from documents prepared by the three California electric utility companies. For projects outside of California, use the tables below to enter your own TOD data. See Help for details.

**TOD Schedules and Factors**

Use library values

PPA price multiplier

Period 1:

Period 2:

Period 3:

Period 4:

Period 5:

Period 6:

Period 7:

Period 8:

Period 9:

PPA price multipliers, or TOD factors, apply to the PPA price according to the weekday and weekend schedules.

TOD factor data in SAM's library may not be applicable to your project. Be sure that your assumptions are consistent with the requirements described in the appropriate solicitation documents.

**Weekday Schedule**

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Feb	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Mar	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Apr	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
May	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Jun	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Jul	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Aug	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Sep	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Oct	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Nov	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Dec	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

**Weekend Schedule**

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Feb	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Mar	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Apr	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
May	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Jun	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Jul	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Aug	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Sep	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Oct	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Nov	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Dec	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Figura 66 - Aba tempo dos fatores de entrega do SAM para simulação fotovoltaica  
 Fonte: (NREL, 2016)

Investment Tax Credit (ITC)				Production Tax Credit (PTC)			
				<b>Reduces Depreciation Basis</b>			
	Amount (\$)		Federal	State	Amount (\$/kWh)	Term (years)	Escalation (%/yr)
Federal	<input type="text" value="0.00"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		Federal <input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="10"/>	<input type="text" value="0.00"/>
State	<input type="text" value="0.00"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		State <input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="10"/>	<input type="text" value="0.00"/>
	Percentage (%)	Maximum (\$)			Inflation does not apply to the PTC amount. In Schedule mode, use nominal (current) dollar values. See Help for details.		
Federal	<input type="text" value="30"/>	<input type="text" value="1e+038"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			
State	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="1e+038"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			

Investment Based Incentive (IBI)					
		<b>Taxable Incentive</b>		<b>Reduces Depreciation and ITC Bases</b>	
	Amount (\$)	Federal	State	Federal	State
Federal	<input type="text" value="0.00"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
State	<input type="text" value="0.00"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Utility	<input type="text" value="0.00"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Other	<input type="text" value="0.00"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	Percentage (%)	Maximum (\$)			
Federal	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="1e+038"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
State	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="1e+038"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Utility	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="1e+038"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Other	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="1e+038"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Capacity Based Incentive (CBI)					
		<b>Taxable Incentive</b>		<b>Reduces Depreciation and ITC Bases</b>	
	Amount (\$/W)	Maximum (\$)	Federal	State	Federal
Federal	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="1e+038"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
State	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="1e+038"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Utility	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="1e+038"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Other	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="1e+038"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Production Based Incentive (PBI)						
				<b>Taxable Incentive</b>		
	Amount (\$/kWh)	Term (years)	Escalation (%/yr)	Federal	State	PBI available for debt service
Federal	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
State	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Utility	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Other	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Inflation does not apply to the PBI amount. In Schedule mode, use nominal (current) dollar values. See Help for details.						

Figura 67 - Aba incentivos do SAM para simulação fotovoltaica  
Fonte: (NREL, 2016)

Na Figura 67 vemos a aba de incentivos do SAM para as plantas simuladas. Ela é a mesma tanto para fotovoltaica quanto para CSP cilindro-parabólico e nessa aba de incentivos é permitido que o projetista defina parâmetros para créditos fiscais e incentivos monetários.

Como nesse estudo utilizamos valores conservativos, não foi considerado nenhum tipo de incentivo por parte do governo. Nosso objetivo foi achar uma forma de incentivar a CSP no Brasil sem necessitar recorrer diretamente a incentivos do governo.

**Depreciation**

Classes	Allocations	Bonus Depreciation		ITC Qualification	
		Federal	State	Federal	State
5-yr MACRS	<input type="text" value="90 %"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
15-yr MACRS	<input type="text" value="1.5 %"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
5-yr Straight Line	<input type="text" value="0 %"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
15-yr Straight Line	<input type="text" value="2.5 %"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
20-yr Straight Line	<input type="text" value="3 %"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
39-yr Straight Line	<input type="text" value="0 %"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Custom <input type="button" value="Edit..."/>	<input type="text" value="0 %"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Non-depreciable assets	<input type="text" value="3 %"/>	Bonus: <input type="text" value="0 %"/>	<input type="text" value="0 %"/>		

The allocation for each depreciation class is a percentage of the total capital cost. Allocations apply to both state depreciation and federal depreciation.

Total capital cost includes the total installed cost from the System Costs page and other financial costs and fees from the Financial Parameters page. SAM displays the value in the Metrics table on the Results page.

Check the box for each asset class that qualifies for federal or state bonus depreciation, and enter the bonus amount as a percentage of the total qualifying allocations.

Check the box for each asset class that qualifies for the investment tax credit (ITC). This determines the basis used to calculate the ITC amount.

Figura 68 - Aba depreciação do SAM para simulação fotovoltaica  
Fonte: (NREL, 2016)

Tabela 27 - Porcentagem de depreciação por ano para cada classe de depreciação

Years 1-10	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5-yr MACRS	20.0	32.0	19.2	11.5	11.5	5.8				
15-yr MACRS	5.0	9.5	8.6	7.7	6.9	6.2	5.9	5.9	5.9	5.9
5-yr SL	10.0	20.0	20.0	20.0	20.0	10.0				
15-yr SL	3.3	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7
20-yr SL	2.5	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
39-yr SL	1.3	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6
Years 11-20	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
15-yr MACRS	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	3.0				
15-yr SL	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	3.3				
20-yr SL	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
39-yr SL	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6
Years 21-30	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
20-yr SL	2.5									
39-yr SL	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6
Years 31-40	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
39-yr SL	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	1.3

Fonte: (NREL, 2016)

Na Figura 68 são apresentadas as opções de depreciação para as plantas simuladas. Ela é a mesma tanto para fotovoltaica quanto para CSP cilindro-parabólico e permite que o projetista especifique como o SAM deve calcular os valores de depreciação e também especificar uma depreciação de bônus opcional.

A base de depreciação é o custo de capital líquido. Nesse trabalho, em todas as simulações foi utilizado um modelo de depreciação customizado.

Na Tabela 27 se pode ver a porcentagem de depreciação por ano para cada classe de depreciação que podem ser escolhidas conforme visto na Figura 68.

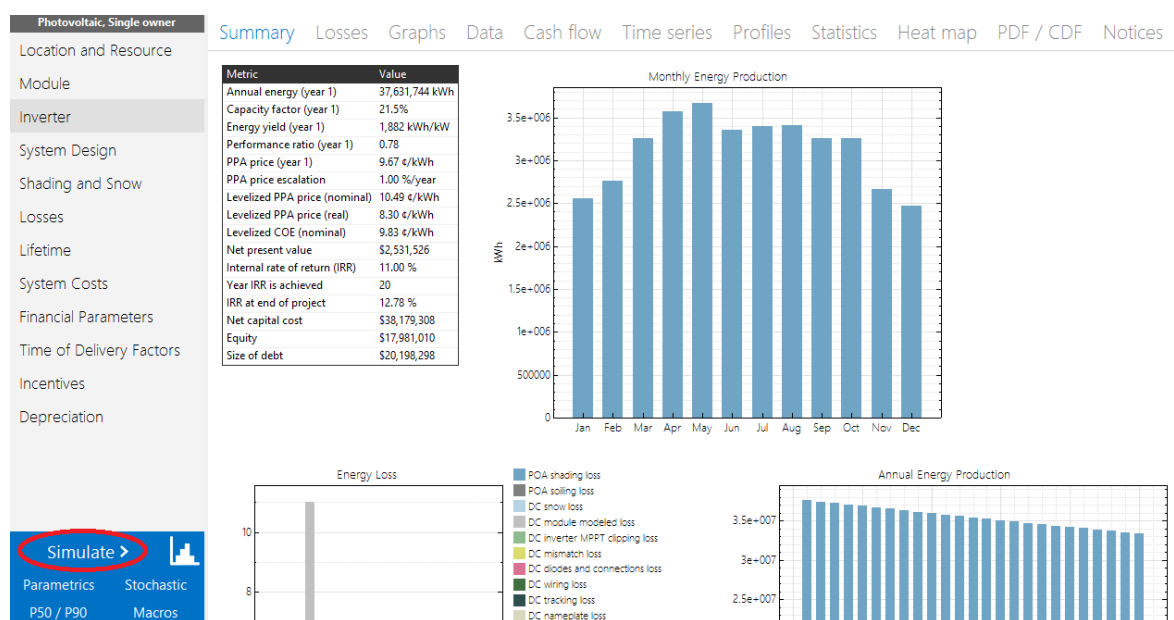


Figura 69 - Resultados do SAM para simulação fotovoltaica  
Fonte: (NREL, 2016)

Depois de seguido todos os passos basta clicar no botão destacado em vermelho na Figura 69 e a tela deve ficar com aparência semelhante à da Figura 69. Os principais dados de saída estão apresentados na tabela dessa aba de resultados, mas diversos outros resultados podem ser analisados mudando a guia superior dessa página de resultados.

Agora indo para as abas da simulação CSP cilindro-parabólico se tem a aba campo solar apresentada na Figura 70. Pode-se definir os parâmetros do campo solar pelo múltiplo solar ou pela área do campo solar, como explicado na seção 3.5. Depois se define qual será o fluido de trabalho do campo solar e as temperaturas

de entrada e saída do *loop* e as respectivas velocidades mínimas e máximas do fluido. Pode-se usar alguma fluido pré-definido pelo SAM ou definir um fluido customizado. A seguir se define os ângulos dos coletores e então quantos coletores terão em um único *loop*.

Solar Field Parameters	Heat Transfer Fluid
<input checked="" type="radio"/> Option 1: Solar multiple <input type="text" value="2"/> <input type="radio"/> Option 2: Field aperture <input type="text" value="877,000.000"/> m <sup>2</sup> Row spacing <input type="text" value="15"/> m Stow angle <input type="text" value="170"/> deg Deploy angle <input type="text" value="10"/> deg Number of field subsections <input type="text" value="2"/> Header pipe roughness <input type="text" value="4.57e-005"/> m HTF pump efficiency <input type="text" value="0.85"/> Freeze protection temp <input type="text" value="150"/> °C Irradiation at design <input type="text" value="950"/> W/m <sup>2</sup> Allow partial defocusing <input checked="" type="checkbox"/> <input type="text" value="Simultaneous"/>	Field HTF fluid <input type="text" value="Therminol VP-1"/> User-defined HTF fluid <input type="text" value="Edit..."/> Field HTF min operating temp <input type="text" value="12"/> °C Field HTF max operating temp <input type="text" value="400"/> °C Design loop inlet temp <input type="text" value="293"/> °C Design loop outlet temp <input type="text" value="391"/> °C Min single loop flow rate <input type="text" value="1"/> kg/s Max single loop flow rate <input type="text" value="12"/> kg/s Min field flow velocity <input type="text" value="0.268562"/> m/s Max field flow velocity <input type="text" value="3.74479"/> m/s Header design min flow velocity <input type="text" value="2"/> m/s Header design max flow velocity <input type="text" value="3"/> m/s
Design Point	
Single loop aperture <input type="text" value="5248"/> m <sup>2</sup> Loop optical efficiency <input type="text" value="0.721319"/> Total loop conversion efficiency <input type="text" value="0.69372"/> Total required aperture, SM=1 <input type="text" value="473113"/> m <sup>2</sup> Required number of loops, SM=1 <input type="text" value="90.1512"/>	Actual number of loops <input type="text" value="181"/> Total aperture reflective area <input type="text" value="949888"/> m <sup>2</sup> Actual solar multiple <input type="text" value="2"/> Field thermal output <input type="text" value="623.596"/> MWt
Collector Orientation	
Collector tilt <input type="text" value="0"/> deg Collector azimuth <input type="text" value="0"/> deg	Tilt: horizontal=0, vertical=90 Azimuth: equator=0, west=90, east=-90
Mirror Washing	Plant Heat Capacity
Water usage per wash <input type="text" value="0.7"/> L/m <sup>2</sup> ,aper. Washes per year <input type="text" value="63"/>	Hot piping thermal inertia <input type="text" value="0.2"/> kWh/K-MWt Cold piping thermal inertia <input type="text" value="0.2"/> kWh/K-MWt Field loop piping thermal inertia <input type="text" value="4.5"/> Wh/K-m
Land Area	
Solar field area <input type="text" value="587"/> acres Non-solar field land area multiplier <input type="text" value="1.4"/> Total land area <input type="text" value="822"/> acres	
Single Loop Configuration	
<p>The specification below is only for one loop in the solar field.</p> <p>Usage tip: To configure the loop, choose whether to edit SCAs, HCEs or defocus order. Select assemblies by clicking one or dragging the mouse over multiple items. Assign types to selected items by pressing keys 1-4.</p>	
Number of SCA/HCE assemblies per loop: <input type="text" value="8"/> <input checked="" type="radio"/> Edit SCAs <input type="radio"/> Edit HCEs <input type="radio"/> Edit Defocus Order <input type="text" value="Reset Defocus"/>	

Figura 70 - Aba campo solar do SAM para simulação CSP  
 Fonte: (NREL, 2016)

**Collector Library**

Search for:  Name

Name	Reflective aper...	Aperture width...	Length of colle...	Number of mo...
AlbiasaTrough AT150	817.5	5.774	150	12
Siemens SunField 6	545	5.776	95.2	8
SkyFuel SkyTrough (with 80-mm OD receiver)	656	6	115	8
FLABEG Ultimate Trough RP6 (with 89-mm OD receiver for oil ...	1720	7.53	247	10

Collector types in loop configuration:

**Collector Type 1**

Collector name from library:

**Collector Geometry**

Reflective aperture area	<input type="text" value="656"/> m <sup>2</sup>	Number of modules per assembly	<input type="text" value="8"/>
Aperture width, total structure	<input type="text" value="6"/> m	Average surface-to-focus path length	<input type="text" value="2.15"/> m
Length of collector assembly	<input type="text" value="115"/> m	Piping distance between assemblies	<input type="text" value="1"/> m

**Optical Parameters**

Incidence angle modifier coefficients	<input type="button" value="Edit data..."/>	Geometry effects	<input type="text" value="0.952"/>
Tracking error	<input type="text" value="0.988"/>	Mirror reflectance	<input type="text" value="0.93"/>
General optical error	<input type="text" value="1"/>	Dirt on mirror	<input type="text" value="0.97"/>

**Optical Calculations**

Length of single module	<input type="text" value="14.375"/> m	End loss at summer solstice	<input type="text" value="0.999644"/>
IAM at summer solstice	<input type="text" value="1.00188"/>	Optical efficiency at design	<input type="text" value="0.848494"/>

- Collector Type 2
- Collector Type 3
- Collector Type 4

Figura 71 - Aba coletores do SAM para simulação CSP  
Fonte: (NREL, 2016)

Na aba coletores do SAM, apresentado na Figura 71, o projetista deve selecionar qual modelo de coletor utilizar e se for o caso, alterar alguma das propriedades do coletor de acordo com onde será instalado e as condições (como do sistema de rastreamento por exemplo).

Existe a possibilidade ainda de se utilizarem quatro tipos diferentes de coletores na planta simulada. Nesse trabalho se foi utilizado somente um tipo de coletor para todas as simulações CSP.

Depois dos coletores se deve selecionar o modelo do absorvedor que será utilizado. Na Figura 72 se pode ver que é possível alterar valores da geometria e algumas variáveis dos absorvedores.

**Receiver Library**

Search for:  Name

Name	Absorber tube ...	Absorber tube ...	Glass envelope...	Glass envelope...
Solel UVAC 3	0.066	0.07	0.115	0.121
Siemens UVAC 2010	0.066	0.07	0.109	0.115
Schott PTR80	0.076	0.08	0.115	0.12
Royal Tech CSP RTUVR 2014 (Manufacturer Specifications)	0.066	0.07	0.119	0.125

Receiver types in loop configuration:

## Receiver Type 1

Receiver name from library:

**Receiver Geometry**

Absorber tube inner diameter	<input type="text" value="0.076"/> m	Absorber flow plug diameter	<input type="text" value="0"/> m
Absorber tube outer diameter	<input type="text" value="0.08"/> m	Internal surface roughness	<input type="text" value="4.5e-005"/>
Glass envelope inner diameter	<input type="text" value="0.115"/> m	Absorber flow pattern	<input type="text" value="Tube flow"/>
Glass envelope outer diameter	<input type="text" value="0.12"/> m	Absorber material type	<input type="text" value="304L"/>

**Parameters and Variations**

	Variation 1	Variation 2	Variation 3	Variation 4*
Variant weighting fraction*	<input type="text" value="0.985"/>	<input type="text" value="0.01"/>	<input type="text" value="0.005"/>	<input type="text" value="0"/>
<b>Absorber Parameters:</b>				
Absorber absorptance	<input type="text" value="0.963"/>	<input type="text" value="0.963"/>	<input type="text" value="0.8"/>	<input type="text" value="0"/>
Absorber emittance	<input type="text" value="Table..."/>	<input type="text" value="0.65"/>	<input type="text" value="0.65"/>	<input type="text" value="0"/>
<b>Envelope Parameters:</b>				
Envelope absorptance	<input type="text" value="0.02"/>	<input type="text" value="0.02"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
Envelope emittance	<input type="text" value="0.86"/>	<input type="text" value="0.86"/>	<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value="0"/>
Envelope transmittance	<input type="text" value="0.964"/>	<input type="text" value="0.964"/>	<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value="0"/>
	<input type="checkbox"/> Broken Glass	<input type="checkbox"/> Broken Glass	<input checked="" type="checkbox"/> Broken Glass	<input type="checkbox"/> Broken Glass
<b>Gas Parameters:</b>				
Annulus gas type	<input type="text" value="Hydrogen"/>	<input type="text" value="Air"/>	<input type="text" value="Air"/>	<input type="text" value="Hydrogen"/>
Annulus pressure (torr)	<input type="text" value="0.0001"/>	<input type="text" value="750"/>	<input type="text" value="750"/>	<input type="text" value="0"/>
<b>Heat Loss at Design:</b>				
Estimated avg. heat loss (W/m)	<input type="text" value="190"/>	<input type="text" value="1270"/>	<input type="text" value="1500"/>	<input type="text" value="0"/>
<b>Optical Effects:</b>				
Bellows shadowing	<input type="text" value="0.935"/>	<input type="text" value="0.935"/>	<input type="text" value="0.935"/>	<input type="text" value="0.963"/>
Dirt on receiver	<input type="text" value="0.98"/>	<input type="text" value="0.98"/>	<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value="0.98"/>

\* The variant weighting fractions and Variation 4 inputs are not part of the library.

**Total Weighted Losses**

Heat loss at design	<input type="text" value="207.35"/> W/m
Optical derate	<input type="text" value="0.850118"/>

Figura 72 - Aba absorvedores do SAM para simulação CSP  
Fonte: (NREL, 2016)



**Rankine Cycle and Hybrid Cooling** ▾

**Plant Capacity**

Design gross output  MWe

Estimated gross to net conversion factor

Estimated net output at design (nameplate)  MWe

Parasitic losses typically reduce net output to approximately 90 % of design gross power

**Availability and Curtailment**

Curtailment and availability losses reduce the system output to represent system outages or other events.  Constant loss: 4.0 %  
Hourly losses: None  
Custom periods: None

**Power Block Design Point**

Rated cycle conversion efficiency

Design inlet temperature  °C

Design outlet temperature  °C

Fossil backup boiler LHV efficiency

Aux heater outlet set temp  °C

Fossil dispatch mode  ▾

**Plant Control**

Low resource standby period  hrs

Fraction of thermal power needed for standby

Power block startup time  hr

Fraction of thermal power needed for startup

Minimum required startup temp  °C

Max turbine over design operation

Min turbine operation

**Rankine Cycle Parameters**

Boiler operating pressure  Bar

Steam cycle blowdown fraction

Turbine inlet pressure control  ▾

Condenser type  ▾

Ambient temperature at design  °C

ITD at design point  °C

Reference condenser water dT  °C

Approach temperature  °C

Condenser pressure ratio

Min condenser pressure  inHg

Cooling system part load levels

**Hybrid Dispatch**

Period 1:

Period 2:

Period 3:

Period 4:

Period 5:

Period 6:

Period 7:

Period 8:

Period 9:

Figura 73 - Aba bloco de potência do SAM para simulação CSP  
Fonte: (NREL, 2016)

Na Figura 73 o projetista define o bloco de potência da planta CSP. Fisicamente é nessa parte da planta que a energia térmica vinda do campo solar é transformada em energia elétrica. Primeiramente é possível escolher trabalhar com o ciclo Rankine ou se prefere editar um ciclo próprio definido pelo projetista.

O ciclo de Rankine funciona utilizando máquinas a vapor que funcionam pelo princípio do ciclo Rankine com dois aquecedores de água de alimentação abertos e um pré-aquecedor, caldeira e super-aquecedor. Este modelo foi o utilizado em todas as simulações CSP desse trabalho por ser um modelo rápido, flexível e preciso, e é adequado para modelagem da maioria dos ciclos de potência CSP convencionais.

O ciclo definido pelo usuário permite que o projetista use dados de seu próprio modelo de um ciclo qualquer no SAM e pode ser usado para modelar o ciclo Rankine ou outros tipos de ciclos de energia.

Depois de definido o ciclo, deve-se digitar a potência total da planta e a estimativa de eficiência para ser definido a potência nominal da planta. Digitar a eficiência do ciclo escolhido na localidade da planta e os dados do combustível de hibridização se ocorrer hibridização com combustível fóssil.

O projetista pode também definir parâmetros de controle da planta como o tempo em que a planta permanece para quando está com baixo recurso, o tempo para inicializar a planta, a fração da capacidade térmica para se inicializar a planta. Como esses parâmetros podem ser muito específicos, se aconselha que sejam mantidos os indicados pelo SAM.

E por último nessa aba, os parâmetros do ciclo Rankine como a pressão na caldeira, o tipo de condensador que será utilizado, a pressão mínima no condensador e em quantas partes se dividem o sistema de resfriamento.

Apêndice I – Tutorial de utilização do SAM versão 2016,3.14

**Storage System**

Full load hours of TES	6	hr	Tank heater capacity	25	MWht
Storage volume	25304.4	m <sup>3</sup>	Tank heater efficiency	0.98	
TES Thermal capacity	1870.79	MWht	Hot side HX approach temp	5	°C
Parallel tank pairs	1		Cold side HX approach temp	5	°C
Tank height	20	m	Thermal storage exergetic efficiency	0.966	
Tank fluid min height	1	m	Initial TES fluid temp	300	°C
Tank diameter	40.1364	m	Storage HTF fluid	Hitec Solar Salt	
Min fluid volume	1265.22	m <sup>3</sup>	User-defined HTF fluid	Edit...	
Tank loss coeff	0.4	W/m <sup>2</sup> -K	Storage HTF min operating temp	238	°C
Estimated heat loss	0.487774	MWt	Storage HTF max operating temp	593	°C
Cold tank heater set point	250	°C	Fluid temperature	342	°C
Hot tank heater set point	365	°C	TES fluid density	1872.49	kg/m <sup>3</sup>
			TES specific heat	1.50182	kJ/kg-K

**Dispatch Control**

	Storage dispatch		Turb. out.	Fossil fill
	w/ solar	w/o solar	fraction	fraction
Period 1:	0	0	1.05	0
Period 2:	0	0	1	0
Period 3:	0	0	1	0
Period 4:	0	0	1	0
Period 5:	0	0	1	0
Period 6:	0	0	1	0
Period 7:	0	0	1	0
Period 8:	0	0	1	0
Period 9:	0	0	1	0

Storage dispatch fractions apply to the maximum energy storage.

Turbine output and fossil fill fractions apply to the design turbine thermal input.

Use the weekday and schedule matrices to specify the month and hour of day for each of the nine periods.

Copy schedule from TOD Factors page

**Weekday Schedule**

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Feb	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Mar	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Apr	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
May	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Jun	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3
Jul	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3
Aug	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3
Sep	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3
Oct	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Nov	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Dec	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5

**Weekend Schedule**

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Feb	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Mar	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Apr	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
May	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Jun	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Jul	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Aug	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Sep	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Oct	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Nov	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Dec	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5

Figura 74 - Aba armazenamento térmico do SAM para simulação CSP  
 Fonte: (NREL, 2016)

Agora entrando no controle do sistema de despacho da planta. Ele controla diversas funções da planta, mas a que foi utilizada nesse trabalho foi o controle da fração de potência gerada pela turbina a cada hora.

Na Figura 74 se vê que primeiro deve-se definir os parâmetros dos reservatórios térmicos como diâmetro dos tanques, quanto pares de tanques, altura dos tanques e o tipo de fluido para armazenamento de calor.

O controle do sistema de despacho foi fundamental para o funcionamento da planta híbrida entre CSP e fotovoltaica. Os valores tiveram que ser ajustados para cada hora, de cada dia do ano sempre compensando os picos instantâneos de geração característicos da tecnologia fotovoltaica para que não houve nenhum tipo de problema na rede elétrica que iria receber essa energia e para atender aos parâmetros de geração que foram estipulados para esse trabalho.

Para cada localidade e para cada recurso solar é necessária uma nova programação do controle de despacho pois ele não é capaz de ser interativo com o recurso solar.

Parasitics				Design Point Totals			
Piping thermal loss coefficient	<input type="text" value="0.45"/>	W/m <sup>2</sup> -K		Tracking	<input type="text" value="181000"/>	W	
Tracking power	<input type="text" value="125"/>	W/sca		Fixed	<input type="text" value="0.6105"/>	MWe	
Required pumping power for HTF through power block	<input type="text" value="0.55"/>	kJ/kg					
Required pumping power for HTF through storage	<input type="text" value="0.15"/>	kJ/kg					
Fraction of rated gross power consumed at all times	<input type="text" value="0.0055"/>						
			Factor	Coeff 0	Coeff 1	Coeff 2	
BOP parasitic value	<input type="text" value="0"/>	MWe/MWcap	<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value="0.483"/>	<input type="text" value="0.517"/>	<input type="text" value="0"/>	BOP <input type="text" value="0"/> MWe
Aux heater parasitic value	<input type="text" value="0.02273"/>	MWe/MWcap	<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value="0.483"/>	<input type="text" value="0.517"/>	<input type="text" value="0"/>	Aux <input type="text" value="2.52303"/> MWe

Figura 75 - Aba perdas parasitas do SAM para simulação CSP  
Fonte: (NREL, 2016)

Na aba de perdas parasitas, como pode ser visto na Figura 75, o projetista deve definir qual será a perda em alguns sistemas específicos da planta como o coeficiente de perda dos canos em que correm os fluidos à elevadas temperaturas, perdas no sistema de rastreamento dos coletores, etc. Na ausência de dados confiáveis para tais perdas se aconselha a manter os valores indicados pelo SAM.

Na Figura 76 se vê a página de custos da planta CSP, o projetista define as variáveis que definem os custos de instalação e operação do projeto.

A contingência, como dito para a fotovoltaica, é uma porcentagem do custo direto de capital que é utilizado para cobrir gastos devido às incertezas esperadas nas estimativas de custo direto.

O SAM recomenda a utilização de 7% para a contingência, mas como explicado na seção 4.1.5, nesse estudo foi utilizado o valor de 20% para a contingência do projeto.

Os custos indiretos são de engenharia, projeto e construção e custos do dono e o gasto total com o terreno utilizado para a CSP. E como dito para a fotovoltaica, os custos de operação e manutenção representam despesas anuais com equipamentos e com serviços que ocorrem durante a operação da planta CSP.

Conforme indicado pelo SAM, foi utilizado o custo fixo por capacidade e o custo variável por geração.

## Apêndice I – Tutorial de utilização do SAM versão 2016,3.14

Direct Capital Costs				
Site improvements	949,888.0	m <sup>2</sup>	30.00 \$/m <sup>2</sup>	\$ 28,496,640.00
Solar field	949,888.0	m <sup>2</sup>	170.00 \$/m <sup>2</sup>	\$ 161,480,960.00
HTF system	949,888.0	m <sup>2</sup>	70.00 \$/m <sup>2</sup>	\$ 66,492,160.00
Storage	1,870.8	MWh	75.00 \$/kWh	\$ 140,308,992.00
Fossil backup	111.0	MWe, Gross	0.00 \$/kWe	\$ 0.00
Power plant	111.0	MWe, Gross	1,150.00 \$/kWe	\$ 127,650,000.00
Balance of plant	111.0	MWe, Gross	120.00 \$/kWe	\$ 13,320,000.00
Subtotal				\$ 537,748,736.00
<b>-Contingency</b>				
			Contingency	7 % of subtotal
				\$ 37,642,412.00
<b>Total direct cost</b>				\$ 575,391,168.00
Indirect Capital Costs				
Total land area	822	acres	Nameplate	100 MWe
	\$/acre	% of direct cost	\$/Wac	\$
EPC and owner cost	\$ 0.00	11 %	\$ 0.00	\$ 0.00
Total land cost	\$ 10,000.00	0 %	\$ 0.00	\$ 0.00
				\$ 63,293,028.00
				\$ 8,215,107.00
<b>-Sales Tax</b>				
Sales tax basis		80	Sales tax rate	5 %
				\$ 23,015,646.00
<b>Total indirect cost</b>				\$ 94,523,784.00
Total Installed Costs				
Total installed cost excludes any financing costs from the Financial Parameters page.				<b>Total intalled cost</b>
				\$ 669,914,944.00
Estimated total installed cost per net capacity				\$ 6,705.86/kW
Operation and Maintenance Costs				
	First year cost		Escalation rate (above inflation)	
Fixed annual cost	Value Schedule	0 \$/yr	0 %	In Value mode, SAM applies both inflation and escalation to the first year cost to calculate out-year costs. In Schedule mode, neither inflation nor escalation applies. See Help for details.
Fixed cost by capacity	Value Schedule	66 \$/kW-yr	0 %	
Variable cost by generation	Value Schedule	4 \$/MWh	0 %	
Fossil fuel cost	Value Schedule	0 \$/MMBTU	0 %	

Figura 76 - Aba custos do sistema do SAM para simulação CSP  
Fonte: (NREL, 2016)

Conforme dito acima, algumas abas são iguais para a planta fotovoltaica e para a planta CSP e também são preenchidas exatamente da mesma forma. São as abas:

- Localização e recurso;
- Tempo de vida;
- Parâmetros de financiamento;
- Tempo dos fatores de entrega;

- Incentivos; e
- Depreciação.

Essas abas foram explicadas para a fotovoltaica, logo se segue o mesmo raciocínio para a CSP.

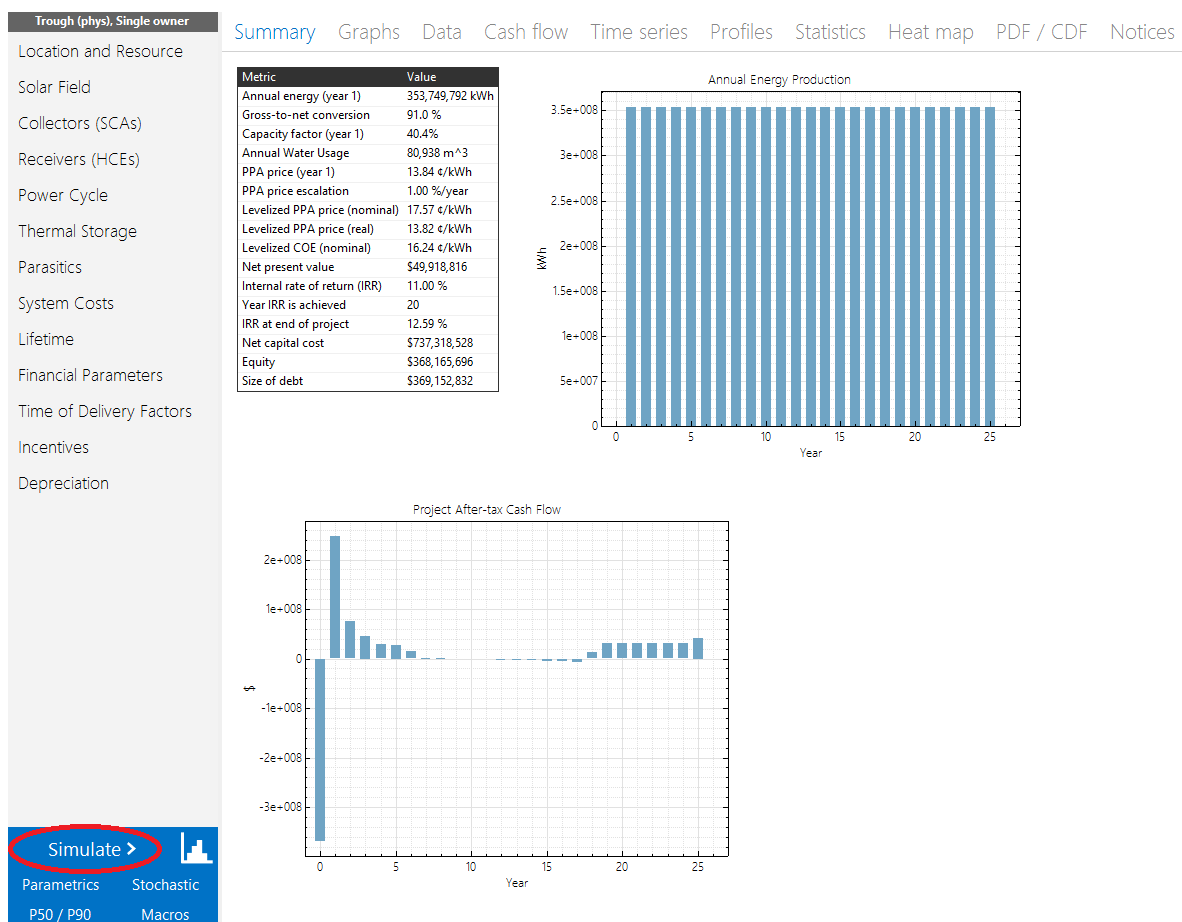


Figura 77 - Resultados do SAM para simulação CSP  
Fonte: (NREL, 2016)

Depois de preenchidas todas as abas, deve-se clicar no botão destacado em vermelho na Figura 77 e então, após a simulação concluir, a tela deve ser bem parecida com a da Figura 77.

Ainda existe a função para analisar múltiplas simulações variando-se alguns valores de entrada e analisando os valores de saída.

The screenshot shows the SAM software interface. On the left is a sidebar with a list of system components: Location and Resource, Solar Field, Collectors (SCAs), Receivers (HCEs), Power Cycle, Thermal Storage, Parasitics, System Costs, Lifetime, Financial Parameters, Time of Delivery Factors, Incentives, and Depreciation. At the bottom of the sidebar are buttons for 'Simulate >', 'Parameters' (highlighted with a red circle), 'Stochastic', 'P50 / P90', and 'Macros'. The main window has a blue header with 'Quick setup...', 'Inputs...', 'Outputs...', and 'Run simulations >'. On the right of the header is a 'Number of runs:' field with the value '4'. Below the header is a table with the following data:

	Solar multiple	Collector tilt (deg)	Levelized cost (real) (cents/kWh)	Annual Energy (kWh)
1	2	0		
2	3	0		
3	2	10		
4	3	10		

Figura 78 - Análise paramétrica no SAM  
Fonte: (NREL, 2016)

Na Figura 78 está destacado de vermelho o botão que se deve clicar para começar uma análise paramétrica. No exemplo da Figura 78 foram selecionados 2 parâmetros de entrada e 2 parâmetros de saída, mas pode-se colocar tantos quanto se desejar. Nesse caso seriam feitas 4 simulações diferentes e os parâmetros de saída apareceriam para análise e escolha do mais adequado para o projeto.



# APÊNDICE II – SISTEMAS DE DESPACHO PARA AS DIFERENTES LOCALIDADES SIMULADAS

Da Figura 79 até a Figura 82 são mostradas as fotos com os controles de despacho utilizados para as localidades simuladas no SAM.

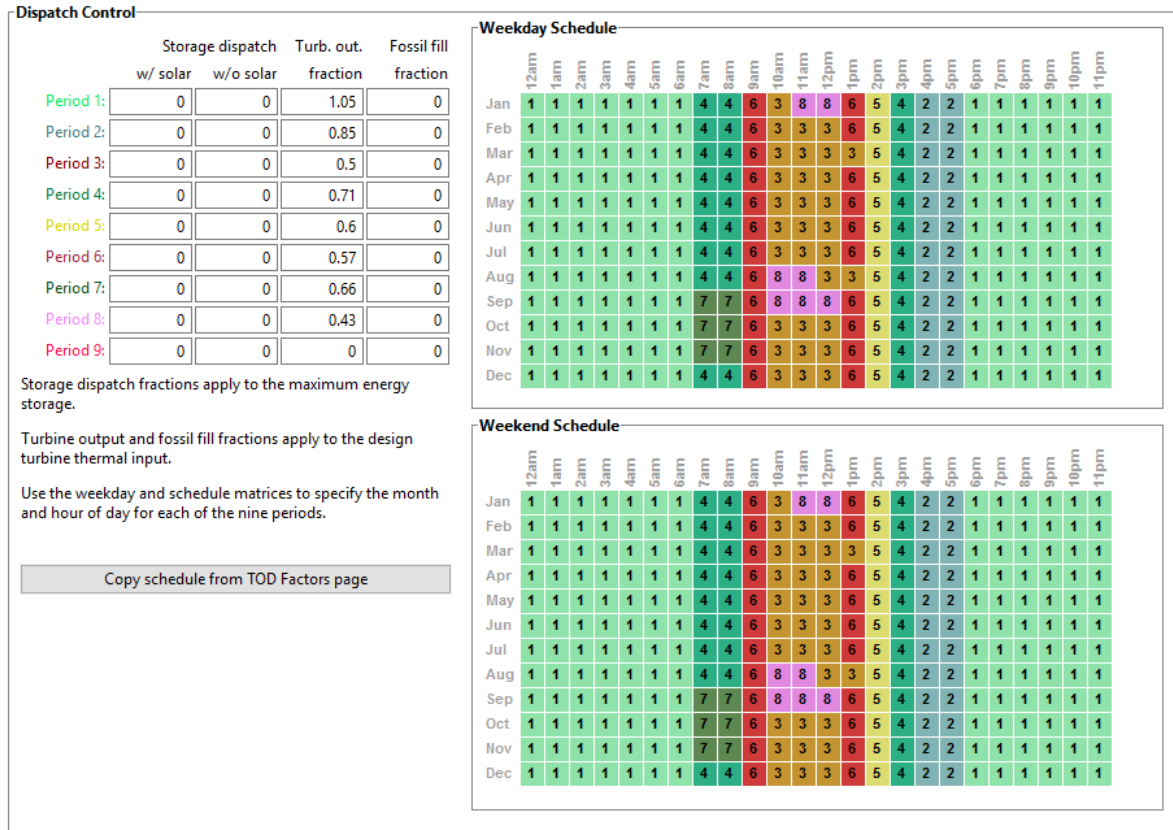


Figura 79 - Controle de despacho para Bom Jesus da Lapa  
Fonte: (NREL, 2016)

Apêndice II – Sistema de despacho para as diferentes localidades simuladas

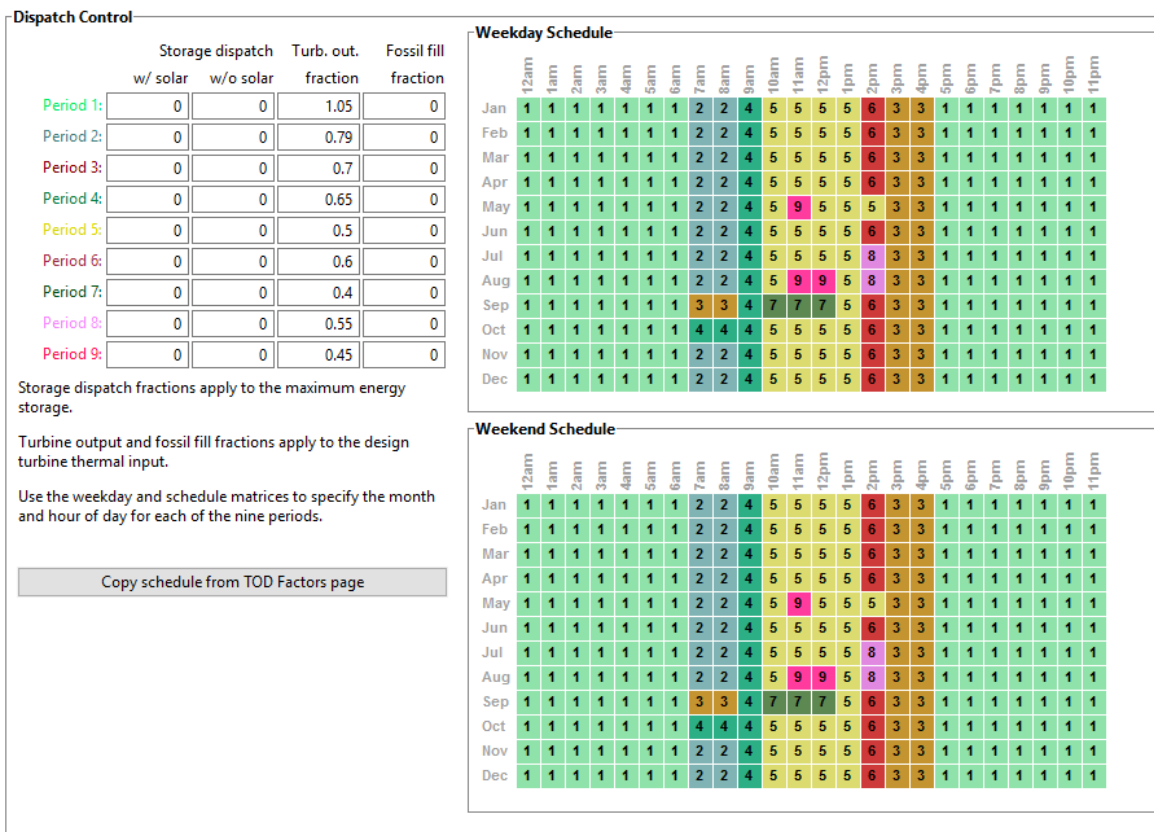


Figura 80 - Controle de despacho para Porto Nacional  
 Fonte: (NREL, 2016)

Apêndice II – Sistema de despacho para as diferentes localidades simuladas

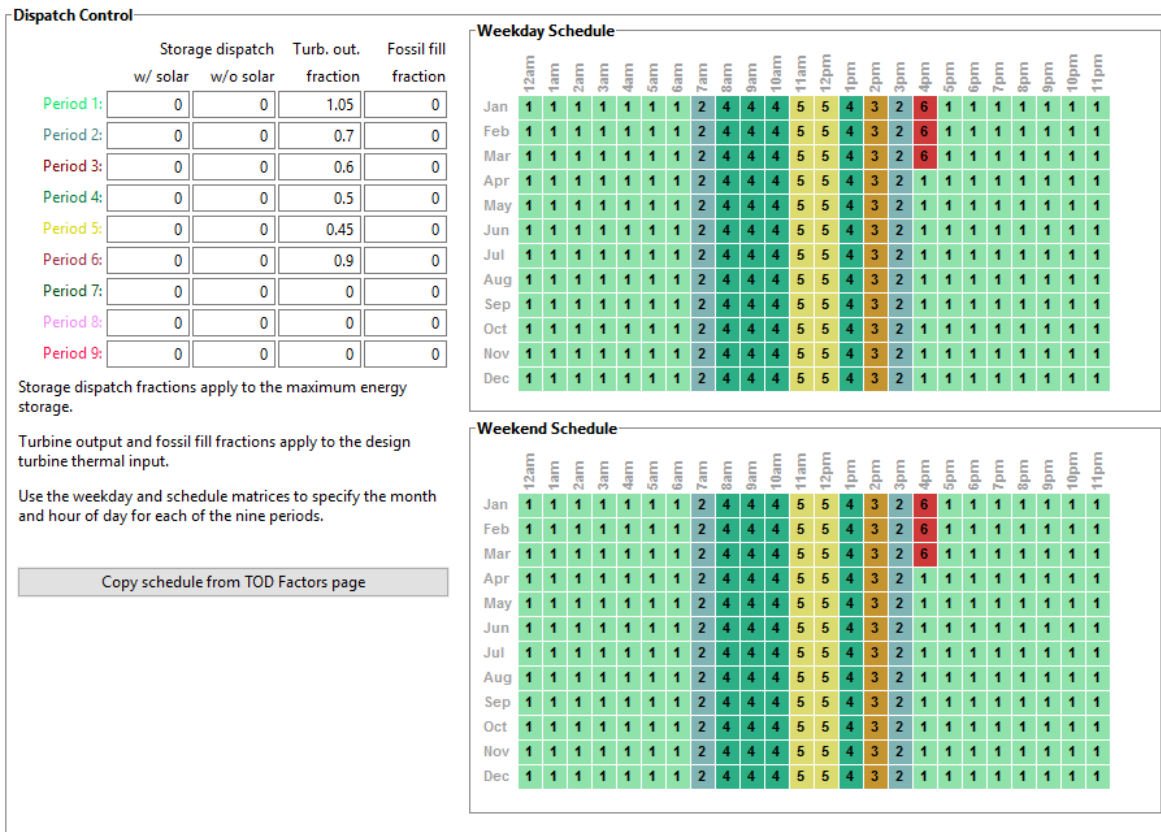


Figura 81 - Controle de despacho para Campo Grande  
 Fonte: (NREL, 2016)

Apêndice II – Sistema de despacho para as diferentes localidades simuladas

**Dispatch Control**

	Storage dispatch		Turb. out.	Fossil fill
	w/ solar	w/o solar	fraction	fraction
Period 1:	0	0	1.05	0
Period 2:	0	0	0.9	0
Period 3:	0	0	0.42	0
Period 4:	0	0	0.55	0
Period 5:	0	0	0.42	0
Period 6:	0	0	0.8	0
Period 7:	0	0	0	0
Period 8:	0	0	0	0
Period 9:	0	0	0	0

Storage dispatch fractions apply to the maximum energy storage.

Turbine output and fossil fill fractions apply to the design turbine thermal input.

Use the weekday and schedule matrices to specify the month and hour of day for each of the nine periods.

Copy schedule from TOD Factors page

**Weekday Schedule**

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	1	1	1	1	1	1	1	1	4	3	3	3	3	3	5	5	2	6	6	1	1	1	1	1
Feb	1	1	1	1	1	1	1	1	4	3	3	3	3	3	5	5	2	2	1	1	1	1	1	1
Mar	1	1	1	1	1	1	1	1	4	3	3	3	3	3	5	5	2	2	1	1	1	1	1	1
Apr	1	1	1	1	1	1	1	1	4	3	3	3	3	3	5	5	2	2	1	1	1	1	1	1
May	1	1	1	1	1	1	1	1	4	3	3	3	3	3	5	5	2	2	1	1	1	1	1	1
Jun	1	1	1	1	1	1	1	1	4	3	3	3	3	3	5	5	2	2	1	1	1	1	1	1
Jul	1	1	1	1	1	1	1	1	4	3	3	3	3	3	5	5	2	2	1	1	1	1	1	1
Aug	1	1	1	1	1	1	1	1	4	3	3	3	3	3	5	5	2	2	1	1	1	1	1	1
Sep	1	1	1	1	1	1	1	1	4	3	3	3	3	3	5	5	2	2	1	1	1	1	1	1
Oct	1	1	1	1	1	1	1	1	4	3	3	3	3	3	5	5	2	2	1	1	1	1	1	1
Nov	1	1	1	1	1	1	1	1	4	3	3	3	3	3	5	5	2	2	1	1	1	1	1	1
Dec	1	1	1	1	1	1	1	1	4	3	3	3	3	3	5	5	2	2	1	1	1	1	1	1

**Weekend Schedule**

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	1	1	1	1	1	1	1	1	4	3	3	3	3	3	5	5	2	2	1	1	1	1	1	1
Feb	1	1	1	1	1	1	1	1	4	3	3	3	3	3	5	5	2	2	1	1	1	1	1	1
Mar	1	1	1	1	1	1	1	1	4	3	3	3	3	3	5	5	2	2	1	1	1	1	1	1
Apr	1	1	1	1	1	1	1	1	4	3	3	3	3	3	5	5	2	2	1	1	1	1	1	1
May	1	1	1	1	1	1	1	1	4	3	3	3	3	3	5	5	2	2	1	1	1	1	1	1
Jun	1	1	1	1	1	1	1	1	4	3	3	3	3	3	5	5	2	2	1	1	1	1	1	1
Jul	1	1	1	1	1	1	1	1	4	3	3	3	3	3	5	5	2	2	1	1	1	1	1	1
Aug	1	1	1	1	1	1	1	1	4	3	3	3	3	3	5	5	2	2	1	1	1	1	1	1
Sep	1	1	1	1	1	1	1	1	4	3	3	3	3	3	5	5	2	2	1	1	1	1	1	1
Oct	1	1	1	1	1	1	1	1	4	3	3	3	3	3	5	5	2	2	1	1	1	1	1	1
Nov	1	1	1	1	1	1	1	1	4	3	3	3	3	3	5	5	2	2	1	1	1	1	1	1
Dec	1	1	1	1	1	1	1	1	4	3	3	3	3	3	5	5	2	2	1	1	1	1	1	1

Figura 82 - Controle de despacho para Florianópolis  
 Fonte: (NREL, 2016)

## **APÊNDICE III – IRRADIAÇÃO DIRETA HORA A HORA PARA AS LOCALIDADES SIMULADAS**

A Figura 83 e a Figura 84 apresentam os gráficos de irradiação direta hora a hora para as quatro localidades simuladas nesse estudo. Os gráficos foram gerados no SAM com os dados de irradiação do SWERA que foram utilizados nas simulações.

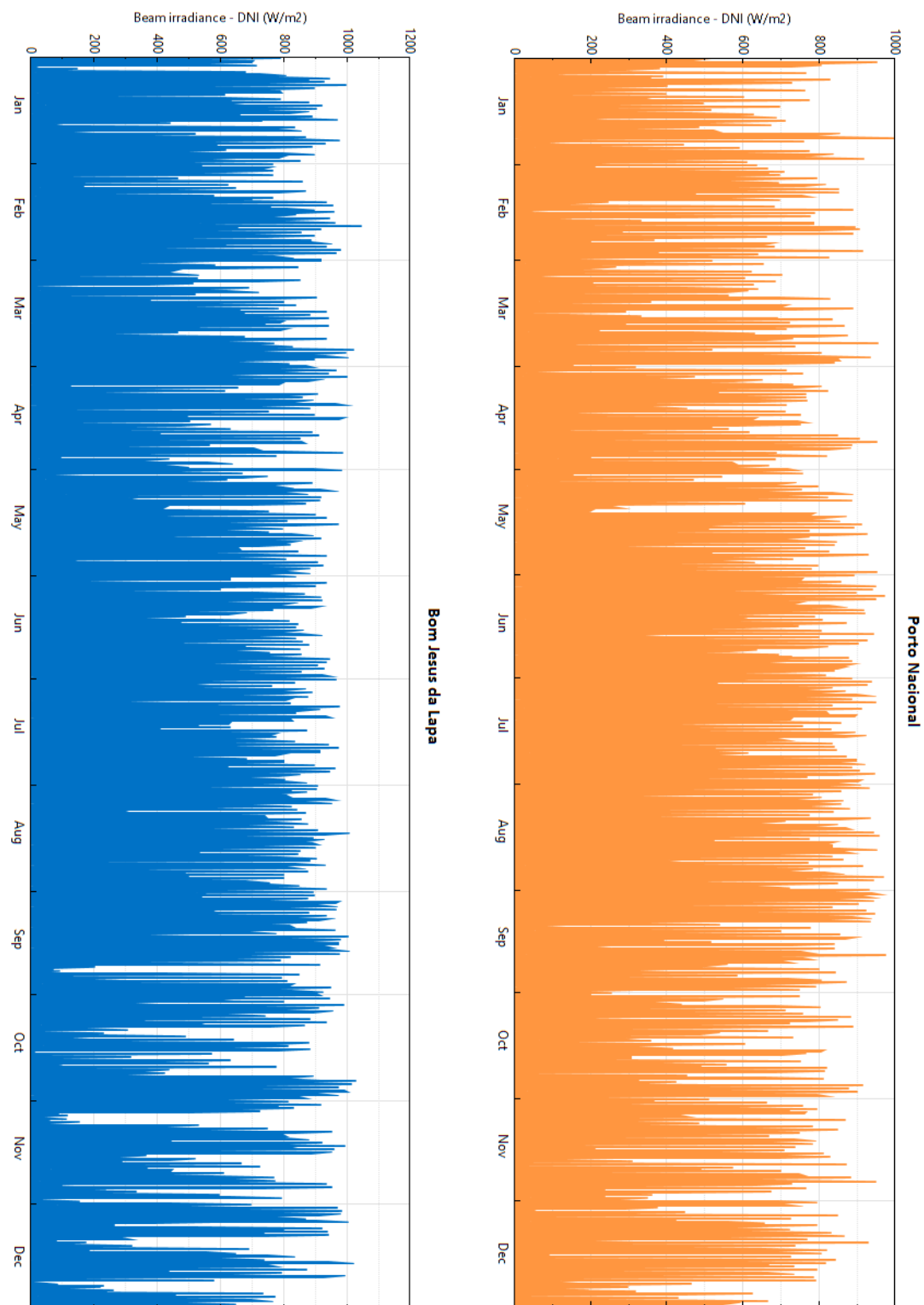


Figura 83 - Irradiação direta de hora em hora de Bom Jesus da Lapa e Porto Nacional  
Fonte: (SAM/NREL, 2016)

## Apêndice III – Irradiação Direta Hora a Hora para as Localidades Simuladas

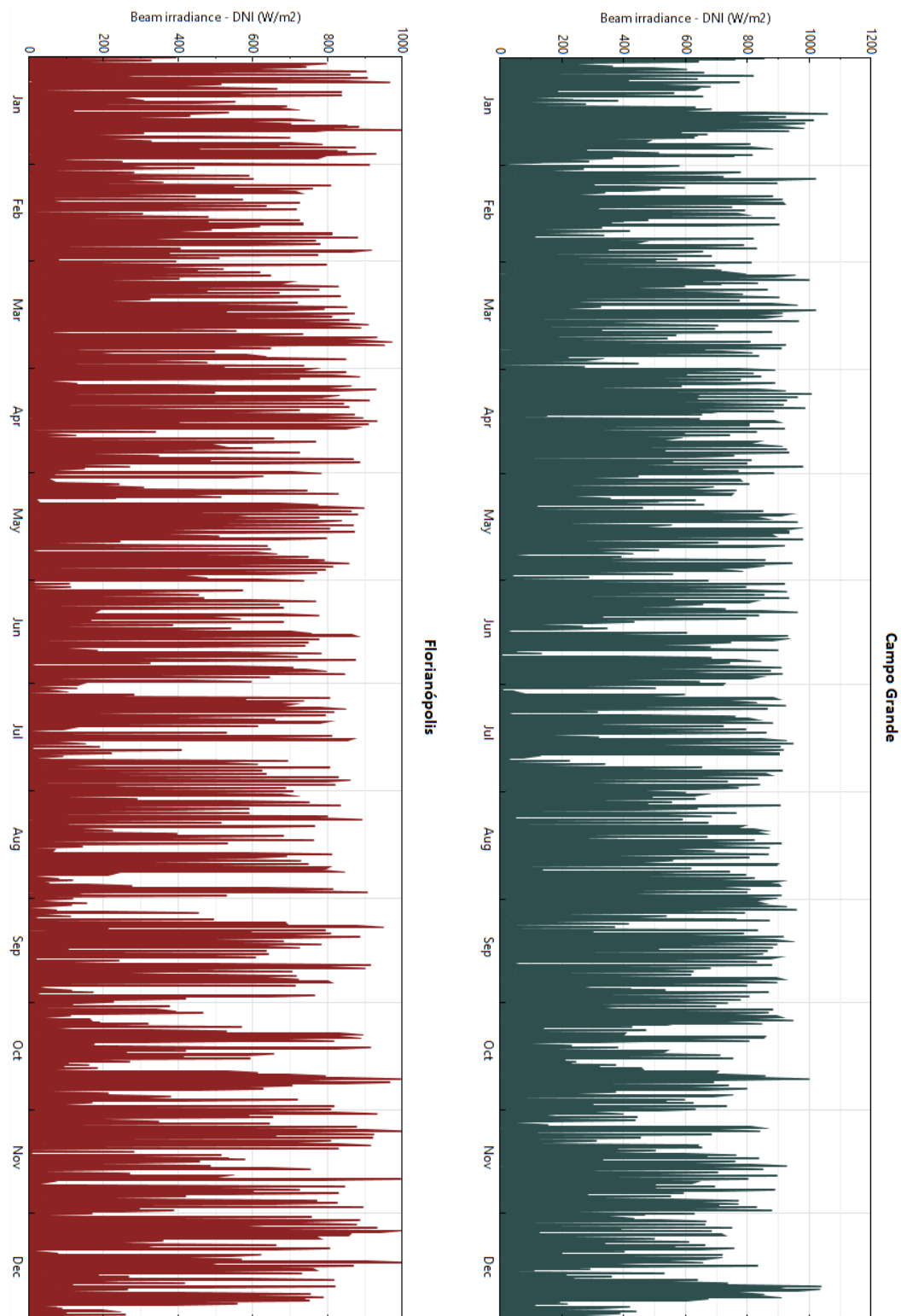


Figura 84 - Irradiação direta de hora em hora de Campo Grande e Florianópolis  
Fonte: (SAM/NREL, 2016)