

INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE MINAS  
GERAIS – *CAMPUS* FORMIGA  
BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

GREGORY LENON LEITE VIANA

**ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA POR MEIO DE TECNOLOGIA DE CONCENTRAÇÃO  
SOLAR NA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA**

Formiga - MG

2022

GREGORY LENON LEITE VIANA

**ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA POR MEIO DE TECNOLOGIA DE CONCENTRAÇÃO  
SOLAR NA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso Bacharelado em Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais – *Campus* Formiga, como requisito para obtenção do título de bacharel em Engenharia Elétrica.

**Orientador:** Prof. Dr. Renan Souza Moura

**Co-orientador:** Prof. Me. Diego Luís Izidoro Silva

Formiga - MG

2022

V614a Viana, Gregory Lenon Leite  
Análise técnica e econômica do potencial de geração de energia elétrica por meio de tecnologia de concentração solar na matriz energética brasileira / Gregory Lenon Leite Viana -- Formiga : IFMG, 2022.  
116p. : il.

Orientador: Prof. Dr. Renan Souza Moura  
Coorientador: Prof. MSc. Diego Luís Izidoro Silva  
Trabalho de Conclusão de Curso – Instituto Federal de Educação,  
Ciência e Tecnologia de Minas Gerais – *Campus* Formiga.

1. Energia solar concentrada. 2. Fontes alternativas. 3. Energia heliotérmica.  
4. CSP. 5. Solar térmica. I. Moura, Renan Souza. II. Silva, Diego Luís Izidoro.  
III. Título.

CDD 621.3

GREGORY LENON LEITE VIANA

**ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA POR MEIO DE TECNOLOGIA DE CONCENTRAÇÃO  
SOLAR NA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA**

Trabalho de Conclusão de Curso  
apresentado ao Curso de Engenharia  
Elétrica do Instituto Federal de Minas  
Gerais como requisito para obtenção do  
Título de Bacharel em Engenharia  
Elétrica.

Avaliado em: 04 de julho de 2022.  
Nota: 93

**BANCA EXAMINADORA**

*Renan Souza Moura*

Prof. Dr. Renan Souza Moura (Orientador)

*Alcides Farias Andrade*

Prof. Msc. Alcides Farias Andrade

*Rayane Rainer Leal*

Prof. Msc. Rayane Rainer Leal

Dedico este trabalho de modo especial, ao melhor homem que conheci, que infelizmente partiu há sete meses, mas que viverá sempre em mim através do seu legado. Ao meu pai, toda minha gratidão, o meu amor e a minha saudade. Lembrarei sempre de seu abraço apertado e do seu eterno sorriso!

## RESUMO

O crescimento do despacho termelétrico, e conseqüente elevação dos custos de geração, além da necessidade de redução de impactos ambientais gerados pelo consumo de combustíveis fósseis, resultaram na intensificação pela busca de fontes alternativas de energia nas últimas décadas. Entre os sistemas alternativos de geração mais promissores está a tecnologia de concentração solar, utilizada nas centrais heliotérmicas para gerar o vapor necessário para mover as turbinas. Este trabalho realiza uma avaliação técnica e econômica do potencial do uso dessa tecnologia para geração de energia elétrica na matriz energética brasileira. Para isso, são analisados os dados de irradiação solar da região e, por meio do software SAM, são configurados os parâmetros de dimensionamento do projeto solar e do ciclo Rankine, o qual tem por função a conversão da energia térmica em eletricidade por meio de turbinas a vapor. Então, são realizadas simulações de dois casos diferentes com o intuito de determinar a configuração mais eficiente. Por fim, é realizada uma análise econômica do sistema para determinar a viabilidade do projeto. Os resultados demonstraram que o Brasil possui uma série de características naturais favoráveis que potencializam a atração de investidores e o desenvolvimento de um mercado interno, permitindo que se vislumbre um papel importante na matriz elétrica para este tipo de tecnologia.

**Palavras-chave:** Energia solar concentrada, fontes alternativas, energia heliotérmica.

## ABSTRACT

The growth of thermoelectric dispatch, and the consequent increase in generation costs, in addition to the need to reduce environmental impacts generated by the consumption of fossil fuels, resulted in the intensification of the search for alternative energy sources in recent decades. Among the most promising alternative generation systems is the technology of solar concentration, used in heliothermic plants to generate the steam necessary to move the turbines. This work performs a technical and economic evaluation of the potential of using this technology to generate electricity in the Brazilian energy matrix. For this, the solar irradiation data of the region are analyzed and, through the SAM software, the dimensioning parameters of the solar project and the Rankine cycle are configured, which has the function of converting thermal energy into electricity through turbines. steam. Then, simulations of two different cases are performed in order to determine the most efficient configuration. Finally, an economic analysis of the system is performed to determine the feasibility of the project. The results showed that Brazil has a series of favorable natural characteristics that enhance the attraction of investors and the development of an internal market, allowing an important role in the electrical matrix for this type of technology to be glimpsed.

**Keywords:** Concentrated solar energy, alternative sources, heliothermic energy.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Esquema típico de uma usina heliotérmica.....	20
Figura 2 – Ciclo Rankine, esquema e curva Temperatura (T) X Entropia (S).....	21
Figura 3 – Armazenamento direto com dois tanques .....	23
Figura 4 – Armazenamento direto com um tanque .....	23
Figura 5 – Forno solar de Lavoisier (1774).....	24
Figura 6 – Coletor parabólico operando uma impressora de jornal (Paris, 1882).....	25
Figura 7 – Concentrador parabólico de John Ericsson (1870) .....	25
Figura 8 – Planta de bombeamento de água do Rio Nilo (Egito, 1913).....	26
Figura 9 – Planta Solar de Almería (PSA) .....	27
Figura 10 – Coletor Cilindro-parabólico .....	32
Figura 11 – Rastreamento solar no sentido leste-oeste.....	33
Figura 12 – Campos solares das usinas Andasol 1 e Andasol 2, no sul da Espanha.....	34
Figura 13 – Coletor Linear Fresnel.....	35
Figura 14 – Campos solares lineares de Fresnel de Novatec nas estações de energia PE1 (Nova1) e PE2 (SuperNova) na Espanha .....	36
Figura 15 – Disco Parabólico .....	36
Figura 16 – Concentrador de disco parabólico.....	37
Figura 17 – Torre Solar .....	38
Figura 18 – Torres solares PS10 e PS20 na Espanha .....	39
Figura 19 – Usina Cerro Dominador, no Chile. ....	40
Figura 20 – Distribuição dos sistemas CSP ao redor do mundo .....	42
Figura 21 – Porcentagens das tecnologias CSP no mundo.....	45
Figura 22 – Valor médio do LCOE da tecnologia CSP.....	49
Figura 23 – Estimativa do LCOE no mundo .....	50
Figura 24 – Desempenho do LCOE em diferentes fontes de energia entre 2010 e 2019.....	51
Figura 25 – Estimativa do LCOE para diferentes fontes de energia renovável .....	51
Figura 26 – Fluxograma do procedimento metodológico .....	53
Figura 27 – Tela de início da ferramenta SAM .....	56
Figura 28 – Mapa de irradiação solar direta normal (DNI).....	57
Figura 29 – Mapa de Irradiação solar direta normal (DNI) – faixa acima de 6,0 kWh/m <sup>2</sup> /dia	58
Figura 30 – Mapa de Irradiação solar direta normal (DNI) – faixa acima de 7,0 kWh/m <sup>2</sup> /dia	59



Figura 31 – Resultado final da hierarquização com base no índice global .....	60
Figura 32 – Escolha do local do estudo de caso .....	62
Figura 33 – Menu principal .....	64
Figura 34 – Localização e Recurso.....	65
Figura 35 – Gráfico anual de DNI.....	66
Figura 36 – Parâmetros do Projeto do Sistema .....	68
Figura 37 – Parâmetros do Campo Solar.....	70
Figura 38 – Parâmetros dos Coletores.....	71
Figura 39 – Parâmetros dos Receptores .....	72
Figura 40 – Parâmetros do Ciclo de Potência.....	73
Figura 41 – Parâmetros do Armazenamento Térmico.....	75
Figura 42 – Parâmetros do Controle do Sistema .....	76
Figura 43 – Limites da Rede .....	77
Figura 44 – Vida Útil e Degradação .....	78
Figura 45 – Parâmetros dos Custos do Sistema.....	81
Figura 46 – Parâmetros Financeiros .....	83
Figura 47 – Parâmetros da Receita .....	84
Figura 48 – Parâmetros dos Incentivos .....	85
Figura 49 – Parâmetros da Depreciação .....	86
Figura 50 – Otimização do MS do Caso B.....	87
Figura 51 – Perfis de potência gerada (kW) ao longo do ano da planta (Caso A) .....	89
Figura 52 – Energia gerada durante o primeiro ano (Caso A).....	90
Figura 53 – Energia gerada durante o tempo de análise do projeto (Caso A).....	90
Figura 54 – Perfis de potência gerada (kW) ao longo do ano da planta (Caso B) .....	91
Figura 55 – Energia gerada durante o primeiro ano (Caso B).....	92
Figura 56 – Energia gerada durante o tempo de análise do projeto (Caso B).....	93
Figura 57 – TIR analisada durante o projeto (Caso A) .....	95
Figura 58 – PPA analisada durante o projeto (Caso A).....	95
Figura 59 – VPL analisada durante o projeto (Caso A) .....	96
Figura 60 – TIR analisada durante o projeto (Caso B).....	97
Figura 61 – PPA analisada durante o projeto (Caso B).....	98
Figura 62 – VPL analisada durante o projeto (Caso B).....	98
Figura 63 – Parâmetros técnicos e financeiros obtidos nas simulações dos casos .....	99

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Características de desempenho das tecnologias CSP .....	41
Tabela 2 – Sistemas CSP no mundo (setembro 2021) .....	43
Tabela 3 – Capacidade em operação, construção e desenvolvimento de heliotérmicas.....	46
Tabela 4 – Descrição dos parâmetros de custos capitais diretos .....	79
Tabela 5 – Descrição dos parâmetros de custos capitais indiretos .....	80
Tabela 6 – Descrição dos parâmetros de custos de operação e manutenção.....	80
Tabela 7 – Descrição dos Parâmetros Financeiros .....	82
Tabela 8 – Fator de capacidade e energia anual bruta e líquida nos casos.....	93
Tabela 9 – Parâmetros técnicos e financeiros obtidos nas simulações dos casos A e B .....	100
Tabela 10 – Comparação dos casos simulados com as usinas CSP operacionais .....	102

## LISTA DE SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanço energético nacional
¢/kWh	Centavo de dólar por quilowatt-hora
°C	Graus Celsius
CA	Corrente Alternada
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i> (Despesas de Capital)
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
CIEMAT	<i>Centro de Investigaciones Energéticas Medioambientales y Tecnológicas</i> (Centro de Pesquisa Energética Ambiental e Tecnológica)
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CODEVASF	Companhia de Desenvolvimento dos Vales do São Francisco e do Parnaíba
CSP	<i>Concentrated Solar Power</i>
DC	Corrente Contínua
DNI	Irradiação Normal Direta
DNIT	Departamento Nacional de Infraestrutura de Transportes
DOE	<i>Department of Energy</i> (Departamento de Energia)
EPE	Empresa Brasileira de Pesquisa Energética
EUA	Estados Unidos da América
FC	Fator de capacidade
GWh	Gigawatt-hora
HTF	<i>Heat Transfer Fluid</i> (Fluido de Transferência de Calor)
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
kWh	quilowatt-hora
kWhe	quilowatt-hora elétrico
LCOE	<i>Levelized Electricity Cost of Energy</i> (Custo Nivelado de Energia)
LFR	Linear Fresnel
MCTI	Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações
MCTIC	Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações

MENA	Médio Oriente e Norte da África
MICINN	<i>Ministerio de Ciencia e Innovación</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
MS	Múltiplo Solar
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
MWe	Megawatt elétrico
MWt	Megawatt térmico
m <sup>2</sup>	Unidade de medida para área (metros quadrados)
m <sup>3</sup>	Unidade de medida para volume (metros cúbicos)
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
NSRDB	<i>National Solar Resource Data Base</i>
O&M	Operação e Manutenção
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPEX	<i>Operation Expenses</i> (Custos de Operação)
P,D&I	Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i> (Acordo de Venda de Energia)
PV	Energia Solar Fotovoltaica
\$	Dólar
\$/kWh	Dólar por quilowatt-hora
SAI	<i>Solar Energy Initiative for America</i>
SAM	<i>System Advisor Model</i>
SEGS	<i>Solar Electric Generating System</i> (Sistema Gerador Elétrico Solar)
TES	<i>Thermal Energy Storage</i> (Tanque de Armazenamento Térmico)
TIR	Taxa Interna de Retorno
USD	Dólar dos Estados Unidos
US\$	Dólar dos Estados Unidos
VPL	Valor Presente Líquido

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	14
<b>1.1 Problema</b> .....	15
<b>1.2 Justificativa</b> .....	16
<b>1.3 Hipóteses</b> .....	18
<b>1.4 Objetivos</b> .....	18
<b>1.4.1 Objetivo Geral</b> .....	18
<b>1.4.2 Objetivos Específicos</b> .....	19
<b>2 ENERGIA HELIOTÉRMICA</b> .....	19
<b>2.1 Conceitos básicos</b> .....	19
<b>2.1.1 Ciclo Rankine</b> .....	21
<b>2.1.2 Sistema de Armazenamento</b> .....	22
<b>2.2 Histórico dos Sistemas Heliotérmicos</b> .....	23
<b>2.3 Histórico nacional de energia heliotérmica</b> .....	28
<b>2.4 Coletores Solares</b> .....	31
<b>2.4.1 Tecnologia Cilíndrico-Parabólica</b> .....	31
<b>2.4.2 Coletor Fresnel</b> .....	34
<b>2.4.3 Disco Parabólico</b> .....	36
<b>2.4.4 Torre Solar</b> .....	38
<b>2.5 Desempenho das Tecnologias CSP</b> .....	40
<b>2.6 Cenário atual no mundo da tecnologia CSP</b> .....	42
<b>2.7 Custo da Energia Heliotérmica</b> .....	47
<b>2.7.1 LCOE</b> .....	47
<b>2.7.2 VPL</b> .....	52
<b>2.7.3 TIR</b> .....	52
<b>3 METODOLOGIA</b> .....	53
<b>3.1 SAM</b> .....	54
<b>3.2 Escolha da localidade</b> .....	56
<b>3.3 Escolha da Tecnologia</b> .....	62
<b>3.3.1 Cilindro-parabólico no SAM</b> .....	63
<b>3.4 Processo de Modelagem da Planta no SAM</b> .....	63
<b>3.4.1 Localização e Recurso</b> .....	64
<b>3.4.2 Projeto do Sistema</b> .....	66
<b>3.4.3 Campo Solar</b> .....	69
<b>3.4.4 Coletores</b> .....	70

3.4.5	<i>Receptores</i>	71
3.4.6	<i>Ciclo de Potência</i>	72
3.4.7	<i>Armazenamento Térmico</i>	73
3.4.8	<i>Controle do Sistema</i>	75
3.4.9	<i>Limites da Rede</i>	76
3.4.10	<i>Vida Útil e Degradação</i>	77
3.4.11	<i>Custos do Sistema</i>	78
3.4.12	<i>Parâmetros Financeiros</i>	81
3.4.13	<i>Receita</i>	84
3.4.14	<i>Incentivos</i>	84
3.4.15	<i>Depreciação</i>	85
3.5	<i>Otimização</i>	86
4	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES</b>	88
4.1	<b>Resultados de desempenho</b>	88
4.1.1	<i>Caso A</i>	88
4.1.2	<i>Caso B</i>	91
4.2	<b>Resultados financeiros</b>	94
4.2.1	<i>Caso A</i>	94
4.2.2	<i>Caso B</i>	97
4.3	<b>Comparativo entre os Casos A e B</b>	99
4.4	<b>Comparativo com plantas CSP em operação em outros locais do mundo</b>	101
5	<b>CONCLUSÕES</b>	103
6	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>	106

## 1 INTRODUÇÃO

A matriz energética mundial, baseada principalmente em fontes não renováveis, está passando por um período de transição. Devido à intensa aceleração na demanda por energia e os impactos ambientais ocasionados pela queima de combustíveis fósseis (carvão mineral, petróleo e gás), está em crescimento nas últimas décadas a busca por novas fontes de energia que possam solucionar o crescimento da demanda, de maneira não poluente e sustentável.

Como forma de contribuir no atendimento desse crescimento do consumo de energia elétrica, uma alternativa de fonte renovável e limpa é a energia solar, considerada a fonte de energia mais antiga a ser utilizada. De maneira geral, a conversão da energia solar em energia elétrica pode ser feita por meio de duas vias principais: conversão fotovoltaica ou conversão térmica.

A conversão solar térmica concentrada aplica a rota de conversão termodinâmica. Em proveito disso, a conversão pode ser sucedida por meio de ciclos termodinâmicos de combustão externa, do tipo Rankine, Brayton ou Stirling. O ciclo Rankine utiliza turbina a vapor, o ciclo Brayton utiliza turbina a gás e o ciclo Stirling utiliza um motor Stirling. Sendo assim, a energia solar substitui a energia dos combustíveis fósseis (KAMAL, 1988).

Estados Unidos e Espanha foram pioneiros na construção de tecnologias nessa área, com investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) desde as décadas de 1970 e 1980 (EIA, 2008; TAYLOR, 2008 e MICINN, 2011).

Existem quatro tipos principais de tecnologia solar térmica concentrada: cilindro parabólico, torre solar (ou receptor central), linear Fresnel e disco parabólico. A tecnologia cilindro parabólica é a mais madura tecnologicamente, com milhares de horas de operação comprovada em plantas instaladas nos EUA e na Espanha, e também existente na África do Sul, Argélia, Austrália, China, Egito, Emirados Árabes Unidos, Índia, Kuwait, Marrocos, entre outros (NREL, 2022).

A conversão da energia solar em energia elétrica é muito semelhante à geração termelétrica tradicional, no entanto, usam a radiação solar como fonte de combustível, que é uma fonte limpa e renovável, em oposição aos combustíveis fósseis, ou seja, utiliza tecnologias mais maduras para conversão térmica-elétrica. Nesse caso, o campo solar é composto por muitos espelhos posicionados sobre o solo, que tem o papel de coletar a radiação solar direta e a refletir para um receptor. No receptor está presente um fluido de transferência de calor, que é aquecido à medida que ele circula ao longo dos tubos receptores e troca calor com água em uma série de trocadores de calor do bloco de geração, gerando

vapor superaquecido a alta pressão. O vapor superaquecido impulsiona uma turbina ou motor, convertendo a energia térmica em energia mecânica, a turbina é conectada a um gerador que realiza a conversão em energia elétrica.

Segundo Stein e Lovegrove (2012) devido à enorme quantidade e qualidade de energia procedente da radiação solar que incide na Terra a todo momento, a fonte solar tende a ser um dos pilares do novo sistema energético mundial.

O Brasil, por possuir sua maior parte territorial localizada na região intertropical, conta com alto potencial para aproveitamento de energia solar ao longo de todo o ano. Visto que a maior fonte de energia disponível na Terra é proveniente do Sol e que boa parte das energias que utilizamos são também indiretamente oriundas da energia solar, muitas vantagens são observadas com seu uso, pois diminui o uso de combustíveis fósseis, permite a redução de emissões de gases que geram o efeito estufa, além de ser importante na geração de empregos qualificados e desenvolvimento tecnológico, contribui nos vetores da sustentabilidade ambiental, social e econômica. O mercado global dessa energia vem crescendo exponencialmente nos últimos anos, entretanto no Brasil, a exploração da energia solar térmica ainda está se iniciando. Nesse sentido, esta tecnologia pode contribuir com as diretrizes do Plano Decenal de Expansão da Energia PDE 2026, onde se buscam alternativas para o atendimento às oscilações e ao pico de demanda, que garantam a segurança e a estabilidade do sistema elétrico, mas que também contribuam para a diminuição tarifária e para redução de emissões de gases de efeito estufa. Essas características, aliadas ao fato de o Brasil apresentar grande incidência de irradiação solar direta, tornam a energia heliotérmica atrativa para o futuro do setor elétrico brasileiro (EPE, 2017).

Visando atender ao problema em questão, o objetivo principal deste estudo é analisar o potencial técnico e econômico da geração de energia elétrica no país, utilizando a tecnologia de concentração solar térmica, internacionalmente conhecida como CSP (*Concentrated Solar Power*), verificando através de estudos e simulações, diferentes tecnologias e identificar a mais adequada para aplicação da planta CSP nesse estudo de caso.

## **1.1 Problema**

De acordo com o balanço energético nacional (BEN, 2021), o problema enfrentado pela matriz elétrica brasileira é causado pelo tipo de geração que é praticamente unilateral,



onde 65,2% da energia elétrica é produzida através de geração hidráulica. Essa problemática fica evidente em épocas de estiagem prolongada, sendo então necessário uso de fontes de geração poluentes e que elevam custo da energia na rede. Além disso, nos últimos anos, houve uma queda da geração da energia hidráulica no Brasil, devido a situação hídrica desfavorável nos últimos anos, pratica-se o uso de termelétricas como forma de suprir essa demanda de energia.

O uso da geração termelétrica traz ainda mais problemas relacionados ao encarecimento da energia devido a maior queima de combustíveis fósseis que sofrem flutuação de valores de acordo com o mercado e tem alto impacto ambiental com emissão de gases de efeito estufa.

Para minimizar tais problemas é necessário que atitudes sejam tomadas, como a ampliação da matriz energética do Brasil, como forma de suprir a crescente demanda de energia e ao mesmo tempo reduzir a emissão de gases poluentes. Dessa forma, a energia heliotérmica pode ser uma alternativa para complementar o sistema e suprir as demandas necessárias sem que haja um aumento desnecessário da escassez de água e emissão de gases que degradam a natureza.

## **1.2 Justificativa**

A demanda por energia elétrica apresenta índices de crescimento continuamente no mundo. No Brasil, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) apontou que o consumo total de energia elétrica voltou a crescer em 2017, atingindo crescimento anual de 0,8%. Segundo dados da Empresa Brasileira de Pesquisa Energética (EPE) vinculada ao Ministério de Minas e Energia, para o período de 2018-2022, a projeção de crescimento médio anual de consumo de energia é de 3,9%. Além disso, estima que em 2050 o consumo de eletricidade será da ordem de 1465 TWh, cerca de três vezes mais que o consumo de 2013 que foi de 463 TWh, mostrando que a parcela de autoprodução cresce a uma taxa média de 2,6% ao ano, no período 2013-2050, enquanto que a demanda de eletricidade a ser atendida pelo Sistema Elétrico Nacional, aumenta 3,2% ao ano (EPE, 2016).

Neste cenário, a energia de concentração solar térmica surge como uma excelente alternativa para complementação de fontes de energia convencionais já consolidadas como as hidrelétricas. A aplicação do recurso solar favorece o controle de água nos reservatórios,

principalmente nos períodos com menores índices de chuvas, e possibilita planejamento de novos investimentos em geração, transmissão e distribuição da energia elétrica (INPE, 2017).

Vem avançando mundialmente o emprego de técnicas de conversão de energia solar térmica, lideradas por Espanha e Estados Unidos, que somam 64% da capacidade instalada global. Em 2020, foram adicionados quase 200 MW de capacidade CSP, essas adições de capacidade foram comissionadas na China e a geração geral de energia heliotérmica permaneceu semelhante a 2019. Nos últimos cinco anos, China, Marrocos e África do Sul foram os países responsáveis pela maior parte das adições de capacidade, e é provável que continuem liderando a implantação nos próximos anos, juntamente com os Emirados Árabes Unidos (IEA, 2021).

De acordo com Tolmasquim (2016) as tecnologias, fotovoltaica e heliotérmica, juntas constituem uma pequena parcela da matriz energética global, mas por apresentarem perspectivas positivas conquistaram um destaque notável. A expansão acelerada da capacidade instalada nos últimos anos, vinculada a redução dos custos, além de proporcionarem um amplo potencial técnico de aproveitamento, principalmente por não emitirem poluentes em sua geração, fizeram com que o mundo direcionasse sua atenção para utilizar a energia solar como fonte alternativa de suprimento elétrico. Com efeito, muitas entidades (GREENPEACE INTERNATIONAL; GWEC; SOLARPOWER EUROPE, 2015; IEA, 2014a, 2014b; SHELL, 2013) têm considerado em seus estudos de longo prazo uma parcela expressiva da geração de energia total proveniente das tecnologias de geração fotovoltaica e heliotérmica.

Por se tratar de uma planta termelétrica, a heliotérmica possui maior inércia na geração, por isso apresenta menor suscetibilidade às variações da irradiação. E como vantagem ela apresenta uma facilidade maior de operar com armazenamento ou associado com outra fonte de back-up, o que permite seu funcionamento na ausência de irradiação solar. Porém, nos últimos anos essa tecnologia não apresentou uma redução de custos tão acentuada como a fotovoltaica, seguindo ainda como uma das renováveis mais caras (REN21, 2019). Esse fator ainda dificulta sua ampliação nas matrizes energéticas.

Apesar de ser uma tecnologia considerada ainda cara, a heliotérmica apresenta um grande diferencial na geração de eletricidade, pelo fato da possibilidade de armazenamento a baixo custo. Dessa maneira pode operar durante períodos de nebulosidade ou noturnos, utilizando sistemas de armazenamento com óleo ou sais fundidos. Esse fator facilita o controle da energia elétrica produzida que é entregue a rede de distribuição, e possibilita o

atendimento da demanda independentemente da quantidade instantânea de irradiação solar (INPE, 2017).

Dessa forma torna-se evidente o notável papel que a energia solar pode realizar na ampliação da matriz energética brasileira, ampliando sua força com a diversificação das fontes e estudo de possíveis alternativas.

### **1.3 Hipóteses**

Tendo em vista a necessidade de expandir a capacidade de geração de energia elétrica, no que diz respeito à participação de fontes renováveis de energia, se faz necessário avaliar o potencial e estudar a aplicabilidade e adaptação da implantação de plantas de concentração solar no território nacional.

Durante a realização do trabalho alguns questionamentos foram feitos: “qual a vantagem da energia solar térmica?”, “dos quatro tipos de tecnologia, qual é a mais indicada para o Brasil?”, “qual região apresenta melhores características para se implantar uma usina?”.

Para responder tais questões, é realizado um estudo que visa avaliar as possíveis condições para a implantação do sistema de concentração solar, através de uma análise técnica e dos custos através da viabilidade econômica.

### **1.4 Objetivos**

#### ***1.4.1 Objetivo Geral***

Avaliar cenários para a geração de energia elétrica por meio das tecnologias de concentração de energia solar térmica através de simulações e análises, tanto técnicas quanto econômicas nas condições climatológicas no Brasil, utilizando o software SAM.

### ***1.4.2 Objetivos Específicos***

- Analisar o potencial de geração termossolar no Brasil;
- Revisar a bibliografia sobre as tecnologias disponíveis e outros conceitos básicos;
- Identificar um local com altos índices de irradiação e com infraestrutura adequada para implantação de uma planta termossolar;
- Simular diferentes configurações de plantas heliotérmicas por meio do software *System Advisor Model* (SAM) considerando cenários com e sem armazenamento térmico;
- Realizar avaliação técnica e econômica dos diferentes arranjos de plantas CSP para o local selecionado.

## **2 ENERGIA HELIOTÉRMICA**

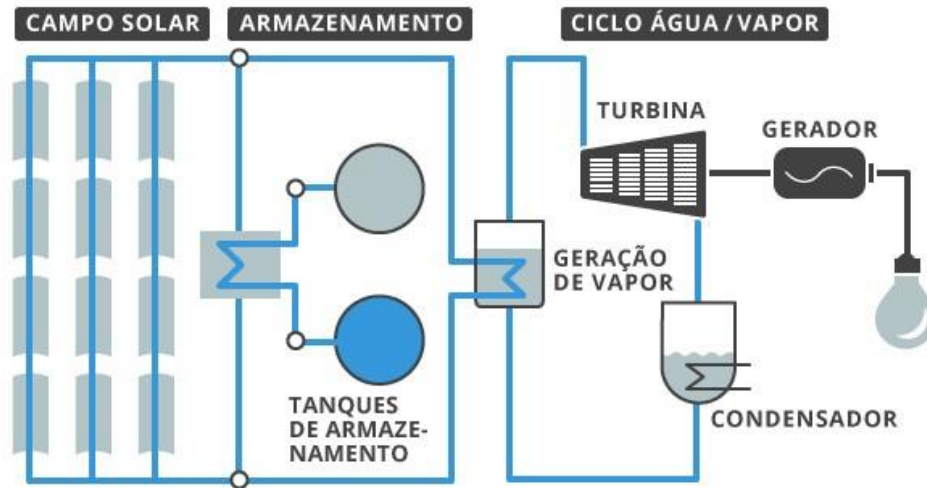
### **2.1 Conceitos básicos**

Energia heliotérmica é a geração de energia elétrica proveniente dos raios solares de maneira indireta. É dita de maneira indireta porque o calor do sol é captado e armazenado, para depois ser transformado em energia mecânica e, por fim, em eletricidade.

Para compreender o princípio de funcionamento das usinas com tecnologias CSP (*Concentrated Solar Power*), é necessário assimilar termos de conversão de energia. O processo da conversão da energia inicia quando a irradiação é concentrada opticamente em um foco chamado de receptor, onde escoo o fluido de transferência de calor, usualmente água-vapor, sais fundidos ou ar. O refletor possui espelhos que refletem a irradiância do sol concentrando o calor e superaquecendo o fluido. Esse calor é absorvido pelo fluido térmico que pode ser usado de modo direto em processos, ou pode ser conduzido para sucessivamente ser aproveitado usando um ciclo termodinâmico, ou um sistema de armazenamento para uso futuro. No ciclo de potência, o calor é utilizado para movimentar uma turbina e acionar um gerador, produzindo assim eletricidade, que é alimentada à rede (Projeto Energia Heliotérmica, 2014).

A Figura 1 mostra o esquema de uma planta heliotérmica.

Figura 1 – Esquema típico de uma usina heliotérmica



Fonte: IBICT, 2018.

O sistema utilizado na conversão de energia solar térmica tem a característica de distinguir todas as fontes de energia intermitentes: pode ser combinado com um sistema de armazenamento térmico, podendo ser utilizado em intervalos curtos ou longos de acordo com a dimensão do sistema para poder gerar eletricidade e eliminar interrupções de energia que ocorrem com outras tecnologias que usam energia solar. Portanto, em dias nublados ou devido à sazonalidade da DNI (irradiação normal direta), o calor armazenado aumentará a capacidade da planta por meio da tecnologia CSP (IEA, 2014).

A energia pode ser armazenada em qualquer tipo de sistema de armazenamento térmico: sensível, latente ou termoquímico. Nos últimos anos, a maioria das plantas comerciais de sistemas CSP são projetadas com sistemas de armazenamento sensíveis, que consistem em dois tanques de armazenamento usando sais fundidos como meio de armazenamento (LIU, et al., 2016).

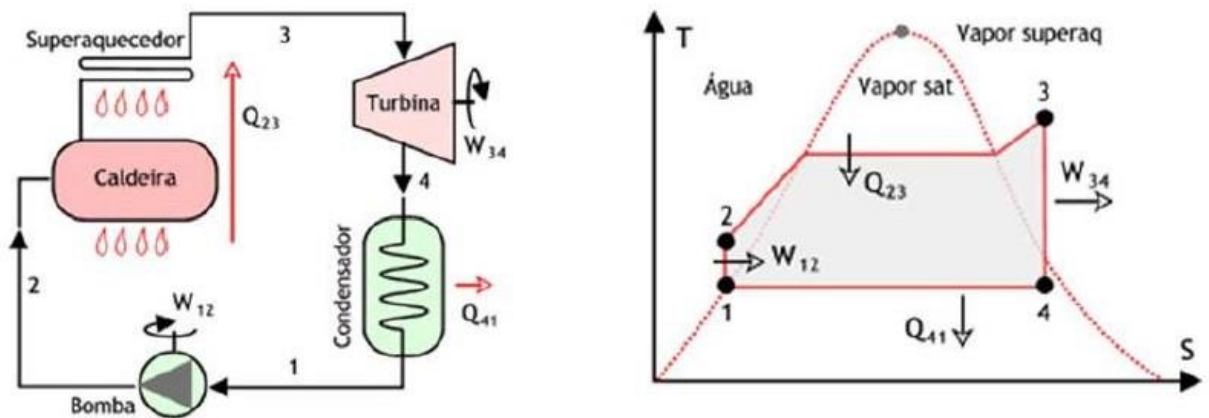
Nas usinas com tecnologia CSP, o conceito de armazenamento térmico é simples. Ao longo do dia, o excesso de calor é transferido para outro sistema com materiais térmicos. Portanto, quando a geração de energia é necessária, após o pôr do sol, a energia armazenada é liberada para dar continuidade ao funcionamento do ciclo termodinâmico, podendo a usina estender o tempo de geração de energia, se necessário. Em outras palavras, uma parte da energia solar é armazenada e quando a energia gerada excede a energia que pode ser usada pela usina ou pelas indústrias, parte da energia pode ser armazenada em um reservatório

térmico separado. Além disso, uma outra grande vantagem é poder integrar a tecnologia CSP com outras fontes de energia, como biomassa, gás natural e fotovoltaica.

### 2.1.1 Ciclo Rankine

A Figura 2 mostra de maneira esquemática o funcionamento do ciclo Rankine convencional e as variações de energia.

Figura 2 – Ciclo Rankine, esquema e curva Temperatura (T) X Entropia (S)



Fonte: Eudora Energia, 2018.

A energia térmica provida pela fonte de calor é transferida ao fluido de trabalho através da caldeira e do superaquecedor, mostrados entre os trechos 2 e 3. Em uma planta CSP estes trocadores usam como fonte de calor apenas a energia cedida pelo fluido de transferência de calor. A energia térmica fornecida neste trecho é representada por  $Q_{23}$ . O objetivo é garantir elevadas temperaturas, obtendo um vapor seco com Título igual a 1, conhecido como vapor superaquecido. O Título mede o percentual de vapor no fluido, sendo que para o valor igual a zero não há vapor, prevalecendo à fase líquida, e igual a 1 quando não há fase líquida, prevalecendo o vapor.

A turbina está localizada entre os trechos 3 e 4. O vapor é injetado no seu interior, onde ocorre um aumento volumétrico entre as palhetas da turbina. A força da expansão nessas pás resulta em um movimento rotacional no eixo da turbina. A energia térmica proveniente da fonte de calor é convertida em trabalho mecânico, representado pela letra  $W_{34}$ . O trabalho

realizado pela turbina é convertido em energia elétrica por meio de um gerador conectado a turbina.

O vapor que sai da turbina deve ter um Título próximo a 1 para garantir que não se forme muito condensado, o que pode levar à cavitação e erosão, diminuindo a vida útil do equipamento. Portanto, para garantir uma maior extração da energia térmica, ou seja, maior eficiência do ciclo, e evitar a formação de água condensada, o vapor sai da turbina por meio de uma bomba acoplada em condições de vácuo, prevalecendo assim o estado de vapor saturado. Após o vapor sair da turbina, é necessário retornar ao estado líquido novamente, reduzindo assim a pressão do sistema e permitindo que o vapor flua para o condensador. Assim, o vapor passa pelo condensador entre os trechos 4 e 1, onde a energia térmica (calor latente) do vapor saturado é retirada e o fluido de trabalho condensa, retornando ao estado líquido. Este calor é transferido para o refrigerante no sistema de ventilação e refrigeração. A energia obtida do vapor saturado é representada na figura pela letra  $Q_{41}$ . O fluido condensado pode então ser bombeado de volta ao trocador de calor da fonte de energia primária (neste caso, a caldeira), reiniciando o ciclo Rankine. O trabalho fornecido pela bomba é indicado pela letra  $W_{12}$ . Ao analisar o ciclo Rankine, é útil considerar o rendimento como dependente da temperatura média na qual o calor é fornecido e da temperatura média na qual o calor é rejeitado. De maneira geral, quanto maior esta diferença, maior será o rendimento do ciclo.

### 2.1.2 Sistema de Armazenamento

De modo geral, o armazenamento térmico pode ser classificado em dois tipos, depende de como a energia é armazenada.

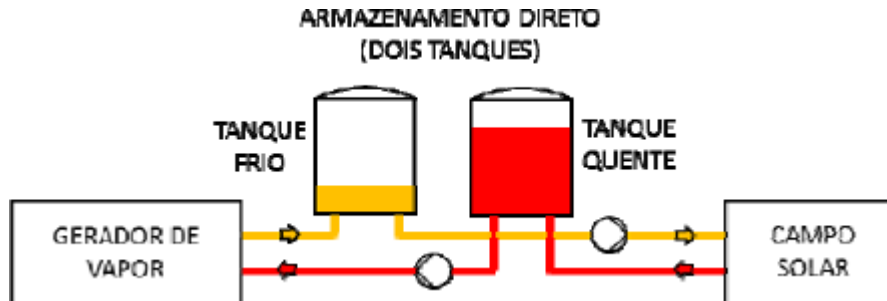
Armazenamento indireto: a energia térmica é armazenada em um sistema isolado do circuito principal, transmitido através de trocadores de calor possibilitando a aplicação de diferentes meios de armazenamento, como por exemplo, sais fundidos e cerâmicos.

Armazenamento direto: usa seu próprio HTF circulante como armazenamento de energia térmica no circuito principal, através de dois tanques (Figura 3) que gerencia o excesso de HTF quente e frio no sistema.

Armazenamentos de pequenas usinas podem usar apenas um tanque de armazenamento (Figura 4), recebendo o HTF quente em sua parte superior e HTF frio em sua parte inferior, operando através de acumulação térmica, onde o fluido é distribuído

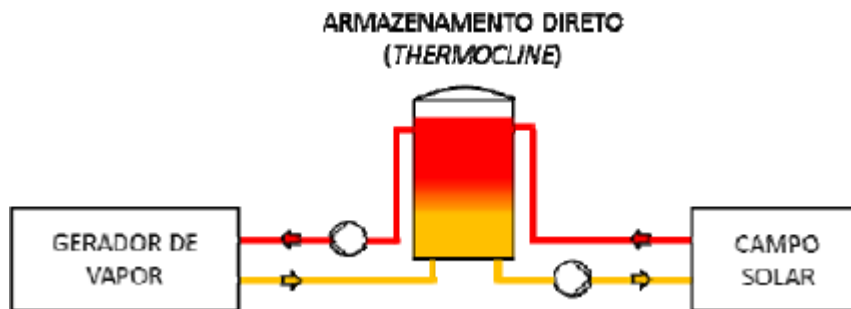
verticalmente sob a força da gravidade no interior do tanque conforme a sua temperatura devido às diferenças de densidade.

Figura 3 – Armazenamento direto com dois tanques



Fonte: GAZOLI *et al.*, 2018.

Figura 4 – Armazenamento direto com um tanque



Fonte: GAZOLI *et al.*, 2018.

## 2.2 Histórico dos Sistemas Heliotérmicos

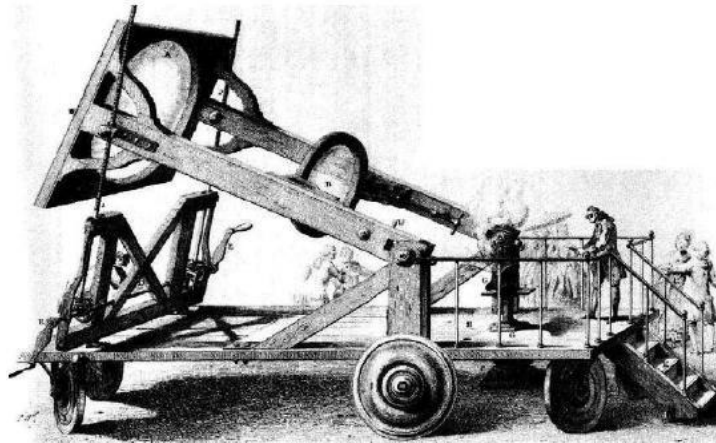
A energia solar é a fonte de energia mais antiga a ser utilizada. Segundo Kalogirou (2016), a aplicação mais antiga em larga escala conhecida é creditada ao grego Arquimedes (282 a 212 a.C.), que teria incendiado a frota romana na Baía de Syracuse concentrando a luz solar em um ponto focal onde a temperatura seria suficiente para queimar os navios a uma certa distância. O evento foi discutido por vários cientistas por séculos, embora mais tarde tenha sido questionado por escritores, pois duvidavam que o equipamento utilizado por Arquimedes descrito no livro *Optics*, do matemático polonês Vitelio como uma lupa composta por 24 espelhos, os quais convergiam os raios solares para um único ponto em comum seria capaz de realizar tal feito em função da tecnologia existente para produção de



vidros naquela época. Dessa maneira muitos historiadores supõem que ao invés de usar espelhos Arquimedes teria manipulado escudos de soldados dispostos em uma grande parábola.

Durante o século XVIII foram produzidos fornos solares, na Europa e no Oriente Médio, cuja função era derreter metais, especialmente cobre e ferro. Em 1774 o químico francês Lavoisier criou um forno solar, ilustrado na Figura 5, que dispunha de uma lente de 1,32 m e outra secundária de 0,2 m, e era capaz de atingir temperaturas de até 1750°C, o tornando uma das primeiras aplicações em grande proporção (KALOGIROU, 2016).

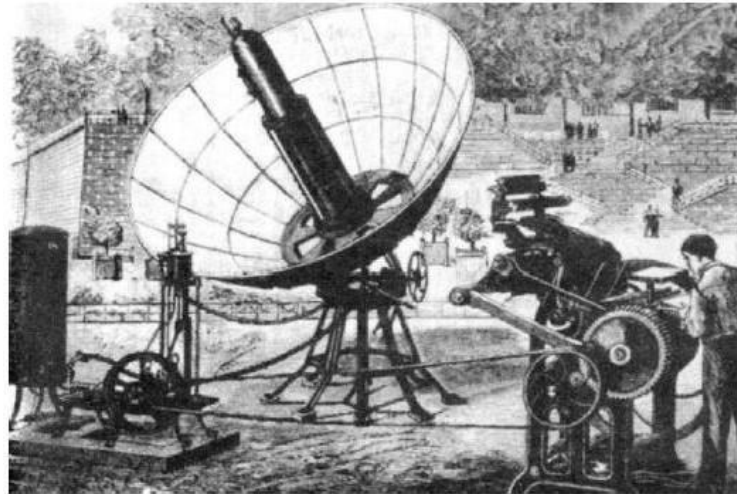
Figura 5 – Forno solar de Lavoisier (1774)



Fonte: KALOGIROU, 2016.

Ao longo do século XIX emergiram as primeiras tentativas de conversão da energia solar em geração de vapor à baixa pressão com o intuito de operar motores a vapor. Entre os anos de 1864 e 1878 foram desenvolvidas por Augusto Mouchot as primeiras máquinas movidas a vapor na Europa e norte da África. Durante uma exposição internacional em Paris em 1882, uma de suas máquinas, ilustrada na Figura 6, foi apresentada, no caso uma impressora movida à energia solar que imprimia 500 cópias por hora, porém foi considerada pelo governo francês muito cara para ser produzida em grande escala (RAGHEB, 2011 *apud* LODI, 2011).

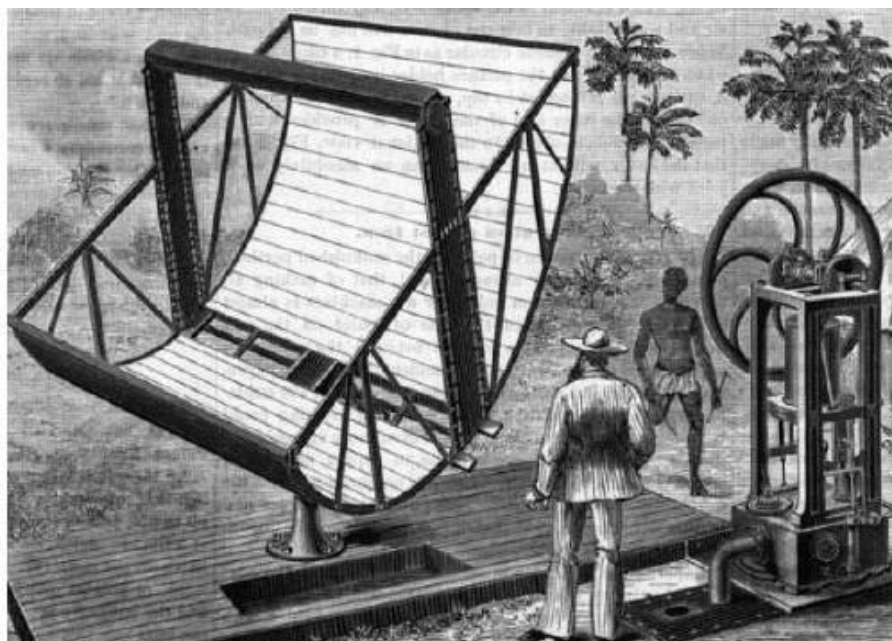
Figura 6 - Coletor parabólico operando uma impressora de jornal (Paris, 1882)



Fonte: KALOGIROU, 2016.

De acordo com Jordan e Ibele (1956) *apud* Kalogirou (2016), continuaram-se nos Estados Unidos o desenvolvimento de novos sistemas, onde o engenheiro John Ericsson fabricou o primeiro motor a vapor movido diretamente à energia solar. Ericsson desenvolveu oito sistemas que continham oito cubas parabólicas, apresentado na Figura 7, e usava água ou ar como fluidos de trabalho.

Figura 7 – Concentrador parabólico de John Ericsson (1870)

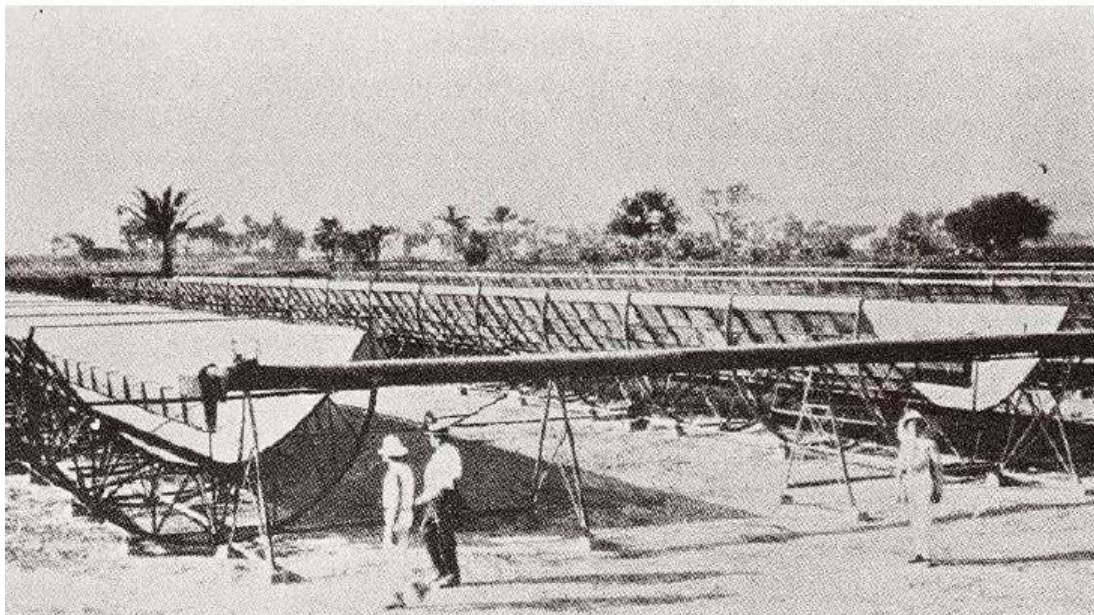


Fonte: RAGHEB, 2011 *apud* LODI, 2011.

No século XX evidenciou-se um seguimento na evolução do uso da energia solar em concentradores. Em 1901, A. G. Eneas implantou um coletor solar com foco de 10 metros de diâmetro que operava um bombeador de água em uma fazenda da Califórnia. De acordo com Kreith e Kreider (1978) *apud* Kalogirou (2016), o dispositivo baseava-se de uma estrutura semelhante a um guarda-chuva invertido, formado por 1788 espelhos alinhados em sua parte interna. Os raios do sol eram reunidos em uma caldeira posicionada em seu ponto focal. A caldeira aquecia água até ser vaporizada e então operava uma bomba centrífuga.

Em 1912, Frank Shuman, citado com um dos idealistas da geração de energia solar em colaboração com Charles Vernon Boys fizeram na época a maior planta de bombeamento de água do mundo em Meadi, no Egito, apresentada na Figura 8. A área total do campo solar abrangia cerca de 1200 m<sup>2</sup> e era composta por vários conjuntos cilindros parabólicos, onde cada cilindro tinha 62 m de comprimento. A planta produziu o equivalente a 75 kW, continuamente, em um período de 5 horas (KREITH; KREIDER, 1978 *apud* KALOGIROU, 2016). Embora que a usina tenha apresentado grande sucesso, ela foi fechada em 1915 devido ao início da Primeira Guerra Mundial e ao preço mais barato do petróleo (KALOGIROU, 2016).

Figura 8 – Planta de bombeamento de água do Rio Nilo (Egito, 1913)



Fonte: RAGHEB, 2011 *apud* LODI, 2011.

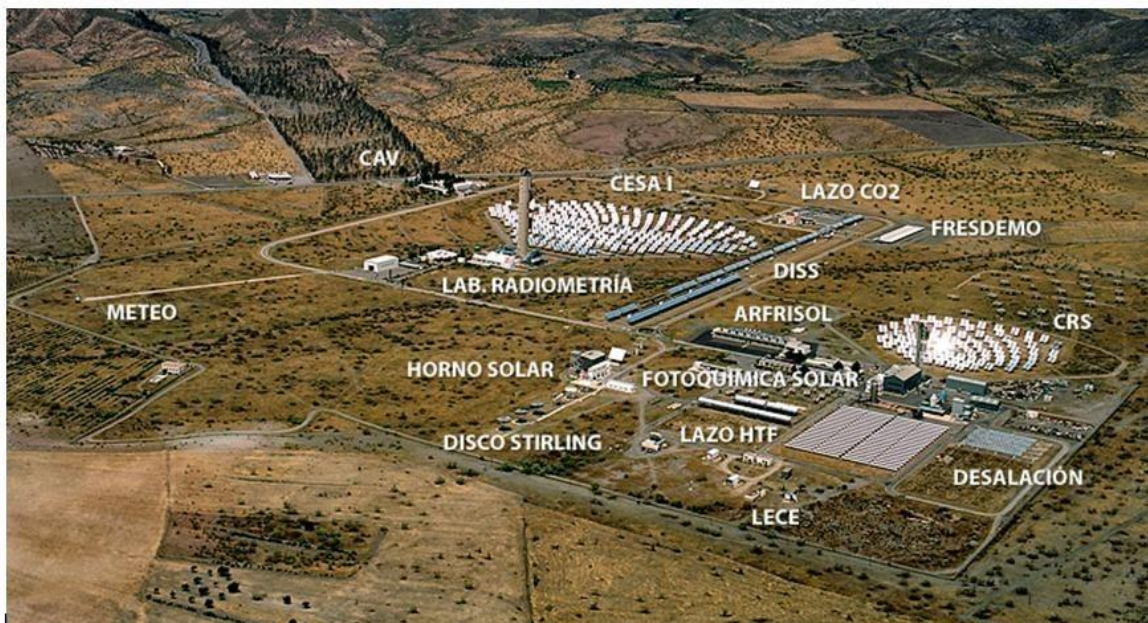
O desenvolvimento da tecnologia de coletores solares teve início nos Estados Unidos na década de 1970 sob os cuidados do DOE (*Department of Energy*). A primeira usina solar comercial foi construída no Novo México em 1979 pelo laboratório Sandia (*Sandia National*

*Laboratory*), era constituída por coletores cilindros parabólicos que atingiam temperaturas na faixa de 500°C e foi utilizada inicialmente para calor de processos industriais (RAGHEB, 2011 *apud* LODI, 2011).

Em 1981, foi instalado em Tabernas na Espanha, a Plataforma Solar de Almería (PSA), mostrada na Figura 9, através de um projeto de demonstração chamado SSPS/DCS (*Small Solar Power Systems/Distributed Collector System*). Esse projeto era constituído de dois campos solares de cilindros parabólicos com uma área de absorção de 7.602 m<sup>2</sup>, e pela primeira vez foi fornecida energia à rede elétrica proveniente de energia solar térmica. Essa plataforma solar pertence ao CIEMAT (*Centro de Investigaciones Energéticas Medioambientales y Tecnológicas*) sob o *Ministerio de Ciencia e Innovación*, e é o maior centro de P&D em concentradores solares da Europa (RAGHEB, 2011 *apud* LODI, 2011).

O CIEMAT faz parte de parcerias dos consórcios de plantas solares na Espanha, como por exemplo, da PS10, a primeira usina de torre de concentração a operar comercialmente no mundo em 2007 (MINISTERIO DE CIENCIA E INNOVACIÓN, 2011).

Figura 9 – Planta Solar de Almería (PSA)



Fonte: MINISTERIO DE CIENCIA E INNOVACIÓN, 2011.

Em 1982 a companhia *Luz International Limited* (Luz), tendo como base esses projetos anteriores, produziu coletores solares cilindros parabólicos e foi responsável pela construção das plantas SEGS I e II (*Solar Electric Generating System*), com 14 MW e 30 MW, respectivamente, que entraram em operação em 1983. Em seguida a Luz assinou

diversos contratos e construiu as SEGS III à IX, cuja potência total é de 354 MW. Porém, em 1991 a Luz faliu, principalmente devido à questão do alto custo da tecnologia que dificultava a competitividade no custo da energia, então todas as plantas SEGS acabaram sendo revendidas separadamente para diferentes equipes de investidores e todas elas mantêm-se em operação (RAGHEB, 2011 *apud* LODI, 2011).

No início da década de 1990 ocorreu uma mudança nesse cenário quando o interesse público e o apoio político diminuíram, acabando com os investimentos dessa maneira. Após este período, não foi construída nenhuma nova planta usando tecnologia CSP. Entretanto, após o término dessa década, alguns estados americanos introduziram o uso de mecanismos de inclusão de energias renováveis na matriz elétrica, e desde então se recomeçou o investimento em plantas solares (LODI, 2011).

Todo conhecimento alcançado em Pesquisa e Desenvolvimento ao longo destes anos e o aperfeiçoamento da tecnologia, assim como os incentivos econômicos, auxiliaram para que Espanha e EUA sejam atualmente referências no setor de energia solar térmica de alta potência.

### **2.3 Histórico nacional de energia heliotérmica**

No Brasil, o histórico relacionado à energia heliotérmica é pouco expressivo. No século passado surgiu um pequeno número de iniciativas, feitas pelo CEPEL e algumas concessionárias, com o objetivo apenas de avaliar o potencial dessa tecnologia no país. Porém, desde 2010 o governo brasileiro, através do Ministério de Minas e Energia (MME) e do Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações (MCTIC), busca promover o desenvolvimento científico e tecnológico para o aproveitamento de energia solar no Brasil, dentre elas as usinas heliotérmicas (CARVALHO, 2016).

Recentemente, o assunto tornou a motivar interesse dos agentes nacionais. A partir de 2013 a tecnologia heliotérmica, assim como a fotovoltaica, foi também autorizada a fazer parte de leilões de energia nova. Contudo, não houve nenhuma contratação dessa tecnologia para a implantação de usina até o ano de 2015 (TOLMASQUIM, 2016).

Assim como aconteceu com a fotovoltaica, a ANEEL em setembro de 2015 lançou a Chamada de Projeto Estratégico de P&D nº 19/2015: “Desenvolvimento de Tecnologia Nacional de Geração Heliotérmica de Energia Elétrica”. Com o objetivo principal de receber propostas de arranjos técnicos e comerciais para plantas de tecnologia heliotérmica. Após a

publicação, 77 empresas do setor elétrico oficializaram interesse em financiar projetos no tema (ENERGIA HELIOTÉRMICA, 2015).

Posteriormente, foi declarada a construção de duas plantas heliotérmicas do tipo torre central através do projeto SMILE (*Solar-hybrid microturbine systems for cogeneration in agro-industrial electricity and heat production*), que está sendo financiado pelo BNDES e parceiros industriais. As usinas tiveram o início das obras em janeiro de 2016 e estão sendo construídas em Pirassununga, São Paulo, e em Caiçara do Rio do Vento, Rio Grande do Norte. As torres terão 100kW de potência instalada cada e serão utilizadas para suprir as necessidades elétricas e de calor de processo ligadas às atividades agroindustriais de laticínios e matadouro, utilizando o ar como fluido térmico de trabalho. Para auxiliar a geração em momentos de baixa ou nenhuma disponibilidade de irradiação solar, em um sistema de geração híbrida, serão utilizadas caldeiras auxiliares movidas a biodiesel, para Pirassununga, e biomassa, em Caiçara (SOLINOVA, 2019).

Entre os anos de 2011 e 2016 foi implementado o projeto SHSB ou Sistema híbrido Solar/biomassa, que é resultado do Projeto de pesquisa (P&D da ANEEL) “Sistema Híbrido Solar Biomassa - SHSB”. Foi financiado pelo Banco Nacional do Desenvolvimento (BNDES) e pelo CPFL (Companhia Piratininga de Força e Luz, Companhia Paulista de Força e Luz e Rio Grande Energia), e está localizado no laboratório solar térmico da Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI). Este sistema possui dois sistemas de disco, de 0,9 kWe cada utilizando motor Stirling e ar como fluido de trabalho e um sistema de cilindro parabólico, de 5 kWe, utilizando um fluido orgânico como fluido de transferência de calor. Ambos os sistemas podem ser hibridizados com gás de síntese gerados em um gaseificador de biomassa de 6 kWe utilizando eucalipto (CPFL, 2016).

Atualmente existem dois projetos pilotos em fase de implantação. Um deles é resultado de uma associação feita entre o MME e o MCTI, com o intuito de construir em Petrolina (PE), uma base de pesquisa com um projeto de 1 MW de cilindro parabólico. Em 2015, o CEPEL com o apoio de uma consultoria alemã pretendia viabilizar a licitação da obra dessa usina, com execução da CEPEL e da CHESF. O outro projeto fica localizado no Vale do Açu (RN). Encarregada desse projeto, a Petrobrás em parceria com o Centro de Tecnologias do Gás e Energia renovável (CTGAS-ER), a Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) e da Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN) procuram instalar uma torre solar de 3 MW, objetivando diminuir o consumo de energia elétrica nas edificações da empresa por meio da geração de calor de processo na planta (ENERGIA HELIOTÉRMICA, [s.d.]).

Estudos também estão sendo desenvolvidos principalmente na UFRJ, que buscam viabilizar a energia heliotérmica no país por meio da sua hibridização com gás natural e biomassa. Os resultados desses estudos vêm mostrando, dentre outras coisas, que a hibridização engrandeceria a competitividade dessa fonte energética no Brasil (MALAGUETA et al., 2013; SORIA et al., 2015).

No Brasil, ainda não existem sistemas heliotérmicos comerciais para a geração de energia elétrica. Porém, existem aplicações voltadas para a geração de calor de processo para a indústria de alimentos. Tem-se como exemplo, a empresa multinacional Kraft Foods, que possui um sistema instalado e operando desde 2012, no município de Vitória de Santo Antão - PE. O sistema em questão possui um campo solar com calhas parabólicas para fornecer água pressurizada a temperaturas de 110°C (Bezerra, 2017).

Em março de 2022, aconteceu um novo marco para a indústria de energia do Brasil. A Companhia Energética de São Paulo (CESP) iniciou a operação da primeira usina termossolar do país. A planta pioneira fica localizada em Rosana (SP) e estava em desenvolvimento desde 2017. O projeto recebeu R\$ 57 milhões em investimentos. A usina foi desenvolvida dentro do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento do Setor de Energia Elétrica regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em conjunto com os parceiros Lactec, Eudora Energia, MRTS Consultoria e MFAP Consultoria. A planta piloto de geração de energia termossolar foi integrada ao Complexo de Energias Alternativas Renováveis da usina hidrelétrica Porto Primavera. O complexo conta ainda com estruturas experimentais de fonte solar fotovoltaica e sistemas de armazenamento de energia. A planta piloto construída possui capacidade de 0,5 MW, o equivalente para atender a 360 residências de consumo médio em torno de 180 kWh/mês (PetroNotícias, 2022)

Além dos projetos citados acima, não existia nenhuma outra estrutura de geração de energia elétrica da tecnologia cilindro parabólico no Brasil. Os protótipos em Porto Primavera - SP foram construídos entre maio e dezembro de 2021. Essa iniciativa representa importante passo para o amadurecimento dessa tecnologia no país. Dessa maneira, a Eudora Energia, em companhia com FURNAS, utilizando o importante recurso de P&D da ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, apresenta uma tecnologia nacional para geração termossolar (SCE - Solar Collector Element) com armazenamento térmico prolongado e baixo custo, e trará ao mercado condições para estabelecimento comercial destas usinas em pouco tempo (SANT'ANNA, 2021).

## 2.4 Coletores Solares

O principal componente de qualquer planta solar é o coletor solar. Coletores solares são trocadores de calor especiais que convertem energia solar em energia térmica em um fluido de transporte. O coletor capta a radiação solar, a converte em calor e transfere esse calor para um fluido (geralmente ar, água ou óleo) que circula através do coletor. Essa energia é transportada do fluido diretamente para um equipamento condicionador de ambiente ou um tanque de armazenamento de energia térmica, dessa maneira a energia térmica armazenada poderá ser usada para gerar eletricidade à noite ou em dias nublados (KALOGIROU, 2016).

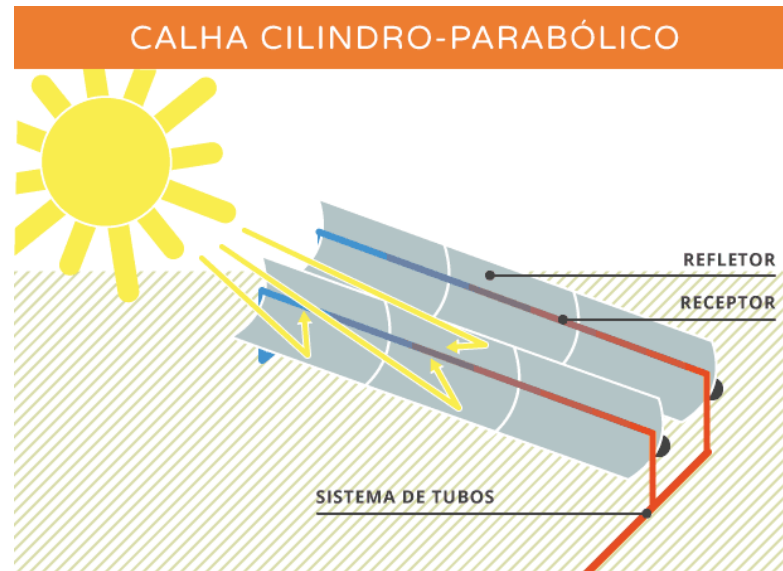
Existem quatro tipos de coletores, nomeados de acordo com sua geometria: cilindro parabólico, torre solar (ou receptor central), linear Fresnel e disco parabólico. Todos esses sistemas CSP convertem a radiação solar em energia térmica para produção de trabalho em uma máquina térmica. A principal diferença entre eles é o mecanismo de concentração solar. A seguir são apresentadas as características gerais de cada tecnologia.

### *2.4.1 Tecnologia Cilíndrico-Parabólica*

Os coletores dessa tecnologia são revestidos por um material refletor composto por vidro espelhado com geometria cilíndrico-parabólica e um tubo receptor posicionado em seu eixo longitudinal, conforme ilustrado na Figura 10, esse tubo geralmente é metálico e preto, coberto por um tubo de vidro para evitar perdas de calor. A radiação solar que incide perpendicularmente a esta superfície é refletida na direção do foco do coletor (KALOGIROU, 2009).



Figura 10 – Coletor Cilindro-parabólico

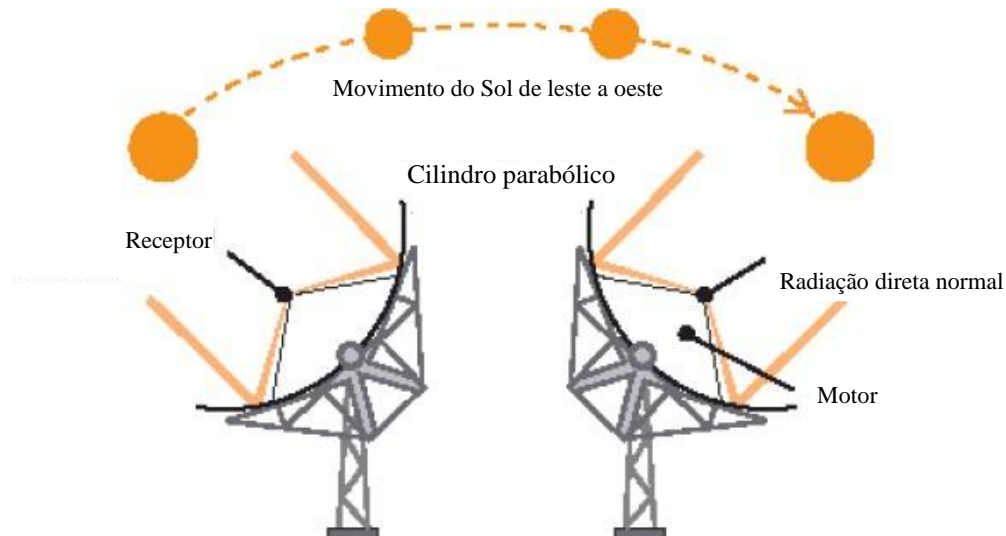


Fonte: Plataforma Online de Heliotermia (2016).

O campo solar é formado por um grande conjunto de coletores, com apenas um eixo de rastreamento, dispostos geralmente em fileiras paralelas. Durante o dia os coletores rastreiam o sol focalizando a radiação direta no receptor linear (tubo absorvedor), no qual o fluido de transferência de calor (HTF) é aquecido até aproximadamente 390°C (SUNSHOT, 2012).

De acordo com Kalogirou (2009) o sistema de rastreamento, pode ser orientado no sentido leste–oeste rastreando o sol de norte a sul, ou no sentido norte-sul com rastreamento o sol de leste a oeste, como mostrado na Figura 11. No sentido leste–oeste o sistema tem como vantagens ficar diretamente voltado para o sol ao meio-dia e o fato de movimentar-se pouco ao longo do dia. Entretanto, apresenta uma performance reduzida no início do dia e no fim da tarde, devido aos maiores ângulos de incidência dos raios sobre a superfície coletora. E se a orientação for no sentido norte-sul, o coletor vai rastrear o movimento do sol na direção leste-oeste, girando em torno de seu eixo longitudinal. Esta orientação recebe os maiores ângulos de incidência durante o meio-dia e conseqüentemente as maiores perdas por cosseno nessa fase do dia, enquanto aponta mais diretamente para o sol no início do dia e no fim da tarde.

Figura 11 – Rastreamento solar no sentido leste-oeste



Fonte: ABS, 2010 *apud* MALAGUETA, 2013.

Conforme mencionado anteriormente, plantas CSP cilindro parabólico consistem em extensos campos solares de coletores parabólicos espelhados, apresentados na Figura 12, que se movimentam rastreando o sol. Segundo Sunshot (2012), além disso também fazem parte das plantas dessa tecnologia o fluido de transferência de calor (HTF), uma estrutura de geração de vapor, um bloco de potência composto por uma turbina a vapor (ciclo Rankine) acoplada a um gerador elétrico, e opcionalmente de um sistema de armazenamento de energia térmica (TES) ou sistema de backup com queima de combustíveis fósseis. Apesar de que o extenso campo de coletores e o sistema de armazenamento levem a um mais elevado investimento inicial, a utilização do TES resulta em maior capacidade de gerar eletricidade de forma contínua quando demandada e maior geração anual, por garantir a operação da planta 24h por dia, especialmente em períodos com baixa ou nenhuma radiação solar.

Philibert *et al.* (2010) descreve o processo de geração dessa tecnologia começando pelo fluido de transferência de calor, que é aquecido à medida que ele circula ao longo dos tubos receptores e troca calor com água em uma série de trocadores de calor do bloco de geração, produzindo vapor superaquecido a alta pressão. O vapor superaquecido impulsiona uma turbina a vapor, que conectada a um gerador produz eletricidade. Após o vapor ser aplicado na turbina, o mesmo passa por um sistema de condensação e posteriormente bombeado de volta para os trocadores de calor.

Figura 12 – Campos solares das usinas Andasol 1 e Andasol 2, no sul da Espanha



Fonte: The Andasol Solar Power Station Project (2010).

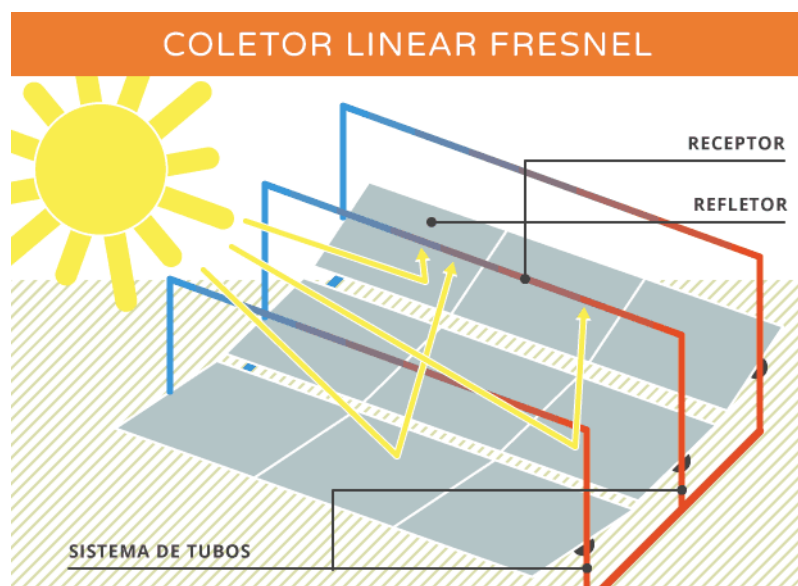
Os concentradores cilindro parabólicos são a tecnologia solar mais evoluída de geração de calor, com milhares de horas de operação comprovadas, e é considerada como o investimento de menor risco dentre as quatro espécies de tecnologias (PHILIBERT, 2010). Desde 1980 ela está comercialmente acessível, e atualmente há 470 MW desta tecnologia em operação no mundo, além de 989 MW em construção. Uma dimensão comum de uma planta com esses concentradores é entre 50 e 80 MW, e um porte mais econômico, segundo estudos de Libby e Bedard (2008), é entre 125 MW e 150 MW.

#### ***2.4.2 Coletor Fresnel***

A tecnologia linear Fresnel (LFR), ilustrada na Figura 13, se aproxima da configuração do sistema cilindro parabólico, com extensas fileiras de coletores, com refletores planos ou com leve curvatura que refletem a radiação solar para um receptor linear suspenso. No receptor, onde circula água como fluido de trabalho, ocorre diretamente a geração de vapor. A principal vantagem desse sistema é sua simplicidade na construção dos espelhos, onde refletores planos e receptores fixos levam a custos menores quando comparado com as outras tecnologias. Além disso, os sistemas LFR são montados próximos ao solo,

minimizando os requisitos estruturais. Outra vantagem é dada pelo fato do vapor ser gerado diretamente no receptor, sendo assim os custos com trocadores de calor e com o fluido de transferência de calor são eliminados. Em contrapartida, as plantas dessa tecnologia apresentam menor eficiência na conversão solar para eletricidade e é mais difícil adicionar um sistema de armazenamento térmico ao sistema (CHU, 2011).

Figura 13 – Coletor Linear Fresnel



Fonte: Plataforma Online de Heliotermia (2016).

Apesar das desvantagens apresentadas, uma forte aplicação para esta tecnologia é o fornecimento de calor para processos industriais. Entre as aplicações industriais, citam-se: recuperação de óleos pesados, refinarias, celulose e papel, alimentos e dessalinização.

Como essa tecnologia ainda está em fase de testes para seu desenvolvimento, atualmente existem poucos projetos em operação no mundo, como, por exemplo, a planta de Kimberlina, localizada na Califórnia, com capacidade de geração de 5 MW de energia elétrica, e a planta de Liddell, localizada na Austrália, com capacidade de 2 MW integrado a uma planta a carvão. A Figura 14 mostra a usina de energia térmica solar Puerto Errado 2 (PE2) em Murcia, Espanha, que se tornou a primeira instalação linear Fresnel de energia solar a gerar energia em larga escala de concessionárias, possuindo capacidade de geração de 30 MW (LODI, 2011).

Figura 14 – Campos solares lineares de Fresnel de Novatec nas estações de energia PE1 (Nova1) e PE2 (SuperNova) na Espanha

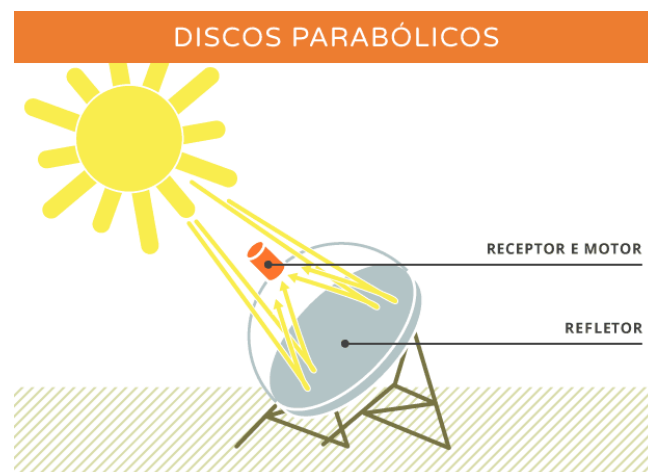


Fonte: ZHU *et al*, 2013.

### 2.4.3 Disco Parabólico

Nesta tecnologia é empregado um conjunto de refletores organizados no formato de um disco parabólico para centralizar a radiação solar em uma cavidade receptora no foco do disco. O disco parabólico é um concentrador de foco pontual, ilustrado na Figura 15. Essa configuração permite que o disco rastreie o sol em dois eixos, e dessa maneira consegue apontar diretamente para o sol desde o nascer até o poente (DGS, 2010).

Figura 15 – Disco Parabólico



Fonte: Plataforma Online de Helioterminia (2016).

De acordo com Kalogirou (2009) o disco parabólico conta com os maiores índices de concentração, por apresentar uma concentração pontual e conjunto de rastreamento em dois eixos. Dessa forma, é o coletor mais eficiente das tecnologias CSP. Através das altas taxas de concentração, o disco consegue atingir temperaturas mais altas (de 100°C a 1500°C), apresentando temperaturas inferiores apenas à da torre de concentração, que pode atingir até 2000°C.

O disco parabólico é um sistema autônomo de geração, composto pelo coletor, receptor e um motor *Stirling* (ou microturbina), conectados a um gerador, conforme apresentado na Figura 16. Seu princípio de funcionamento baseia-se da coleta e concentração da energia solar, que é refletida pelos espelhos contidos no disco, para o receptor. A energia térmica absorvida no receptor é transferida ao motor Stirling. A conversão ocorre de um modo similar ao de motores convencionais, onde o calor é convertido pelo motor em energia mecânica. Um gerador é conectado ao motor Stirling e converte a energia mecânica em energia elétrica (KALOGIROU, 2009).

Figura 16 – Concentrador de disco parabólico



Fonte: GLOBAL NEVADACORP, 2011.

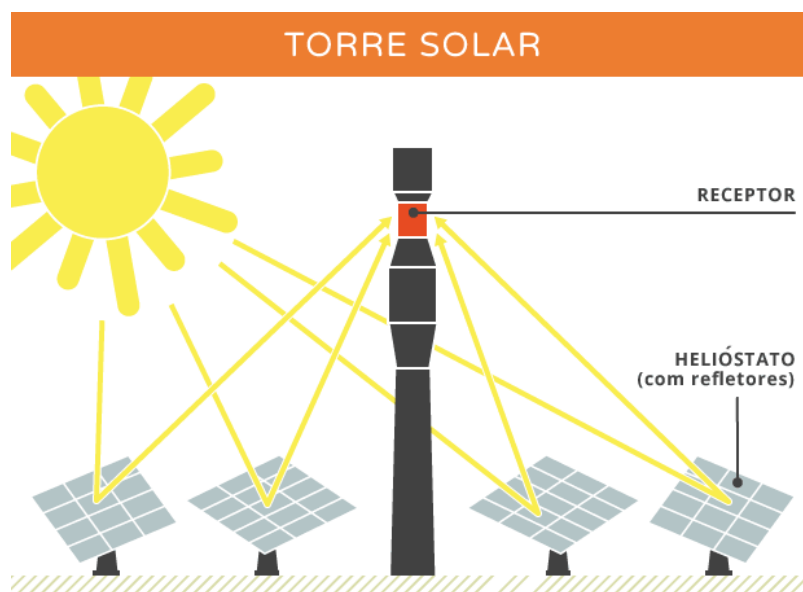
Segundo Pitz-Paal (2002), citado por Kalogirou (2009), o disco parabólico não possibilita o armazenamento térmico, mas existe a possibilidade de ser hibridizado com combustível fóssil para os períodos com ausência de Sol.

Esse equipamento permite a instalação de plantas em terrenos levemente irregulares, com 5% de inclinação, isso faz com que o custo da preparação do local seja reduzido para projetos futuros. Esse sistema é resfriado por circuito fechado, que, combinado a ausência de um ciclo a vapor, concede a ele um uso menor de água por megawatt-hora (MWh) entre todas as tecnologias CSP (SUNSHOT, 2012). No entanto os sistemas de disco parabólico apresentam o menor nível de maturidade entre as tecnologias CSP.

#### 2.4.4 Torre Solar

A tecnologia torre solar, também chamada coletor central, ilustrada na Figura 17, é constituída de várias superfícies refletoras planas ou levemente côncavas, denominadas heliostatos, que ficam posicionados no solo formando um campo solar geralmente circular e são capazes de rastrear o movimento do sol em dois eixos, e refletem a radiação solar concentrando-a diretamente em um receptor que possui foco do tipo pontual alocado no topo de uma torre. De acordo com Kalogirou (2009) a concentração da luz solar é de 300 – 1500 vezes, e alcançam temperaturas de 150 a 2000°C.

Figura 17 – Torre Solar



Fonte: Plataforma Online de Heliotermia (2016).

No receptor, o calor concentrado absorvido é transferido para um fluido térmico que pode ser armazenado ou utilizado para produzir trabalho, o qual transfere sua energia térmica para a água de um ciclo Rankine de potência. Essa transferência entre fluidos é feita por meio de trocadores de calor. Algumas plantas usam geração direta de vapor, já outras usam fluidos térmicos diferentes como sais fundidos, que exercem também uma função como meio de armazenamento de energia. A temperatura atingida no receptor é tão alta que possibilita o aumento da eficiência da conversão em eletricidade e diminui o custo com sistemas de armazenamento térmico. Essa tecnologia é bastante flexível, de maneira que pode ser projetado escolhendo-se dentre uma diversidade de fluidos de transferência, heliostatos e receptores (ZHANG et al, 2013).

Ao longo do tempo esta tecnologia vem mostrando-se ser viável tecnicamente, em projetos que utilizam diferentes desenhos de heliostatos e diferentes fluidos de transferência de calor, tais como: vapor, ar e sais fundidos (RICHTER et. al, 2009).

A Figura 18 mostra as primeiras torres de concentração de energia solar comerciais na Europa:

Figura 18 – Torres solares PS10 e PS20 na Espanha



Fonte: ABENGOA, 2012.

Em junho de 2021, o Chile inaugurou a primeira central de energia termossolar da América Latina, denominada Cerro Dominador, em pleno deserto do Atacama, o mais árido e com maior radiação solar do planeta. O projeto tem o objetivo de conseguir a neutralidade de emissões de carbono prometida para 2050. Em uma área circular de mais de 700 hectares,



10,6 mil heliostatos rodeiam uma torre de 250 metros de altura em cujo topo se refletem os raios solares. No topo da torre está instalado um receptor contendo sais fundidos, que se aquecem a mais de 560 °C para gerar vapor de água, que aciona uma turbina com potência de 110MW de eletricidade limpa. Essa infraestrutura se combina a uma central fotovoltaica adjacente e juntas elas geram 210 MW de energia renovável (FOLHA, 2021).

Uma das características mais particulares desse projeto solar térmico é que os sais fundidos são capazes de armazenar energia por até 17,5 horas, o que permite que um sistema continue operando mesmo sem luz solar direta. Segundo o presidente do Chile, Sebastian Piñera, isso vai permitir economizar mais de 600 mil toneladas de emissões de dióxido de carbono por ano, que é o equivalente às emissões anuais de 300 mil automóveis (FOLHA, 2021).

A Figura 19 mostra a usina Cerro Dominador.

Figura 19 - Usina Cerro Dominador, no Chile.



Fonte: (FOLHA, 2021).

## 2.5 Desempenho das Tecnologias CSP

A tecnologia cilíndrico-parabólica apresenta uma taxa de concentração de radiação solar entre 70 a 80 vezes, o refletor Fresnel entre 25 a 100 vezes, a torre solar entre 300 a

1000 vezes e o disco parabólico entre 1000 a 3000 vezes. Essa taxa de concentração é definida como a razão entre a área de abertura do coletor (não a área de superfície dos espelhos, mas sim a área do plano perpendicular ao raio incidente) sobre a área de absorção do receptor. Sendo assim, o concentrador reflete a radiação solar direta que incide em uma grande área em uma área menor. No disco parabólico, devido à elevada concentração que pode ser alcançada, resulta na maioria das vezes em uma eficiência mais alta do que as outras tecnologias de concentração (Kalogirou, 2009).

Segundo Muller-Steinhagen e Trieb (2004), citado por Kalogirou (2009), o sistema cilíndrico-parabólica, a torre solar e o refletor Fresnel podem ser agregados a ciclos de vapor, e apresentarem níveis de geração de energia elétrica de 10 a 200 MW. Dessa maneira, a eficiência térmica neste ciclo adquire valores de 30 a 40%. Em motores Stirling acoplados a um disco solar, este mesmo intervalo de eficiência é obtido. Já a eficiência de conversão do bloco de geração, é a mesma que a de termelétricas movidas a combustíveis fósseis. A eficiência global solar-elétrica, definida como a geração de energia elétrica líquida, obtida com a radiação solar direta incidente, é menor do que a eficiência de conversão de ciclos convencionais de vapor ou ciclo combinado, isto acontece porque na eficiência global é incluída a eficiência de conversão da energia solar em energia térmica, obtida pelo coletor, e a eficiência de conversão da energia térmica em energia elétrica.

O desempenho de cada tecnologia possui características distintas, e é apresentada na Tabela 1.

Tabela 1 – Características de desempenho das tecnologias CSP

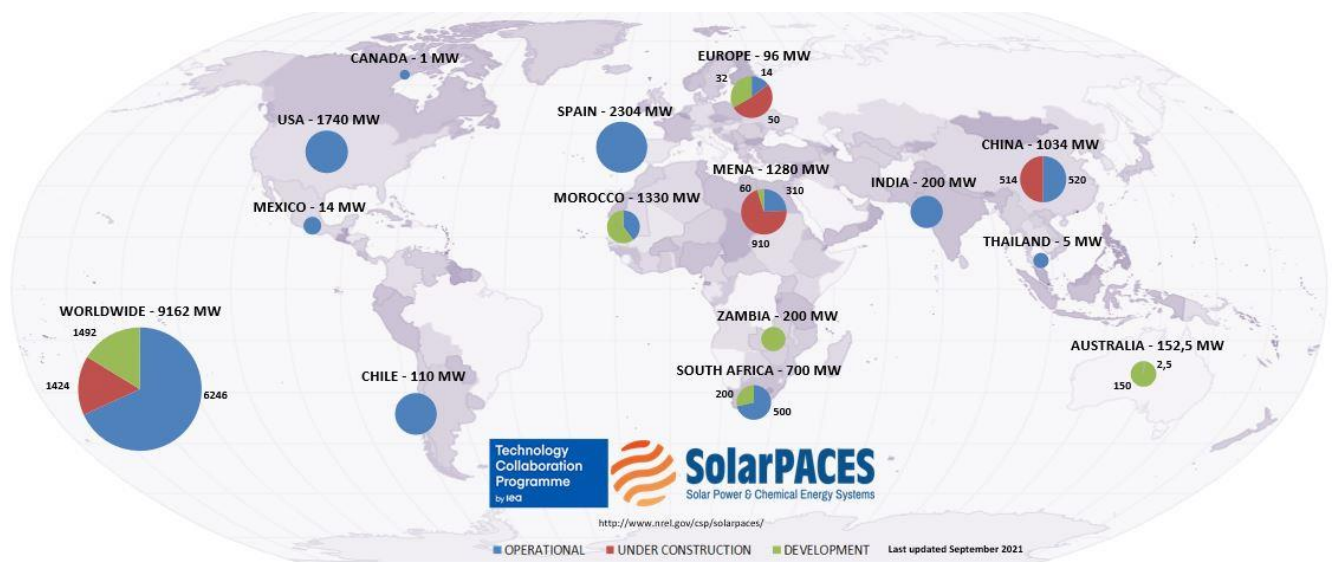
<b>Tecnologia</b>	<b>Capacidade (MW)</b>	<b>Taxa de concentração (vezes)</b>	<b>Temperatura de operação no foco (°C)</b>	<b>Eficiência anual solar elétrica (%)</b>	<b>Área ocupada</b>
Cilindro parabólico	10-200	70 - 80	450	15	Grande
Refletor Fresnel	10-200	25 - 100	450	8 - 10	Média
Torre solar	10-150	300 -1000	700 - 1000	20 - 35	Média
Disco parabólico	0,01 – 0,40	1000 - 3000	700 - 1000	25 - 30	Pequena

Fonte: Kalogirou (2009), Philibert *et al.* (2010) e Plataforma Online de Heliotermia (2016), adaptado pelo autor.

## 2.6 Cenário atual no mundo da tecnologia CSP

De acordo com a SolarPACES em setembro de 2021, existiam 116 sistemas CSP em operação no mundo, totalizando uma potência instalada de 6246 MW. Além de mais 8 plantas em construção somando uma potência de 1424 MW. E também outras plantas em desenvolvimento com uma capacidade de 1492 MW. A Figura 20 apresenta os projetos de energia solar (CSP) em todo o mundo que possuem usinas em operação, em construção ou em desenvolvimento.

Figura 20 – Distribuição dos sistemas CSP ao redor do mundo



Fonte: SolarPACES, 2021.

A Tabela 2 contextualiza o cenário heliotérmico internacional. Existia no mundo 6246 MW de carga instalada em operação a partir de usinas CSP, com destaque para a Espanha, que possuía 36,88% da carga instalada em operação, seguida pelos Estados Unidos com 27,85%, liderando o ranking mundial de plantas em operação, sobretudo, porque em ambos os países, foram estabelecidas políticas de incentivo que impulsionaram a aplicação da tecnologia CSP. Os países do Oriente Médio e do norte da África (MENA), embora apresentem 310 MW em operação, aproximadamente 5% do total mundial, possuem 910 MW de capacidade instalada em usinas em construção (SolarPACES, 2021).

Tabela 2 – Sistemas CSP no mundo (setembro 2021)

Local	Em operação (MW)	Em construção (MW)	Projeto (MW)	Total (MW)
Mundo	6246	1424	1492	9162
Espanha	2304	-	-	2304
EUA	1740	-	-	1740
MENA	310	910	60	1280
China	520	514	-	1034
África do Sul	500	-	200	700
Índia	200	-	-	200
Chile	110	-	-	110
México	14	-	-	14
Europa	14	50	32	96
Tailândia	5	-	-	5
Canadá	1	-	-	1
Zâmbia	-	-	200	200
Austrália	-	2,5	150	152,5
Marrocos	530	-	800	1330

Fonte: Elaborado pelo autor com base nos dados de SolarPACES, 2021.

De acordo com dados mais atuais, em abril de 2022, já existiam mais três plantas em operação, totalizando 119 sistemas CSP em operação no mundo. Segundo NREL as plantas heliotérmicas podem ser classificadas como: operacional, em construção, em desenvolvimento ou não operacional. As plantas consideradas operacionais são aquelas que estão produzindo eletricidade atualmente, os projetos em construção são aqueles com a construção em progresso, os projetos em desenvolvimento são aqueles com acordo assinado, porém com a construção ainda não iniciada e os classificados como não operacionais, são projetos que já operaram por um período, mas no momento estão encerrados.

Atualmente, existem 119 plantas em operação no mundo, destas, 51 estão localizadas na Espanha, país com maior número de plantas e capacidade instalada, 16 nos EUA, as outras 52 estão distribuídas entre África do Sul (6), Alemanha (1), Arábia Saudita (1), Argélia (1), Austrália (2), Canadá (1), Chile (1), China (13), Dinamarca (1), Egito (1), Emirados Árabes

Unidos (1), França (2), Índia (6), Israel (3), Itália (3), Kuwait (1), Marrocos (5), México (1), Tailândia (1) e Turquia (1) (NREL, 2022).

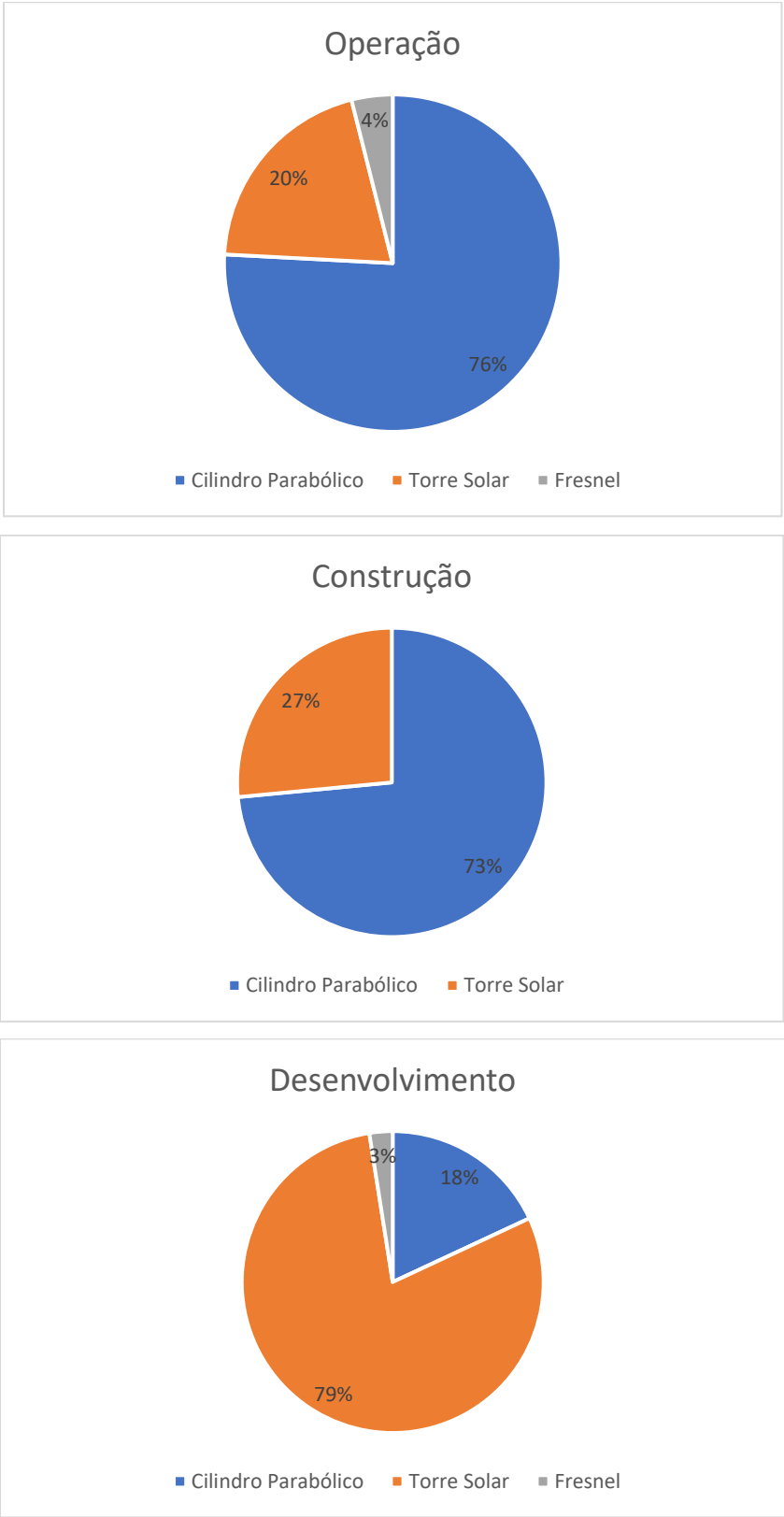
Destas 119 plantas, 84 são de cilindro-parabólico, 25 de torre solar e 10 Fresnel. É válido ressaltar que plantas com a tecnologia de disco já estiveram em operação, mas atualmente encontram-se não operacionais. A capacidade total instalada em plantas com tecnologia de cilindro é de 4.924,2 MW, enquanto para a tecnologia de torre solar encontram-se operacionais 1.314 MW, as plantas com tecnologia Fresnel somam 255,7 MW (NREL, 2022).

Atualmente no mundo, existem 6 plantas em construção, sendo 2 nos Emirados Árabes Unidos, 3 na China e 1 na Arábia Saudita. Destas 6 plantas, 3 são de tecnologia de cilindro-parabólico somando 693 MW e 3 são de tecnologia de torre solar com capacidade de 250 MW.

Em desenvolvimento, existem 13 plantas no mundo, sendo destaque novamente para China com 5 plantas, seguido do Chile com 3. As demais se encontram na Austrália (1), África do Sul (1), Grécia (1) Zâmbia (1) e Chipre que faz parte do MENA (1). Dessas 13, 3 são de cilindro-parabólico, 9 de torre solar e 1 de tecnologia Fresnel. A capacidade prevista das plantas em desenvolvimento de tecnologia de cilindro-parabólico é de 364 MW, enquanto para a tecnologia de torre solar somam 1602 MW, as plantas com tecnologia Fresnel, 50 MW (NREL, 2022).

A Figura 21 demonstra a porcentagem de plantas CSP em operação, construção e desenvolvimento no mundo, e a Tabela 3 apresenta a classificação das plantas de acordo com cada país.

Figura 21 – Porcentagens das tecnologias CSP no mundo



Fonte: Elaborado pelo autor com base nos dados do NREL, 2022.

Tabela 3 – Capacidade em operação, construção e desenvolvimento de heliotérmicas

País	Operação (MW)	Construção (MW)	Desenvolvimento (MW)
África do Sul	500	0	100
Alemanha	1,5	0	0
Arábia Saudita	50	43	0
Argélia	20	0	0
Austrália	2,6	0	150
Canadá	1,1	0	0
Chile	110	0	1100
China	546	200	364
Chipre	0	0	50
Dinamarca	5,5	0	0
Emirados Árabes Unidos	100	700	0
Egito	20	0	0
Espanha	2309,9	0	0
EUA	1731	0	0
França	9,3	0	0
Grécia	0	0	52
Índia	242,5	0	0
Israel	237	0	0
Itália	6,1	0	0
Kuwait	50	0	0
Marrocos	533	0	0
México	12	0	0
Tailândia	5	0	0
Turquia	1,4	0	0
Zâmbia	0	0	200
Total	6493,9	943	2016

Fonte: Elaborado pelo autor com base nos dados do NREL, 2022.

Pode-se notar que a tecnologia de coletor cilindro-parabólico por apresentar maior maturidade e menor custo de potência instalada, é a mais utilizada atualmente, com 76% da capacidade instalada. Já a tecnologia de torre solar, mostra-se como a principal opção em longo prazo com 79% entre as tecnologias em desenvolvimento, com destaque aos três projetos em desenvolvimento no Chile da Copiapó, Likana e Tamarugal Solar Energy Project com previsão de 260, 390 e 450 MW de capacidade respectivamente.

## 2.7 Custo da Energia Heliotérmica

A viabilidade econômica de uma planta heliotérmica depende de vários fatores, como o índice de radiação solar direta, a disponibilidade de terras, a topografia e a disponibilidade ao sistema de transmissão.

O principal critério econômico para o desenvolvimento de uma usina CSP é o seu custo nivelado de energia, do termo em inglês “*levelized cost of electricity*” (LCOE). O LCOE significa o custo equivalente de cada unidade de kWh gerada ao longo da vida útil do projeto levando em consideração o investimento inicial (CAPEX), custos de manutenção e operação (OPEX) e os demais custos associados a juros sobre empréstimos.

O custo de energia CSP produzida nos últimos 10 anos caiu cerca de 68% (SANTAMARTA, 2021). Com isso, supõe-se que as plantas CSP poderiam produzir até 2% da eletricidade global do mundo até 2050. Recentemente, novos projetos CSP em Dubai e na Austrália comunicaram um recorde de baixas tarifas de eletricidade abaixo de 0,07 USD por kWh, o que seria capaz de marcar o avanço comercial da tecnologia CSP no mundo (HACHICHA, 2019).

A sigla CAPEX (*Capital Expenditure* - Despesas de Capitais) representa o valor total de custos relacionados à construção de uma usina, independente da fonte de energia (PEREIRA, 2020). Já o OPEX representa os custos operacionais e investimentos em manutenção de equipamentos. Nos projetos de plantas CSP, cerca de 80% do LCOE está na fase inicial do projeto e os demais custos são para operação e manutenção ou seguros (CASTRO, 2016).

### 2.7.1 LCOE

A viabilidade econômica do projeto de uma planta solar pode ser avaliada através do modelo analítico LCOE, o qual equivale à razão da soma de todo o custo acumulado durante a vida útil do projeto para as unidades de energia geradas durante a vida útil do projeto (NOGUEIRA, 2017). O LCOE real e nominal, cujas equações são apresentadas em (1) e (2), são calculados pelo software SAM, sendo que o LCOE real é o valor constante em dólares, enquanto o LCOE nominal é o valor atual em dólares.



$$LCOE_{real} = -C_i - \frac{\sum_{i=0}^T \left[ \frac{O\&M_i + I_i}{(1 + d_{nominal})^i} \right]}{\sum_{i=0}^T \left[ \frac{E_i}{(1 + d_{real})^i} \right]} \quad (1)$$

$$LCOE_{nominal} = -C_i - \frac{\sum_{i=0}^T \left[ \frac{O\&M_i + I_i}{(1 + d_{real})^i} \right]}{\sum_{i=0}^T \left[ \frac{E_i}{(1 + d_{nominal})^i} \right]} \quad (2)$$

Onde:

$C_i$ : Valor do investimento capital do projeto;

$O\&M_i$ : o custo de operação e manutenção;

$I_i$ : o custo do seguro pago anualmente durante a vida do projeto;

$d$ : a taxa de desconto;

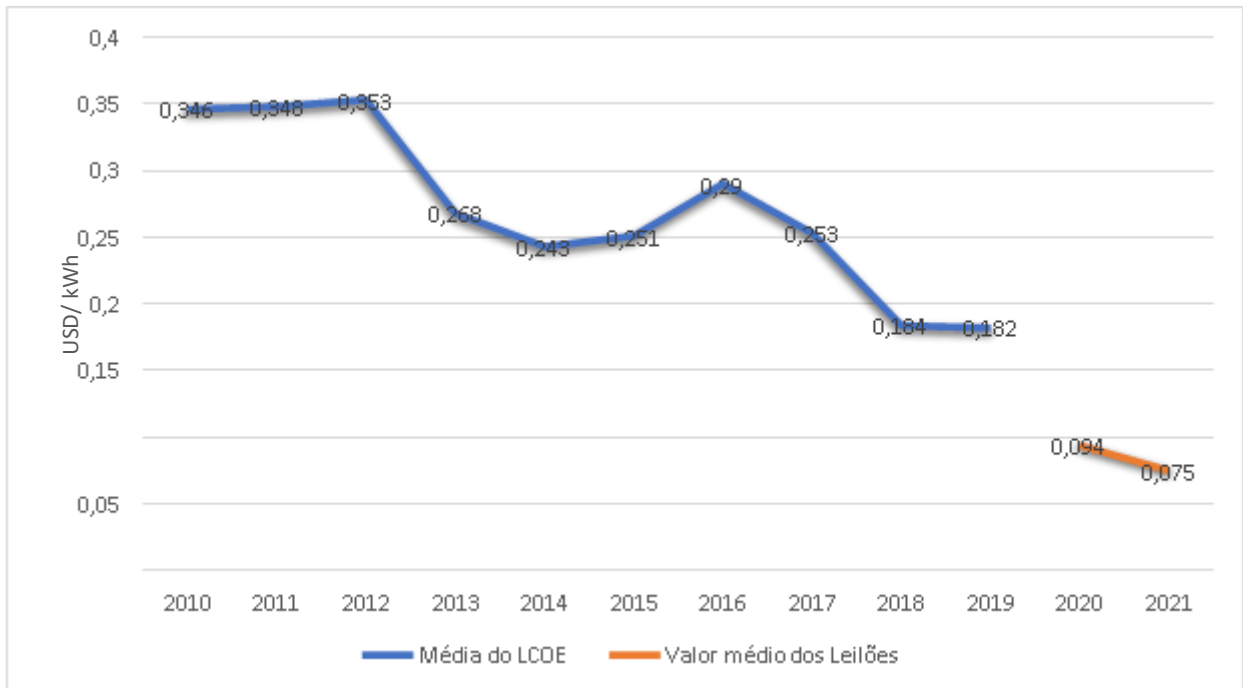
$d_{real}$ : taxa de desconto real (taxa de desconto sem inflação);

$d_{nominal}$ : taxa de desconto nominal (taxa de desconto com a inflação);

$T$ : período de análise em anos.

No leilão em 2021, o valor médio do LCOE foi de 0,075 \$/kWh da geração de energia CSP. Este preço apresenta uma redução do LCOE de 60% quando comparado a 2019. O gráfico da Figura 22 mostra os custos do LCOE médio de 2010 até 2019 e nos anos posteriores mostra o valor médio dos leilões (IRENA, 2021).

Figura 22 – Valor médio do LCOE da tecnologia CSP

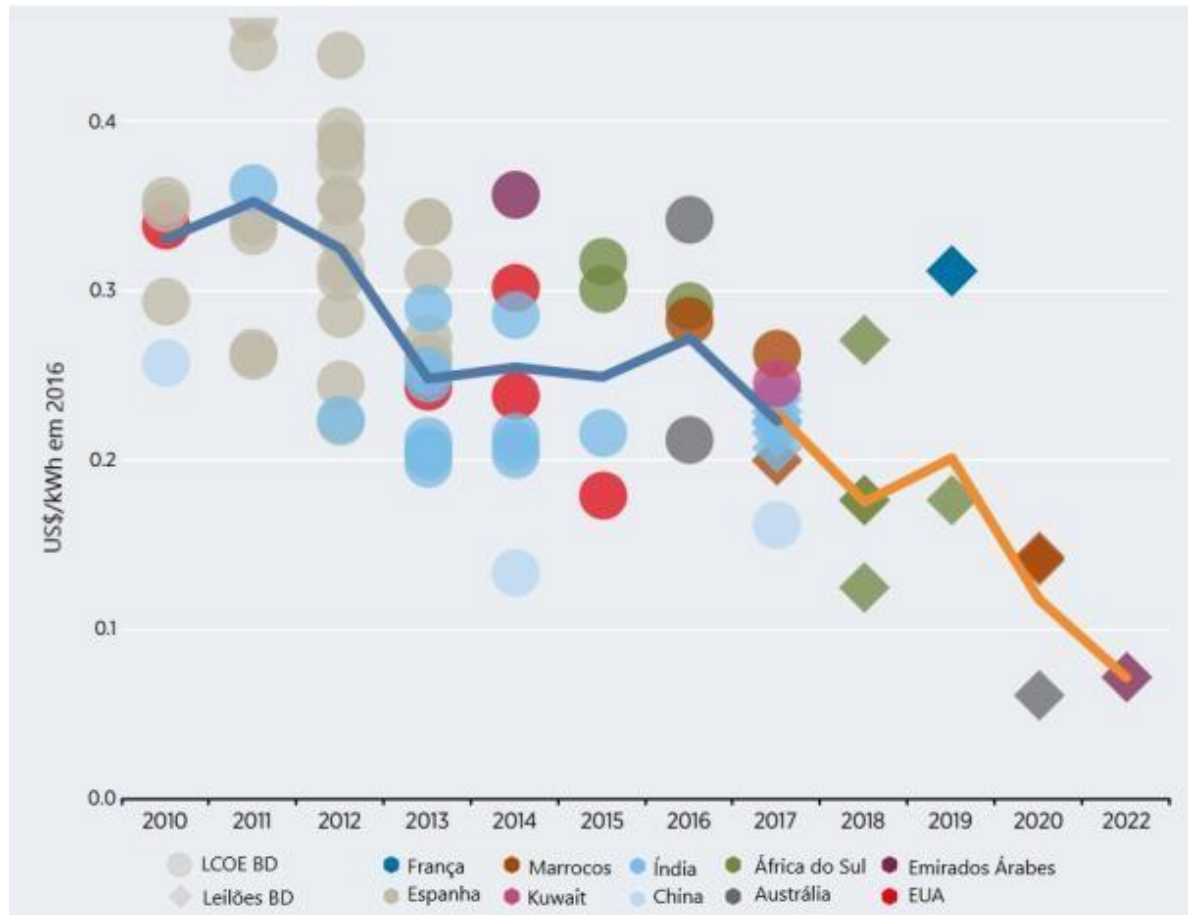


Fonte: Adaptado de IRENA, 2021.

Ainda que os custos dependam muito dos comportamentos políticos de cada país e tenham diminuído lentamente, ainda é permanente a tendência de que os custos continuem caindo. O aumento da irradiação normal direta (DNI) dos locais onde as usinas foram instaladas, foi o principal fator que influenciou esta queda, além da paralisação da Espanha na corrida do CSP e o desenvolvimento de novos projetos em países com uma maior DNI. Dessa maneira, o IRENA ressalta que os efeitos da aprendizagem e os progressos tecnológicos ainda não foram o principal propulsor das reduções de custos. Um outro fator significativo nessa melhoria foi o aumento do fator de capacidade das plantas, principalmente por capacidades maiores de armazenamento e despacho. Visto que o custo de instalação de uma usina CSP começa a ser competitivo quando o sistema de armazenamento térmico instalado é suficiente para 6 horas ou mais. (PASSOS, 2020).

A Figura 23 apresenta um gráfico onde é possível observar uma previsão de grande queda do LCOE, chegando a valores de aproximadamente 0,07 US\$/kWh, em projetos na Austrália e Emirados Árabes Unidos, (IRENA, 2020).

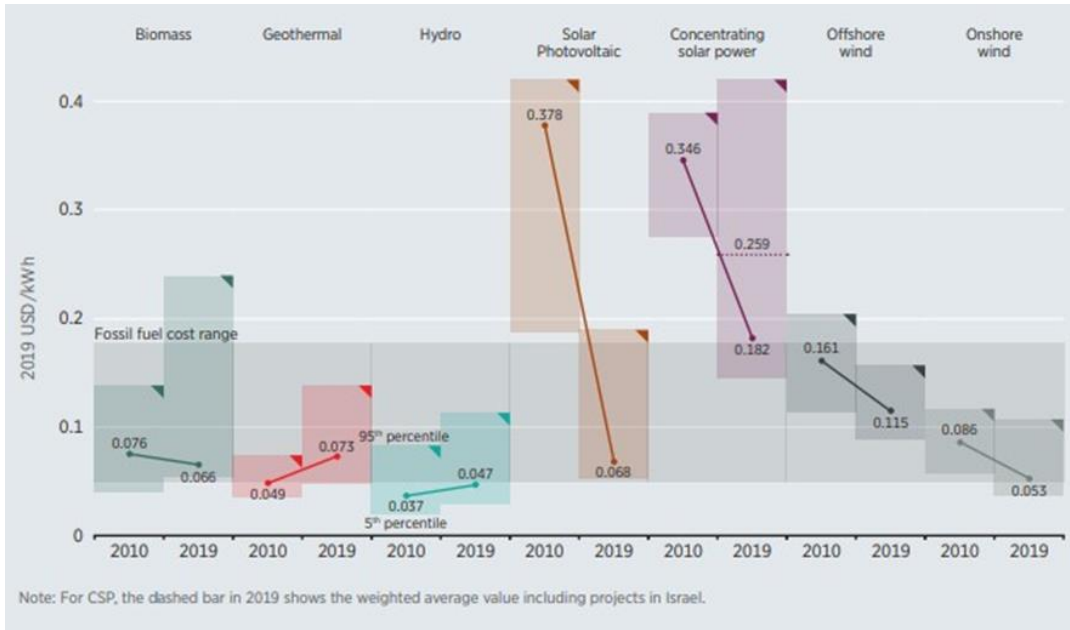
Figura 23 – Estimativa do LCOE no mundo



Fonte: IRENA, 2020.

Segundo os dados de custo mais recentes da Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA, 2021), apresentados na Figura 24, a média ponderada global nivelada do custo da eletricidade (LCOE) de energia solar fotovoltaica (PV) caiu 82% entre 2010 e 2019, ao passo que o custo da energia por concentração solar (CSP) caiu 47%, e a eólica gerada em terra 39% enquanto a gerada no mar 29% (IRENA, 2020).

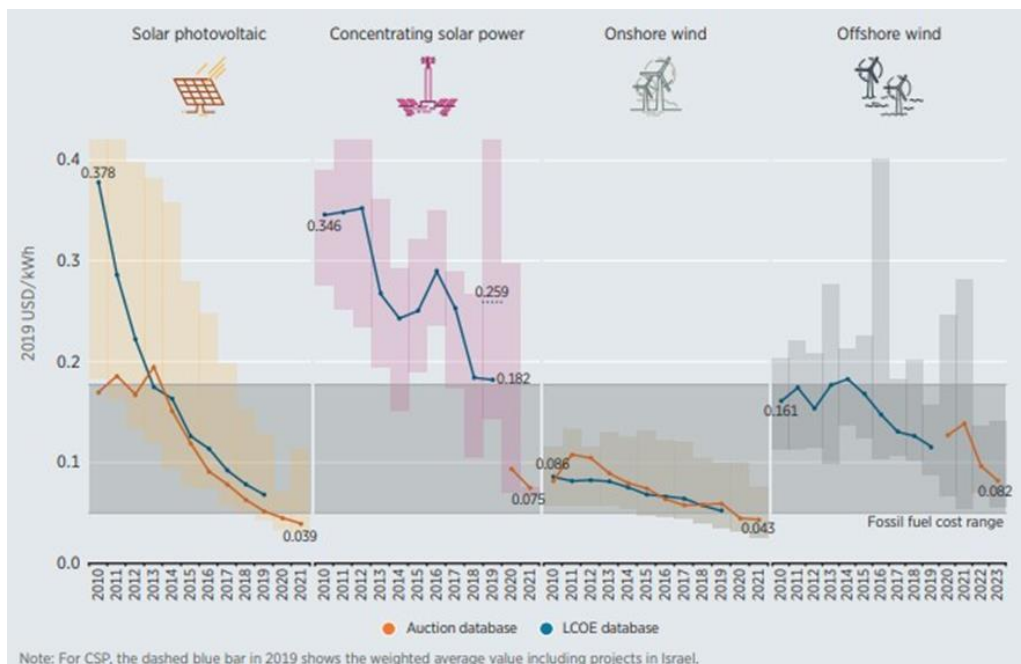
Figura 24 – Desempenho do LCOE em diferentes fontes de energia entre 2010 e 2019



Fonte: IRENA, 2020.

Com seus prazos de entrega mais longos, estipula-se que com seu leilão médio global os preços da tecnologia CSP devem cair 59% em relação aos valores de 2019. O instituto presumiu que o LCOE dessa tecnologia cairia para US \$ 0,075/kWh em 2021 (Figura 25) (IRENA, 2020).

Figura 25 – Estimativa do LCOE para diferentes fontes de energia renovável



Fonte: IRENA, 2020.

O peso global médio do LCOE de CSP em 2018 foi USD 0,185/kWh, 26% menor que em 2017 e 46% menor do que em 2010. Essa queda não representa o preço de venda ao consumidor, por não adicionar pagamentos de impostos ou o lucro intencionado pelo projeto, mas sim o custo associado à tecnologia em si e é independente de tais fatores e não varia com o tempo (IDELFONSO, 2019).

Na comparação entre as fontes de energia, com este preço estimado, a tecnologia CSP ainda ficaria um pouco atrás da eólica e das usinas fotovoltaicas de larga escala, mas mesmo assim ainda garante uma boa posição no mercado global (PASSOS, 2020).

### **2.7.2 VPL**

O indicador do valor presente líquido é obtido pela diferença entre o valor presente dos benefícios líquidos de caixa, calculados para cada período do tempo de duração do projeto, e o valor presente do investimento (ASSAF NETO, 2014). Uma das formas de avaliar a rentabilidade do investimento de uma usina projetada é por meio do valor presente líquido (VPL). O VPL é uma medida da viabilidade econômica de um projeto; por exemplo, um valor presente líquido positivo significa um projeto economicamente viável, enquanto um valor presente líquido negativo significa um projeto economicamente inviável.

O LCOE possui superioridade sobre o VPL porque este último não possui limitações quanto à escala do projeto, sendo assim o VPL não é uma métrica apropriada para comparar viabilidades de projetos com grandes diferenças em termos de escala. Isto acontece porque os projetos de grande escala geralmente têm VPL maior em comparação com os de pequena escala, por isso o VPL não pode ser usado para relacionar adequadamente os prós e contras destes projetos. Portanto, neste estudo utilizou-se mais o LCOE na análise econômica, ainda que o VPL também tenha sido analisado (AGYEKUM, 2020).

### **2.7.3 TIR**

A taxa interna de retorno, de sigla TIR é uma taxa de desconto hipotética que, quando empregada a um fluxo de caixa, faz com que os custos das despesas, referidos ao valor

presente, seja igual aos valores dos retornos dos investimentos, também referidos ao valor presente. Tornando-se viável quando a TIR for maior que a taxa de atratividade (PADOVEZE, 2015).

#### 2.7.4 PPA

O *Power Purchase Agreement*, ou PPA, é um contrato de negociação de energia em longo prazo. É um documento feito entre um produtor de energia renovável, como a energia solar, e um consumidor. O objetivo é estabelecer todas as diretrizes de compra e venda desse recurso (Banco Central, 2022).

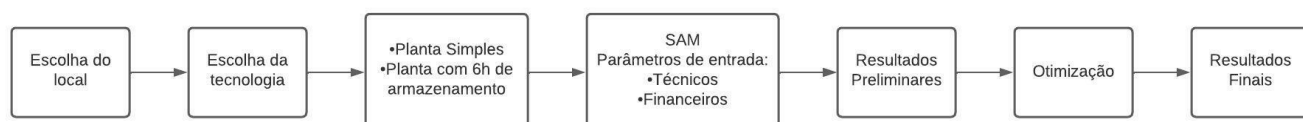
### 3 METODOLOGIA

Esta seção consiste em apresentar e detalhar os métodos desenvolvidos e utilizados para analisar a possibilidade de utilização de plantas CSP no Brasil, e uma explicação das principais premissas e escolhas em cada modelo considerado.

Foram realizados estudos de dois casos: Caso A (Planta Simples – sem armazenamento térmico) e Caso B (Planta com 6h de armazenamento térmico).

Os resultados das simulações são apresentados no capítulo 4 e os critérios utilizados são descritos posteriormente neste capítulo, conforme fluxograma apresentado na Figura 26. No entanto, antes disso, é necessário explicar a escolha do software usado em todos os modelos, o *System Advisor Model* (SAM).

Figura 26 – Fluxograma do procedimento metodológico



Fonte: Elaborado pelo autor.

### 3.1 SAM

Para este trabalho o software SAM foi escolhido como a principal ferramenta de análise, devido a sua versatilidade apresentada pelo modelo físico usado para simular plantas CSP com uma ampla variedade. É um software de precisão e atualmente muito usado para estudos similares a este.

O SAM é um software criado pelo NREL (*National Renewable Energy Laboratory*), um laboratório nacional do Departamento de Energia dos Estados Unidos. Originalmente, foi projetado para dar suporte ao Programa de Tecnologia Solar (SETP) do Departamento de Energia (DOE). Com o tempo, depois que vários estados dos EUA estabeleceram programas de P&D, o DOE promoveu o uso do SAM em um programa maior, a *Solar Energy Initiative for America* (SAI). Desde então, está disponível gratuitamente no site do NREL, e uma nova versão é lançada aproximadamente a cada seis meses com o objetivo de dar suporte à comunidade de P&D e à indústria solar (Blair et al., 2008).

Vários autores já usaram o modelo SAM, para diversos trabalhos de pesquisa na área de CSP, por exemplo: em Cenários de Geração de Eletricidade a Partir de Geradores Heliotérmicos no Brasil: a Influência do Armazenamento de Calor e da Hibridização (Soria, 2011), para um estudo de Implantação de uma Usina Heliotérmica de Receptor Central no Brasil (Oliveira Filho, 2014), na simulação e avaliação do desempenho de uma planta solar com cilindros parabólicos (PATNODE, 2006), no estudo do Departamento de Mudança Climática e Eficiência Energética da Austrália sobre o potencial técnico CSP na Índia (LOVEGROVE et al., 2011), na avaliação do potencial técnico CSP e custos na China e Índia (UMMEL, 2010), no estudo de caso de uma planta CSP no nordeste brasileiro (LODI, 2011), etc.

O software faz previsão de desempenho para sistemas de geração de energia elétrica conectados ou não à rede, e pode modelar muitos tipos de sistemas de energia renovável como: sistemas fotovoltaicos; sistemas de concentração de energia solar; calor de processo industrial; energia eólica; energia geotérmica; energia de ondas e marés; aquecimento solar de água; células de combustível; combustão de biomassa para geração de energia, entre outros. O modelo calcula o custo da geração de eletricidade com base em informações definidas pelo usuário, tais como: localização, dados meteorológicos, custos de instalação, custos de O&M (operação e manutenção), financiamento, incentivos aplicáveis, tecnologia e outras especificações do sistema (SAM, 2022).

O SAM combina sub-rotinas com modelos de simulação de análise horária, de desempenho, custo e análise financeira para estimar a energia gerada, fluxo de caixa e custos do sistema. O algoritmo utilizado é baseado no método desenvolvido por Price (2003) e permite combinar um modelo de simulação detalhado (sub-rotina TRNSYS) com uma ferramenta de avaliação econômica (EXCELERGY) (Cardemil e Colle, 2010). Esses modelos são baseados em correlações, funções analíticas e até mesmo fatores que descrevem o processo físico que está sendo modelado. Ele permite estudos paramétricos, análises de sensibilidade, estudos de otimização e análises estatísticas para investigar os efeitos na variação dos dados (Ho, 2008).

Para calcular o LCOE e outros conjuntos de medidas, o SAM precisa conhecer a produção de energia horária e anual. Para isso, utiliza arquivos com dados meteorológicos que contêm séries temporais de dados climáticos como: radiação global, radiação direta, radiação difusa, temperatura, velocidade do vento, índice de nebulosidade e outros dados relacionadas ao clima. Para avaliar esses dados, o SAM disponibiliza um menu de modelos padrão a partir do qual o usuário pode selecionar os modelos que mais lhe interessam.

O usuário tem total controle sobre as variáveis de entrada, embora cada modelo tenha sido preenchido com dados padrão baseados no modelo original (no caso de plantas CSP, plantas SEGS). Portanto, cabe ao usuário alterar e ajustar as variáveis de entrada de acordo com as restrições do projeto. O SAM possui uma biblioteca com dados climáticos e informações de desempenho, de maneira que o usuário pode escolher uma variável existente na biblioteca com todos os parâmetros definidos; pode modificar os parâmetros de uma variável existente; pode criar uma variável com parâmetros específicos e pode também fazer o download de modelos que estejam em sites de confiança e que atendem o formato dos arquivos para fazer o upload no programa.

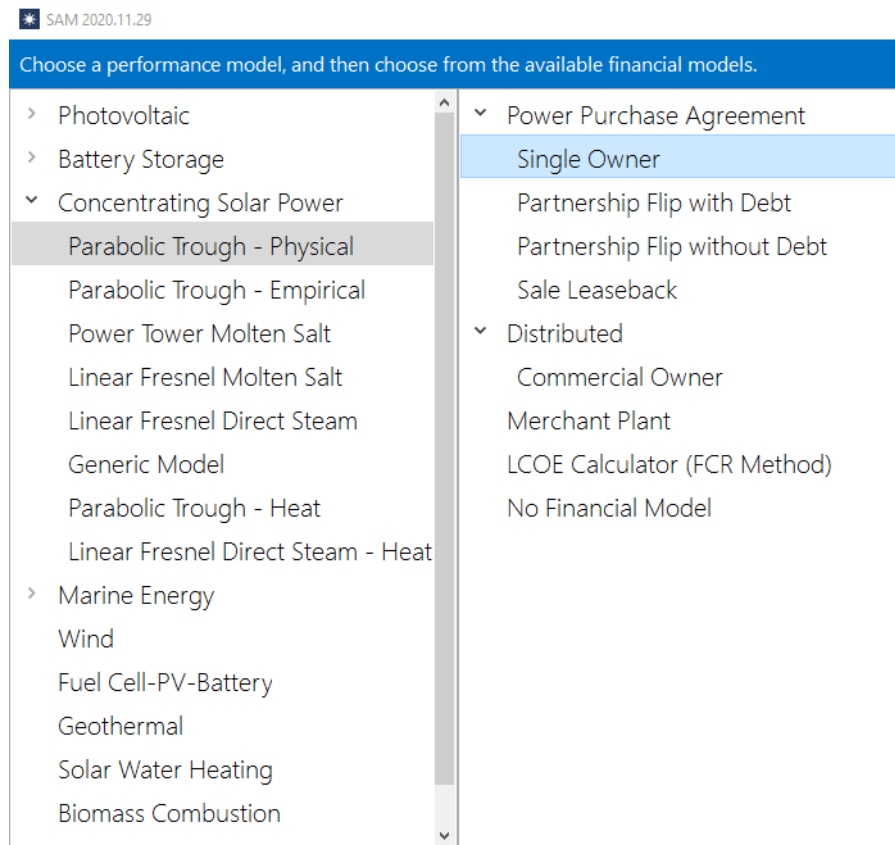
A interface do programa é dividida em abas contendo os subsistemas da tecnologia selecionada, como, por exemplo: os coletores, receptores, bloco de potência e parâmetros financeiros. Nem todas as variáveis podem ser editadas, pois essas variáveis já são calculadas com base em variáveis previamente preenchidas, facilitando a visualização. Após o término da simulação, a interface do SAM possui uma série de controles de manipulação de dados para obter a análise desejada, como criação de gráficos, visualização de dados por hora, mês e ano, comparação entre variáveis no mesmo gráfico e exportação de dados.

O SAM também possui uma ferramenta de otimização que facilita a análise de dados. Podem-se ser criadas variáveis de entrada e saída com intervalos definidos pelo usuário. Cada otimização é exibida graficamente e também em forma de dados, para que o usuário possa



exportar esses dados. Como a otimização é muito dinâmica, existem efeitos colaterais que devem ser analisados em relação às restrições - um aumento na produção pode levar a um aumento no tamanho do campo, mas isso pode ser uma variável limitante. A Figura 27 apresenta a tela de início da ferramenta SAM.

Figura 27 – Tela de início da ferramenta SAM



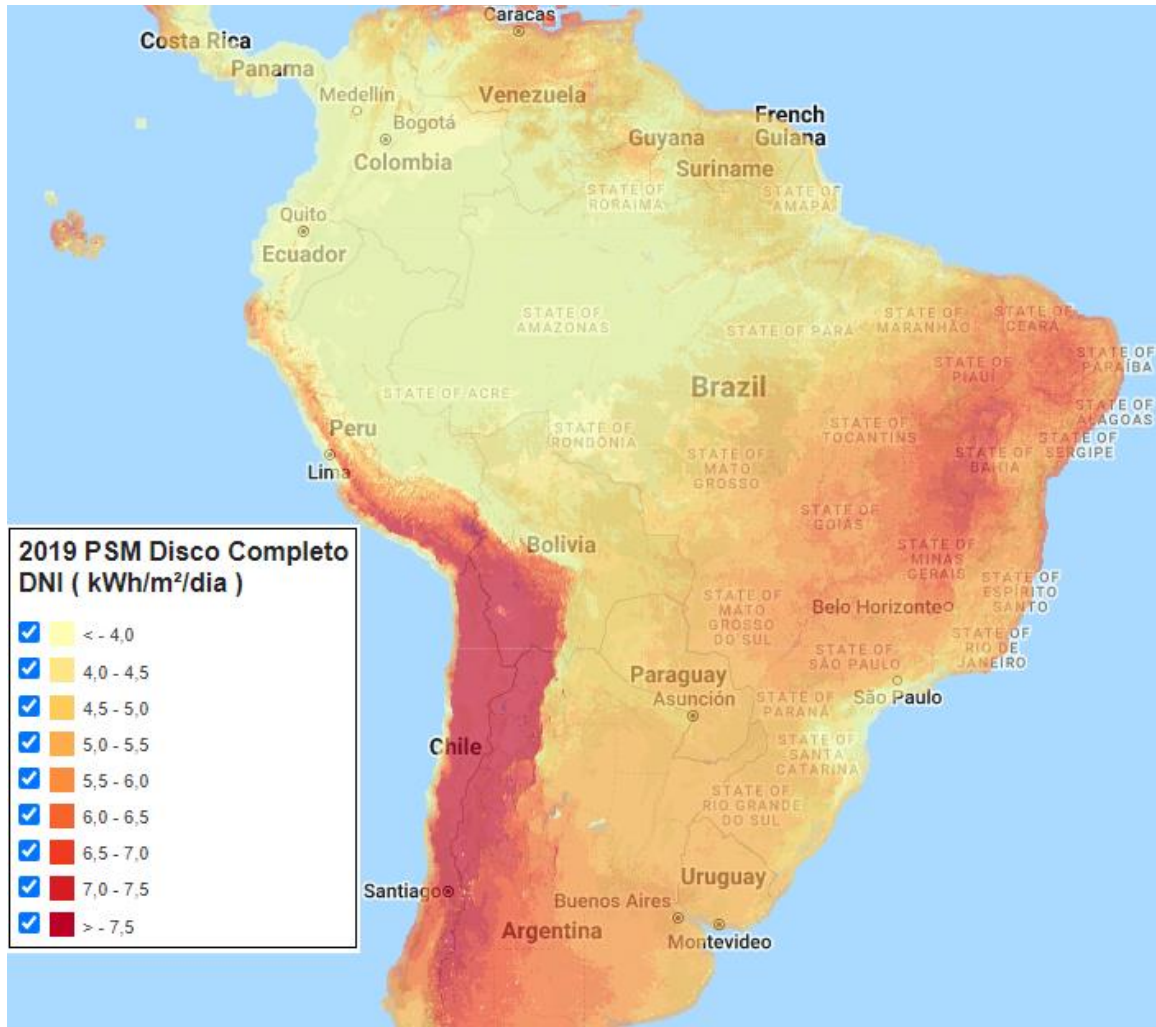
Fonte: SAM v.2020.11.29

### 3.2 Escolha da localidade

A irradiação normal direta (DNI), mínima recomendada para projetos de CSP, é amplamente discutida na literatura científica, com sugestões de intervalos que variam de no mínimo 1.700 kWh/m<sup>2</sup>/ano (BANCO MUNDIAL, 2009; UMMEL, 2010) a 2.400 kWh/m<sup>2</sup>/ano (NREL, 2005; FLURI, 2009). No entanto, o valor mais comumente utilizado é de 2.000 kWh/m<sup>2</sup>/ano, ou 6 kWh/m<sup>2</sup>/dia (ARVIZU et al., 2011; VIEBAHN et al., 2011; IEA, 2010; CLIFTON e BORUFF, 2010; LOVEGROVE et al., 2011; NREL, 2005).

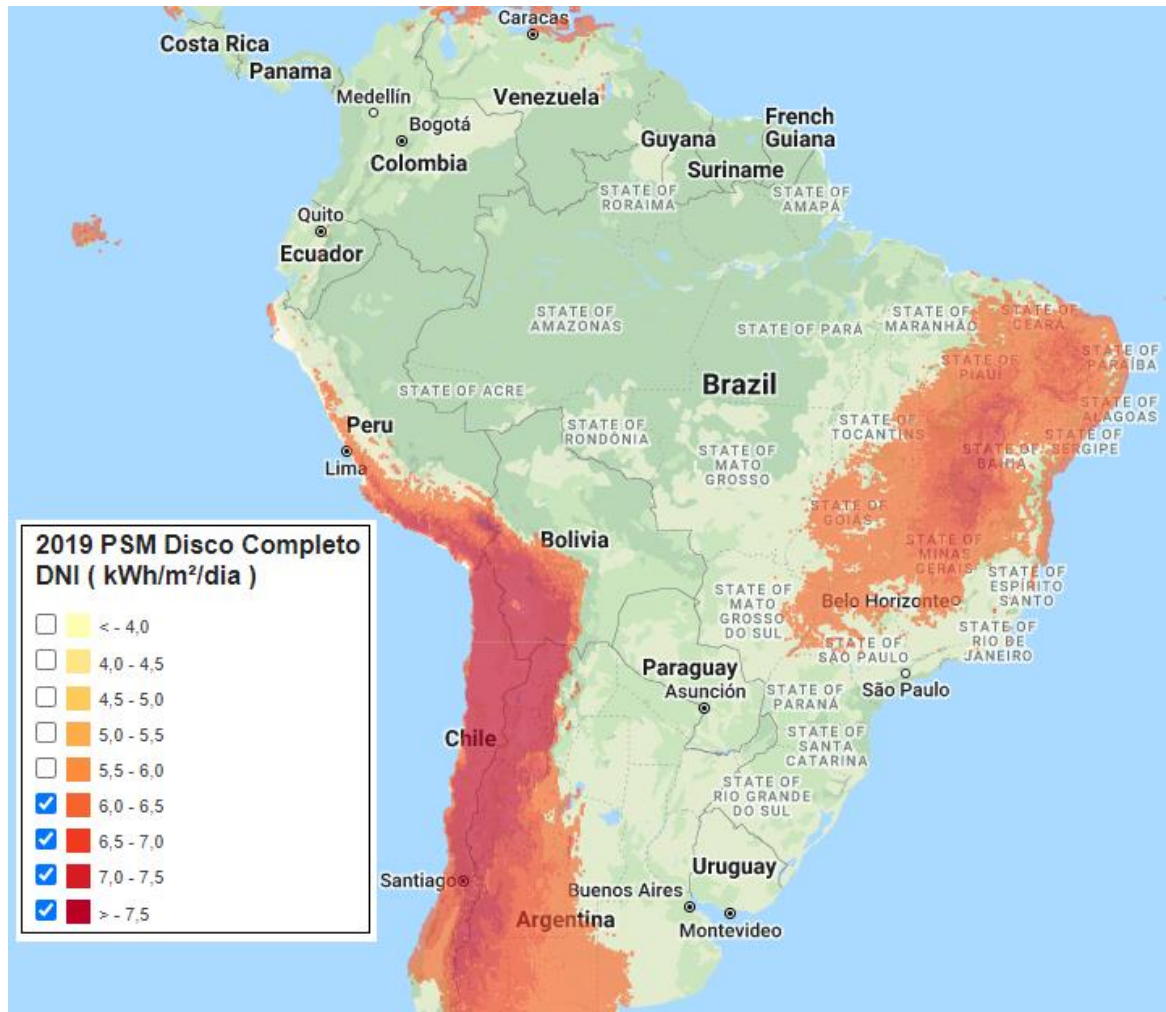
A Figura 28 apresenta o mapa de DNI no Brasil. O NREL *National Solar Radiation Database* (NSRDB) fornece dados meteorológicos de séries temporais gratuitos para muitos países do mundo. Usando o modelo do SAM, foi quantificada uma área total com DNI superior ao valor recomendado de 6 kWh/m<sup>2</sup>/dia, em cerca de 25% do território brasileiro (Figura 29).

Figura 28 – Mapa de irradiação solar direta normal (DNI)



Fonte: NREL Geospatial Data Science (2019).

Figura 29 – Mapa de Irradiação solar direta normal (DNI) – faixa acima de 6,0 kWh/m<sup>2</sup>/dia

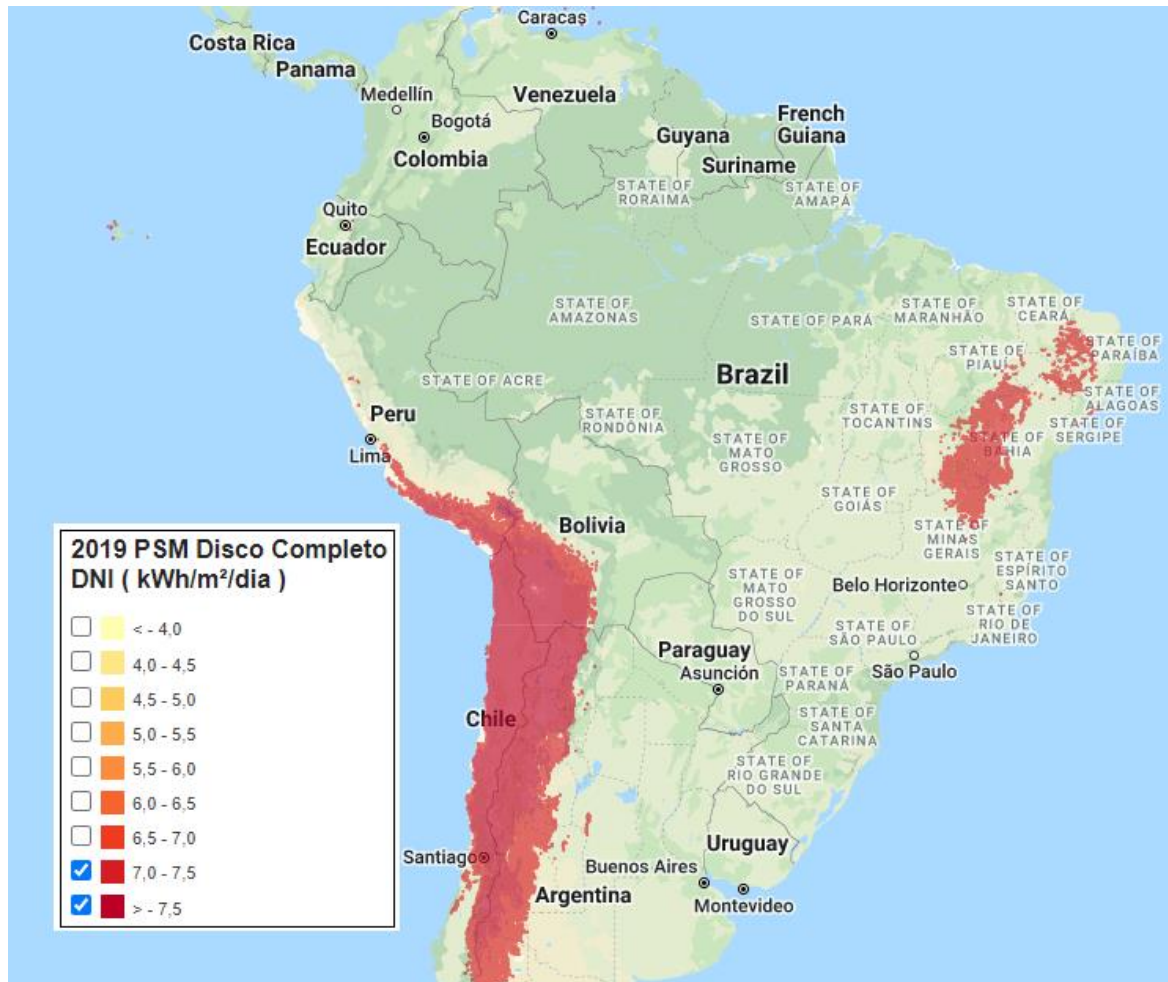


Fonte: NREL Geospatial Data Science (2019).

No mapa do Brasil, as zonas com maior DNI têm um alto potencial para a tecnologia CSP. Tais zonas estão localizadas no interior da região Nordeste (Bahia, Pernambuco e Ceará), em alguns lugares da região Sudeste (Minas Gerais e São Paulo) e em poucas zonas na região Centro-Oeste (ao redor de Brasília e em algumas zonas do Mato Grosso do Sul).

Algumas áreas apresentam índices de irradiação acima de 7,0 kWh/m<sup>2</sup>/dia, índices considerados ótimos para implantação de plantas CSP. Esses índices são encontrados em regiões da Bahia, Pernambuco, Paraíba e norte de Minas Gerais, como apresentado na Figura 30.

Figura 30 – Mapa de Irradiação solar direta normal (DNI) – faixa acima de 7,0 kWh/m<sup>2</sup>/dia



Fonte: NREL Geospatial Data Science (2019).

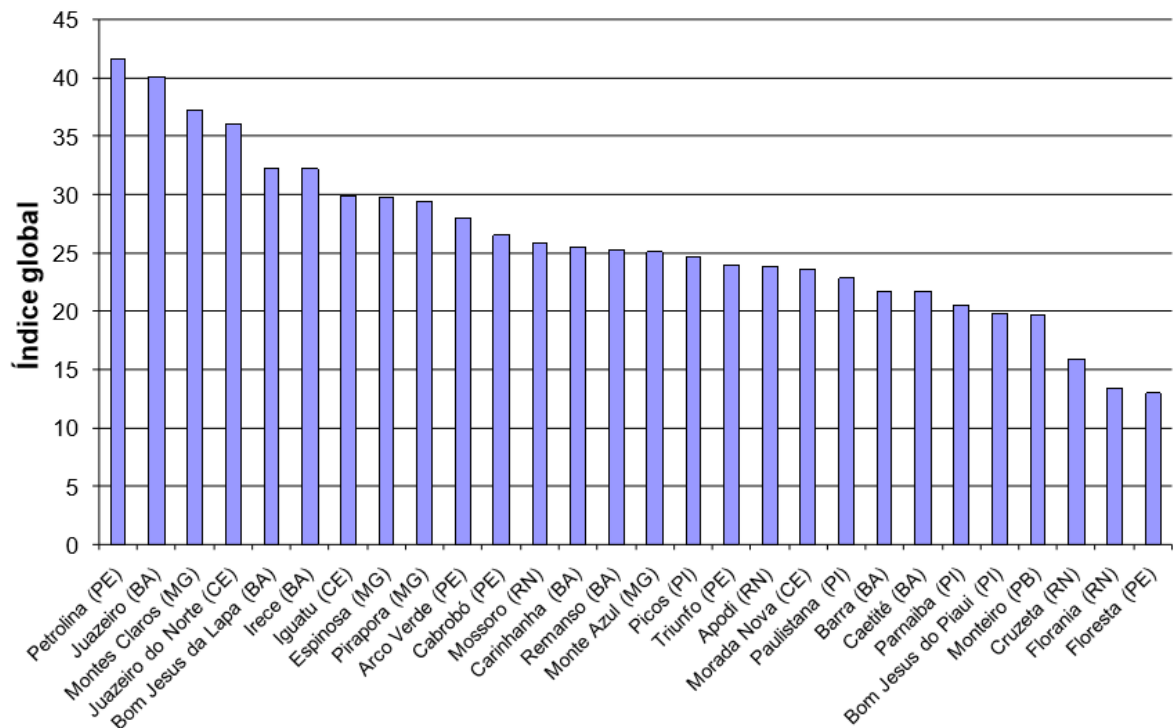
Para que uma planta CSP seja viável, é necessário mais do que apenas altas taxas de irradiação direta normal. A disponibilidade de recursos hídricos para o processo de geração de energia baseado em Ciclo Rankine e para limpeza de espelhos; a proximidade com as linhas de transmissão para os casos de interligação; e presença de infraestrutura mínima para equipamentos de transporte e plantas de manutenção são fatores que devem ser considerados.

Em 2010, foi realizado, pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), um estudo de caracterização de localidades com alto potencial de implantação de uma planta piloto CSP, que teve como resultado a identificação da cidade de Petrolina - PE, como a mais indicada, e, mais especificamente, de um terreno de 45 hectares destinado a projetos de irrigação da Companhia de Desenvolvimento dos Vales do São Francisco e do Parnaíba (Codevasf). Neste estudo foi realizada uma hierarquização de localidades na região do semiárido brasileiro estabelecendo como critérios não apenas os índices de DNI, a existência de recurso hídrico e a proximidade de subestações, como também aspectos relacionados à

infraestrutura local (universidades, escolas técnicas, rodovias, aeroporto, entre outros). O critério referente à infraestrutura foi considerado relevante por se tratar de uma planta experimental com objetivos específicos de PD&I, além de constituir o marco inicial da criação de uma plataforma de pesquisa no Brasil para o desenvolvimento de diferentes tecnologias de energia solar. A metodologia desenvolvida por (Vieira et. al, 2012), para a hierarquização de localidades e seleção da localização da planta piloto, compreendeu as seguintes etapas: (i) obtenção de dados do número de horas de insolação, de mapas georreferenciados das rodovias e do recurso hídrico e de dados socioambientais das áreas consideradas mais promissoras; (ii) determinação da DNI através de modelos matemáticos; (iii) identificação e definição de critérios para hierarquização das áreas mais promissoras; (iv) hierarquização das áreas; (v) obtenção de dados adicionais nas áreas mais promissoras através de visitas técnicas e reuniões locais; (vi) diagnóstico ambiental preliminar; (vii) identificação de pontos principais nas áreas promissoras; (viii) definição da localização da planta piloto; (ix) disponibilização do terreno.

Na Figura 31 está apresentado o gráfico resultante do estudo de hierarquização em questão.

Figura 31 – Resultado final da hierarquização com base no índice global



Fonte: Vieira et. al, 2012.

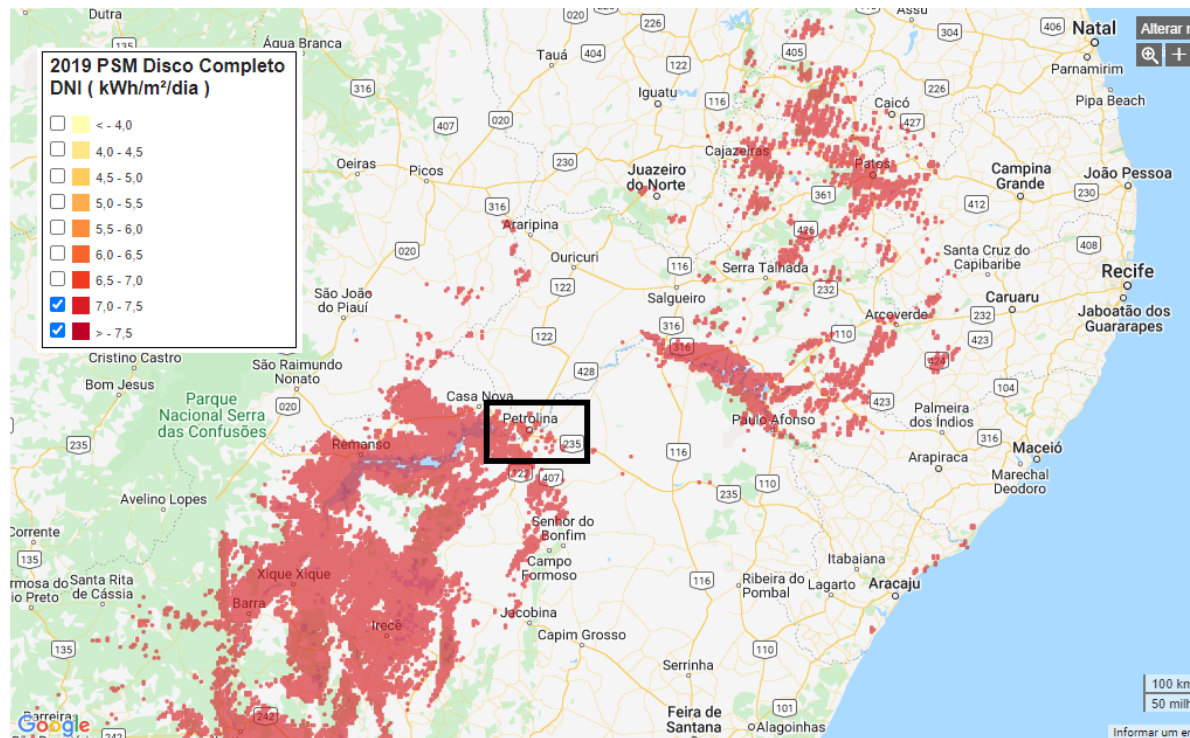
O SAM requer dados climatológicos em base horária. Para que o software leia essas informações, os arquivos de dados podem ser de três formatos: TMY3 (extensão .csv), TMY2 (.tm2) ou EPW (.epw). Os dados necessários para os modelos CSP são:

- Pressão atmosférica;
- Temperatura do ponto de orvalho;
- Temperatura de bulbo seco;
- Temperatura de bulbo úmido;
- Umidade relativa do ar;
- Irradiação direta normal (DNI);
- Radiação global horizontal;
- Hora do dia;
- Latitude;
- Longitude;
- Altitude;
- Velocidade do vento.

Atualmente, os dados meteorológicos do SAM são extraídos da base de dados *National Solar Resource Data Base* (NSRDB) desenvolvida por NREL, com uma resolução espacial de pixel de 4 km x 4 km (NREL GEOSPATIAL DATA SCIENCE, 2019). Isto é um grande avanço considerando a resolução prévia de 40 km x 40 km.

Dado que uma planta CSP só teria potencial econômico em regiões com DNI maiores que 5,5 kWh/m<sup>2</sup> /dia (ARVIZU et al., 2011; TRIEB et al., 2009; VIEBAHN et al., 2011), e tomando como base este estudo anterior, que determinou diversos aspectos essenciais para a implantação de uma planta CSP, e, considerando que a disponibilidade de dados que o SAM necessita e além disso, apresenta atualmente índices ainda mais elevados de DNI, na faixa de 7,0 kWh/m<sup>2</sup>/dia conforme apresentado na Figura 32, foi escolhida por estas razões a cidade de Petrolina – PE como o local a ser usado nas simulações deste estudo.

Figura 32 – Escolha do local do estudo de caso



Fonte: NREL Geospatial Data Science (2019).

Vale lembrar que essa não é a cidade com maior radiação do país e que várias localidades do país possuem médias superiores, entretanto é a cidade classificada com os melhores aspectos relacionados à infraestrutura.

### 3.3 Escolha da Tecnologia

Conforme apresentado no tópico 2.6, a tecnologia de concentradores cilindro parabólicos é a tecnologia mais robusta do mercado (aproximadamente 76% da energia CSP em operação em todo o mundo). A tecnologia de torre central tem potencial para aumentar sua participação de mercado, mas ainda estão em P&D, principalmente em termos de layout da planta (utilizando sal fundido ou outros meios de armazenamento, geração direta de vapor ou aquecimento de ar para ciclos combinados). Portanto, os cilindros parabólicos oferecem aos investidores menos risco do que as torres centrais. Também é mais adequado para geração de energia concentrada do que a tecnologia de discos parabólicos e é capaz de atingir temperaturas mais altas do que a Fresnel.

Além disso, o objetivo deste estudo não é comparar diferentes tecnologias CSP, mas avaliar a possível aplicação da mesma tecnologia CSP no Brasil, neste caso o cilindro parabólico, a tecnologia mais utilizada no mundo.

### **3.3.1 Cilindro-parabólico no SAM**

Este estudo utiliza o *System Advisor Model* (SAM) versão 2020.11.29 como ferramenta de simulação para a planta CSP de cilindro-parabólico. Esta versão apresenta dois modos de análise:

(1) o modo empírico: executa um conjunto de equações com base na análise de dados coletados de plantas SEGS nos Estados Unidos;

(2) o modo físico: utiliza os princípios de transferência de calor e termodinâmica para caracterizar cada aspecto da planta por meio de modelos matemáticos (SAM/NREL, 2022).

Neste estudo, a simulação foi realizada utilizando o modelo físico, considerando a flexibilidade que ele apresenta em simular plantas fora dos padrões SEGS, embora essa flexibilidade leve a resultados obtidos com maior incerteza comparado ao modo empírico.

### **3.4 Processo de Modelagem da Planta no SAM**

Os dados de entrada do SAM são organizados em janelas/abas, fazendo as seguintes distinções: localização e clima, projeto do sistema, campo solar, montagem dos coletores, receptores, ciclo de potência, sistema armazenamento de energia térmica, controle do sistema, limites da rede, vida útil e degradação, custos do sistema, parâmetros financeiros, receita, incentivos e depreciação.

A Figura 33 apresenta o menu principal, localizado na esquerda da janela principal da ferramenta.



Figura 33 – Menu principal



Fonte: SAM v.2020.11.29.

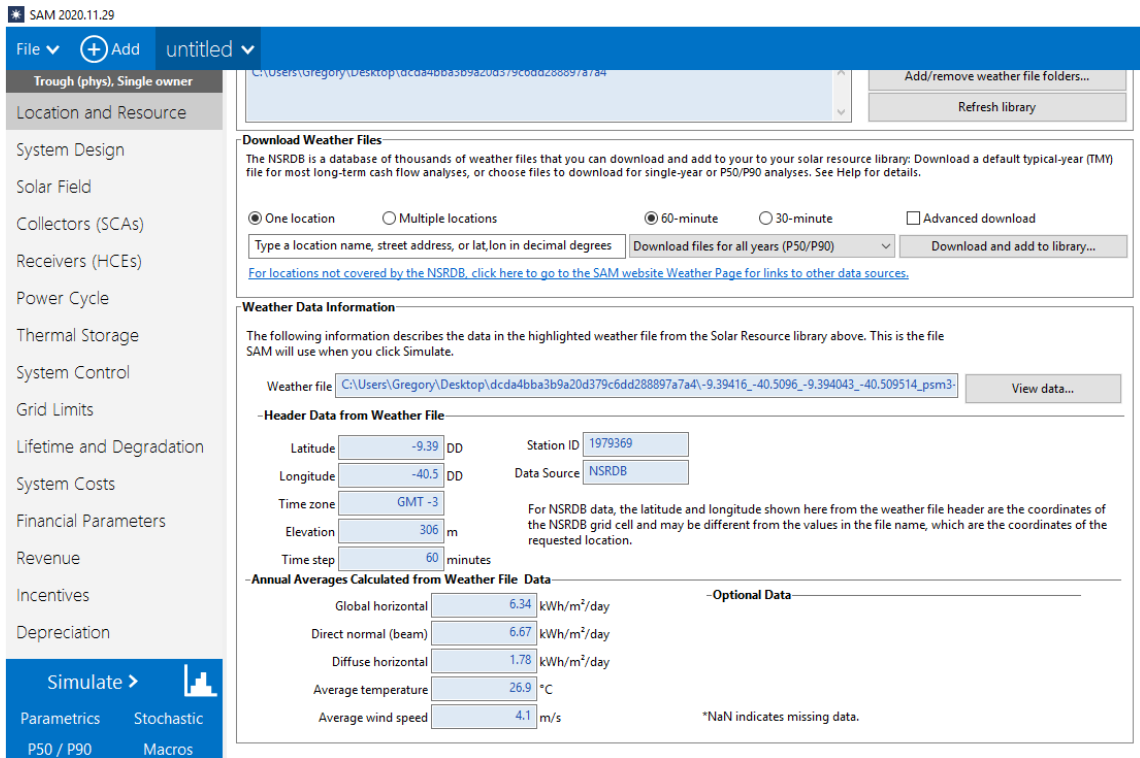
Na sequência, cada uma das abas deste menu é apresentada.

### 3.4.1 Localização e Recurso

Utilizando a base de dados NSRDB (*National Solar Radiation Database*) desenvolvida pelo NREL, escolheu-se como local a cidade de Petrolina – PE com suas coordenadas geográficas: Latitude: -9.39416, Longitude: -40.5096. Na sequência, o SAM apresenta os dados climatológicos mais importantes que influenciam no desenho, na operação e no desempenho de uma planta solar CSP. O software SAM, por meio da sua ferramenta *View Data*, permite visualizar os dados climatológicos em diferentes formatos gráficos e estatísticos, assim como exportá-los e administrá-los no Excel (NREL, 2022). A Figura 34

apresenta os dados climatológicos mais importantes como, irradiação global horizontal, irradiação normal direta, irradiação difusa, temperatura de bulbo seco e velocidade do vento.

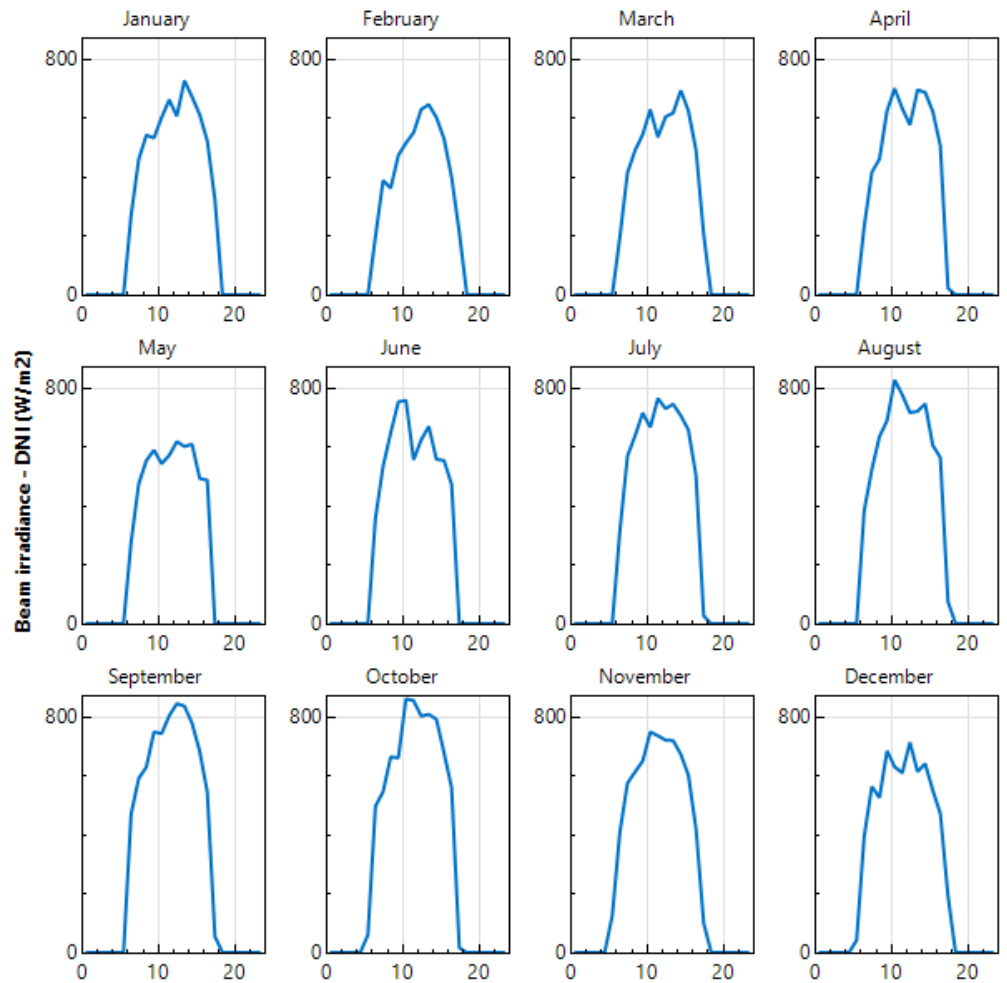
Figura 34 – Localização e Recurso



Fonte: SAM v.2020.11.29.

A Figura 35 apresenta o gráfico de irradiação normal direta ao longo do ano, gerado com a ferramenta *View Data*.

Figura 35 – Gráfico anual de DNI



Fonte: SAM v.2020.11.29.

### 3.4.2 Projeto do Sistema

Os parâmetros do ponto de projeto determinam as classificações nominais de cada parte do sistema de cilindro parabólico.

O parâmetro mais importante a ser escolhido nesta aba é o tamanho da usina ou potência instalada, em MWe (Mega Watt elétrico). A indicação técnica de faixa de potência para plantas cilindro-parabólico varia de 10 a 200MW e são valores discutidos na literatura científica devido à influência de vários fatores, como: risco associado à planta; particularidades de cada região; falta de normatização dos equipamentos; arranjo da planta e incertezas nos potenciais de ganhos de escala e escopo (KALOGIROU, 2009; DGS, 2010; IEA, 2010; ARVIZU et. al. 2011). O critério de escolha do tamanho da usina se baseou então

na disponibilidade de dados e considerou o fato de a base de custos dos equipamentos do SAM utilizar dados do NREL para custo nos EUA de plantas cilindro parabólicas com potência de referência de 100MW. Portanto, as plantas simuladas neste estudo são de 100MW.

O SAM não conta com uma base de dados de fabricantes de turbinas. Dessa maneira, para modelar o bloco de potência o único dado de entrada usado é a sua eficiência. Para um ciclo Rankine, turbina a vapor de água, em plantas CSP, o valor de eficiência padrão do SAM é de 35,6%.

Durante a simulação, a DNI horária é usada para calcular a superfície do campo solar exigida para que ele forneça o calor necessário para que o bloco de potência opere a plena carga (NREL, 2022). No entanto, para dimensionar campo solar do projeto, não são considerados os dados climatológicos hora a hora do ano típico meteorológico, é considerado apenas um valor DNI de projeto, cuja seleção deve ser ponderada. Esse valor depende da localização geográfica. Como exemplo, 950 W/m<sup>2</sup> é um bom valor para o Deserto de Mojave na Califórnia, e 800 W/m<sup>2</sup> é conveniente para o sul da Espanha (NREL, 2011). Soria (2011), em estudo para a região Centro-Oeste do Brasil, adotou um valor de DNI de 688 W/m<sup>2</sup> para o dimensionamento do campo solar e sugeriu que para a região nordeste um valor de DNI de 850 W/m<sup>2</sup> seja apropriado. Desta maneira, o valor adotado no projeto foi de uma DNI de 850 W/m<sup>2</sup>.

Um dos principais parâmetros do projeto do sistema se relaciona à escolha, e posterior otimização, do múltiplo solar (MS). O múltiplo solar é a superfície do campo solar instalado referida como múltiplo da superfície do campo solar necessário para operar o bloco de potência a plena carga (NREL, 2022). Por exemplo, uma planta projetada para operar com 100 MWe (Mega Watt elétrico) requer 312 MWt (Mega Watt térmico). Se não tiver perdas térmicas e ópticas, um MS igual a 1 garantiria que o calor necessário para que o bloco de potência opere a plena carga está sendo proporcionado pelo campo solar instalado. Mas, como existem perdas térmicas significantes, o MS geralmente é maior que a unidade. Neste exemplo se o MS for igual a 2, necessitaria de 624 MWt para operar a planta a plena carga de 100 MWe.

O MS para plantas CSP simples é sempre maior do que 1, para atingir condições nominais no bloco de potência durante um intervalo de tempo maior do que seria obtido com um múltiplo solar unitário. Porém, um valor de múltiplo solar maior em plantas sem armazenamento térmico leva à sobreprodução de calor que não poderá ser aproveitada na geração elétrica. Ainda que essa configuração permita ao bloco de potência trabalhar em

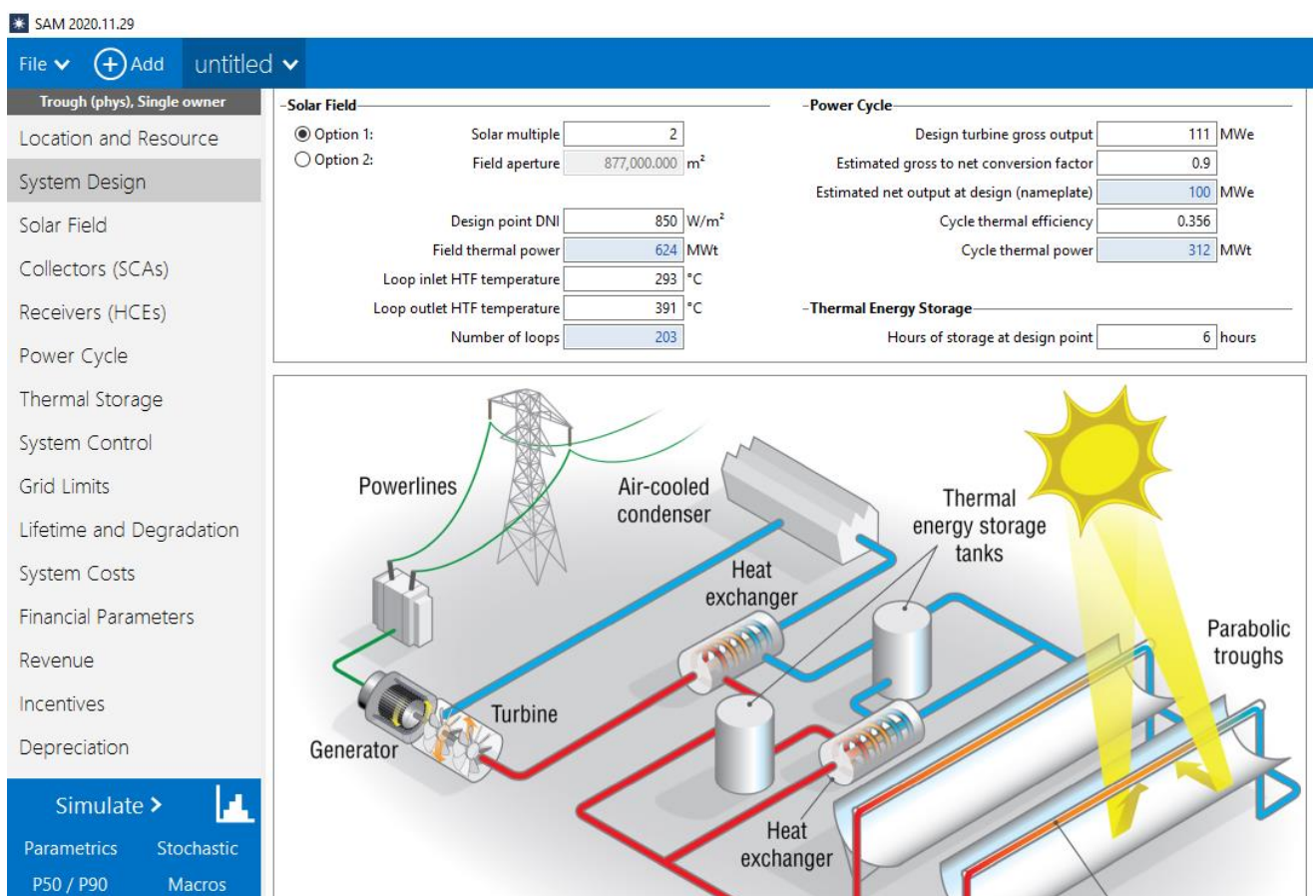
condições nominais por períodos longos, o custo do kWh será mais caro devido à existência de investimento sem lucratividade (MONTES et al., 2009). A escolha ótima deve analisar também o tamanho do sistema de armazenamento de calor TES.

Neste estudo, analisou-se dois casos, o primeiro sem armazenamento térmico e o segundo com armazenamento térmico de 6h. Em ambos os casos, o valor inicial do MS foi de 2, e posteriormente foi otimizado para cada caso, com a finalidade de reduzir o LCOE do projeto.

Foram utilizados nas simulações os valores-padrão do SAM v.2020.11.29 correspondentes a uma usina CSP nos Estados Unidos, exceto quando especificados.

A Figura 36 apresenta as janelas nas quais são definidas a potência da usina, o múltiplo solar, a irradiação normal direta de projeto e o tempo de armazenamento térmico. Além de representar também o design da planta.

Figura 36 – Parâmetros do Projeto do Sistema



Fonte: SAM v.2020.11.29.

Nesta aba, encontra-se a única entrada que será diferente para os dois casos da simulação, que é o tempo de armazenamento térmico. O primeiro caso sem armazenamento térmico (0 horas) e o segundo caso com 6 horas de armazenamento. Na Figura 36 está indicado o segundo caso, com 6 horas.

### **3.4.3 Campo Solar**

Nesta aba, são apresentados os detalhes do campo solar e os seus parâmetros técnicos, usados na simulação.

O SAM possui uma base de dados de fluidos de transferência de calor (HTF, do inglês *Heat Thermal Fluid*). Um dos fluidos mais utilizados para projetos CSP atualmente é o fluido Therminol VP-1, que é um óleo sintético conhecido como o fluido padrão para plantas CSP construídas até 2020. Os sistemas CSP “do futuro” podem ter potencial de usar diretamente sais fundidos como HTF, evitando perdas em trocadores de calor, segundo as visões dos especialistas internacionais (ARVIZU et al., 2011; DERSCH et al., 2020; DIECKMANN et al., 2017; NREL, 2022; PITZPAAL, 2019; PITZ-PAAL, GIULIANO, WITTMANN, 2015). Os sistemas de armazenamento térmico do tipo direto não precisam de trocadores de calor adicionais, pois o fluido que circula no campo solar é o mesmo utilizado nos tanques de armazenamento de calor (NREL, 2022). O SAM também possui opções de sais fundidos, tanto para o seu uso como fluido de transferência de calor como para meio de armazenamento de calor.

É possível também ajustar a orientação dos coletores, a superfície de terra usada, a quantidade de água usada para a lavagem dos espelhos, entre outros, os quais permitem controlar as perdas de energia térmica ao longo dos processos da planta.

Nesta aba, todos os dados inseridos foram dos valores-padrão, conforme apresentado na Figura 37.

Figura 37 – Parâmetros do Campo Solar

SAM 2020.11.29

File Add untitled

Trough (phys), Single owner

Location and Resource

System Design

Solar Field

Collectors (SCAs)

Receivers (HCEs)

Power Cycle

Thermal Storage

System Control

Grid Limits

Lifetime and Degradation

System Costs

Financial Parameters

Revenue

Incentives

Depreciation

Simulate >

Parametrics Stochastic

P50 / P90 Macros

**Solar Field Design Point**

Single loop aperture	5,248 m <sup>2</sup>	Actual number of loops	203
Loop optical efficiency	0.721	Total aperture reflective area	1,065,344 m <sup>2</sup>
Total loop conversion efficiency	0.690	Actual solar multiple	2.00
Total required aperture, SM=1	531,261 m <sup>2</sup>	Actual field thermal output	625,252 MWt
Required number of loops, SM=1	102	Loop inlet HTF temperature	293 °C
Total tracking power	203,000 W	Loop outlet HTF temperature	391 °C

**Solar Field Parameters**

Row spacing	15 m
Header pipe roughness	4.57e-05 m
HTF pump efficiency	0.85
Piping thermal loss coefficient	0.45 W/m <sup>2</sup> -K
Wind stow speed	25 m/s
Receiver startup delay time	0.2 hr
Receiver startup delay energy fraction	0.25 -
Collector startup energy	0.021 kWhe/sca
Tracking power per SCA	125 W/sca
Number of field subsections	2
Allow partial defocusing	Simultaneous <input checked="" type="checkbox"/>

**Heat Transfer Fluid**

Field HTF fluid	Therminol VP-1	Edit...
Field HTF min operating temp	12 °C	
Field HTF max operating temp	400 °C	
Freeze protection temp	150 °C	
Min single loop flow rate	1 kg/s	
Max single loop flow rate	12 kg/s	
Min field flow velocity	0.3 m/s	
Max field flow velocity	3.7 m/s	
Header design min flow velocity	Cold Headers: 2 m/s, Hot Headers: 2 m/s	
Header design max flow velocity	Cold Headers: 3 m/s, Hot Headers: 3 m/s	

**Collector Orientation**

Collector tilt	0 deg	Tilt: horizontal=0, vertical=90	Stow angle	170 deg
Collector azimuth	0 deg	Azimuth: equator=0, west=90	Deploy angle	10 deg

**Mirror Washing**

Water usage per wash	0.7 L/m <sup>2</sup> .aper.
Washes per year	63

**Plant Heat Capacity**

Hot piping thermal inertia	0.2 kWh/K-MWt
Cold piping thermal inertia	0.2 kWh/K-MWt
Field loop piping thermal inertia	4.5 Wh/K-m

Fonte: SAM v.2020.11.29.

### 3.4.4 Coletores

Neste tópico, são apresentados os detalhes dos coletores solares, e os seus parâmetros técnicos, usados na simulação. O SAM possui uma base de dados com uma boa quantidade de coletores solares e os seus respectivos dados técnicos. A Figura 38 apresenta os coletores escolhidos (Solargenix SGX-1), que são usados na usina Nevada Solar One, de 64 MWe, nos Estados Unidos (NREL, 2022). Em seguida, são apresentadas várias situações de operação de coletores, instalados em série, e filas instaladas em paralelo. Cada coletor contém a informação completa sobre a sua geometria e parâmetros óticos.

Figura 38 – Parâmetros dos Coletores

SAM 2020.11.29

File Add untitled

Trough (phys), Single owner

Location and Resource

System Design

Solar Field

Collectors (SCAs)

Receivers (HCEs)

Power Cycle

Thermal Storage

System Control

Grid Limits

Lifetime and Degradation

System Costs

Financial Parameters

Revenue

Incentives

Depreciation

Simulate >

Parameters Stochastic

P50 / P90 Macros

Collector Library

Filter: Name

Name	Reflective aperture area	Aperture width total structure	Length of collector assembly	Number of modules per as
Luz LS-3	545	5.75	100	12
Solargenix SGX-1	470.3	5	100	12
AlbisaTrough AT150	817.5	5.774	150	12
Siemens SunField 6	545	5.776	95.2	8

Collector types in loop configuration Cold - 1 - 1 - 1 - 1 - 1 - 1 - 1 - Hot

Collector Type 1

Collector name from library Solargenix SGX-1 Apply Values from Library

Collector Geometry

Reflective aperture area	470.3 m <sup>2</sup>	Number of modules per assembly	12
Aperture width, total structure	5 m	Average surface-to-focus path length	1.8 m
Length of collector assembly	100 m	Piping distance between assemblies	1 m

Optical Parameters

Incidence angle modifier coefficients	Edit array...	Geometry effects	0.98
Tracking error	0.994	Mirror reflectance	0.935
General optical error	0.99	Dirt on mirror	0.97

Optical Calculations

Length of single module	8.33333 m	End loss at summer solstice	0.99915
IAM at summer solstice	0.96557	Optical efficiency at design	0.874643

Collector Type 2

Collector Type 3

Fonte: SAM v.2020.11.29.

### 3.4.5 Receptores

Neste tópico, são apresentados os dados dos receptores solares e seus parâmetros técnicos, usados na simulação. O SAM possui uma base de dados com uma boa quantidade de receptores solares e os seus dados técnicos. A Figura 39 apresenta os receptores escolhidos (Schott PTR70), de uso comercial e alta confiabilidade, usados nas usinas Andasol I e II da Espanha (FERNÁNDEZGARCÍA et al., 2010; NREL, 2011). Em seguida, são apresentadas várias situações de operação dos receptores, instalados em série, e filas instaladas em paralelo. Cada receptor contém a informação completa sobre a sua geometria e parâmetros ótico-térmicos.



Figura 39 – Parâmetros dos Receptores

SAM 2020.11.29

File Add untitled

Trough (phys), Single owner

Location and Resource

System Design

Solar Field

Collectors (SCAs)

Receivers (HCEs)

Power Cycle

Thermal Storage

System Control

Grid Limits

Lifetime and Degradation

System Costs

Financial Parameters

Revenue

Incentives

Depreciation

Simulate >

Parametric Stochastic

P50 / P90 Macros

**Receiver Library**

Filter: Name

Name	Absorber tube inner diameter	Absorber tube outer diameter	Glass envelope
Schott PTR70	0.066	0.07	0.115
Schott PTR70 2008	0.066	0.07	0.115
Solel UVAC 3	0.066	0.07	0.115
Siemens UVAC 2010	0.066	0.07	0.109

Receiver types in loop configuration Cold - 1 - 1 - 1 - 1 - 1 - 1 - 1 - Hot

**Receiver Type 1**

Receiver name from library Schott PTR70 Apply Values from Library

**Receiver Geometry**

Absorber tube inner diameter	0.066 m	Absorber flow plug diameter	0 m
Absorber tube outer diameter	0.07 m	Internal surface roughness	4.5e-05
Glass envelope inner diameter	0.115 m	Absorber flow pattern	Tube flow
Glass envelope outer diameter	0.12 m	Absorber material type	B42 Copper

**Parameters and Variations**

	Variation 1	Variation 2	Variation 3	Variation 4*
Variant weighting fraction*	0.985	0.01	0.005	0
<b>Absorber Parameters:</b>				
Absorber absorptance	0.96	0.96	0.8	0
Absorber emittance	Value Table Edit...	Value Table 0.65	Value Table 0.65	Value Table 0
<b>Envelope Parameters:</b>				
Envelope absorptance	0.02	0.02	0	0
Envelope emittance	0.86	0.86	1	0
Envelope transmittance	0.963	0.963	1	0
	<input type="checkbox"/> Broken Glass	<input type="checkbox"/> Broken Glass	<input checked="" type="checkbox"/> Broken Glass	<input type="checkbox"/> Broken Glass

Fonte: SAM v.2020.11.29.

### 3.4.6 Ciclo de Potência

Os parâmetros iniciais desta aba, que são a potência instalada da usina e a eficiência da turbina, são os mesmos inseridos na aba Projeto do Sistema. Os demais parâmetros apresentados são a eficiência do bloco de potência e as características do Ciclo Rankine.

Neste tópico, é importante apontar alguns fatores para o controle da planta. São especificadas as características da turbina, por exemplo:

- que pode operar no máximo com 5% de sobrecarga com relação à capacidade nominal;
- no mínimo, precisa operar com 20% de carga, com relação à capacidade nominal;
- a flexibilidade (tempo para ligar/desligar a um nível de potência), etc.

É importante também calibrar de forma apropriada o tipo de sistema de refrigeração do bloco de potência. Uma planta CSP de cilindro parabólico com resfriamento evaporativo requer uma vazão de água de 3-4 m<sup>3</sup>/MWh de eletricidade produzida (CLIFTON; BORUFF, 2010; DOE, 2009). Pouca água é usada para o ciclo Rankine e para a limpeza dos coletores, aproximadamente 2% do consumo total de água em comparação ao uso para resfriamento do condensado em um sistema evaporativo.

Nesta aba, todos os dados inseridos foram dos valores-padrão, conforme apresentado na Figura 40.

Figura 40 – Parâmetros do Ciclo de Potência

The screenshot displays the SAM 2020.11.29 software interface for a 'Trough (phys), Single owner' project. The 'Power Cycle' tab is selected in the left-hand navigation menu. The main window shows the following parameters:

System Design Parameters	
Power cycle gross output	111 MWe
Estimated gross to net conversion factor	0.9
Estimated net output (nameplate)	99.9 MWe
Cycle thermal efficiency	0.356
Cycle thermal power	311.798 MWt
HTF hot temperature	391 °C
HTF cold temperature	293 °C

General Design Parameters	
Pumping power for HTF through power block	0.55 kW/kg/s
Fraction of thermal power needed for standby	0.2
Power block startup time	0.5 hours
Fraction of thermal power needed for startup	0.2
Minimum turbine operation	0.2
Maximum turbine over design operation	1.05
Cycle design HTF mass flow rate	1,296.0 kg/s

Rankine Cycle Parameters	
Boiler operating pressure	100 Bar
Steam cycle blowdown fraction	0.02
Turbine inlet pressure control	Fixed pressure
Condenser type	Air-cooled
Ambient temperature at design	42 °C
ITD at design point	16 °C
Reference condenser water dT	10 °C
Approach temperature	5 °C
Condenser pressure ratio	1.0028
Min condenser pressure	1.25 inHg
Cooling system part load levels	8

The 'Air-cooled Condenser Model (full-load)' graph plots Condenser Pressure [inHg] on the y-axis (0 to 6) against Ambient Temperature [C] on the x-axis (0 to 40). The curve shows a non-linear, increasing relationship between ambient temperature and condenser pressure.

Fonte: SAM v.2020.11.29.

### 3.4.7 Armazenamento Térmico

O sistema de armazenamento de energia térmica (TES) é dimensionado em horas de estocagem de energia térmica requeridas para operar o bloco de potência a plena carga. Geralmente se refere a esta capacidade em número de horas. Se um sistema TES é parte da

usina, o calor coletado do sol durante o dia pode ser armazenado em sistemas térmicos, atualmente a base de óleos sintéticos e sais fundidos, para conservar a energia térmica durante algumas horas (BAHAROON et al., 2015; IEA, 2014a). Ao anoitecer, o calor pode ser extraído do armazenamento para acionar o ciclo de potência de forma contínua.

A principal vantagem de usar sistemas de TES em plantas CSP é que elas podem gerar energia elétrica além do horário de operação habitual, quando já não há mais sol, aumentando assim a sua flexibilidade. O sistema de armazenamento de energia térmica mais utilizado comercialmente hoje em dia se baseia num sistema de dois tanques: um com baixa temperatura e outro a alta temperatura, fluido de transferência de calor, trocadores de calor, meio de armazenamento de calor e um sistema de controle apropriado (BAHAROON et al., 2015; PSA, 2015).

Nos momentos em que a planta está gerando um excesso de energia térmica, parte dela é transferida para um meio de armazenamento como os óleos sintéticos e os sais fundidos, por meio de um trocador de calor. Posteriormente, o fluido do tanque mais frio irá se aquecer quando circular pelo trocador de calor e será direcionado ao tanque mais quente. Nos momentos que houver baixa irradiação, quando estiver nublado ou até mesmo à noite, o fluido quente do tanque de armazenamento pode ser redirecionado ao trocador de calor, para desta vez transferir energia térmica ao bloco de potência.

Para dimensionar o TES, é inserido no SAM o número de horas de armazenamento térmico em que o bloco de potência pode operar com potência nominal. A Figura 41 ilustra a quantidade de parâmetros técnicos que devem ser dimensionados. A maneira mais simples é escolher o tamanho do TES em horas, sendo assim, o SAM calcula o volume do meio de armazenamento térmico. É possível também escolher o meio de armazenamento de calor, sendo que o mais utilizado atualmente em nível internacional é baseado em sais fundidos, como na simulação escolhido o Hitec Solar Salt.

Nesta aba, todos os dados inseridos foram dos valores-padrão a partir de usinas CSP operando nos Estados Unidos.

Figura 41 – Parâmetros do Armazenamento Térmico

SAM 2020.11.29

File Add untitled

Trough (phys), Single owner

Location and Resource

System Design

Solar Field

Collectors (SCAs)

Receivers (HCEs)

Power Cycle

**Thermal Storage**

System Control

Grid Limits

Lifetime and Degradation

System Costs

Financial Parameters

Revenue

Incentives

Depreciation

Simulate >

Parametrics Stochastic

P50 / P90 Macros

**System Design Parameters**

Cycle thermal power 311.8 MWt

Hours of storage at design point 6.0 hours

Loop outlet HTF temperature 391.0 °C

Loop inlet HTF temperature 293.0 °C

**Storage System**

TES thermal capacity 1870.79 MWt-hr

Available HTF volume 24437.8 m<sup>3</sup>

Tank height 12 m

Tank fluid minimum height 1 m

Storage tank volume 26659.4 m<sup>3</sup>

Parallel tank pairs 1

Tank diameter 53.1851 m

Wetted loss coefficient 0.4 Wt/m<sup>2</sup>-K

Estimated heat loss 1.01465 MWt

Pumping power for HTF through storage 0.15 kJ/kg

Field HTF can bypass TES to cycle  -

Initial hot HTF percent 30 %

Cold tank heater temperature set point 250 °C

Cold tank heater capacity 25 MWe

Hot tank heater temperature set point 365 °C

Hot tank heater capacity 25 MWe

Tank heater efficiency 0.98

Storage HTF fluid Hitec Solar Salt Edit...

HTF density 1872.49 kg/m<sup>3</sup>

Storage HTF min operating temp 238 °C

Storage HTF max operating temp 593 °C

Hot side HX approach temp 5 °C

Cold side HX approach temp 5 °C

Fonte: SAM v.2020.11.29.

### 3.4.8 Controle do Sistema

Do ponto de vista do operador do sistema elétrico, a capacidade de gerar uma quantidade de energia elétrica fixa a qualquer hora do dia tem um valor especial para uma usina. O despacho de plantas CSP com TES pode ajudar o operador do sistema a controlar melhor a variação da demanda ao longo do dia e a queda brusca na geração das energias renováveis variáveis, principalmente quando isso acontece nos picos de demanda de energia.

A Figura 42 mostra as possibilidades para determinar o uso dos sistemas de armazenamento de calor e do sistema de back-up. Baseado nos horários de um dia típico de semana, de segunda a sexta-feira e também final de semana, são definidas as regras para armazenar ou utilizar o calor armazenada no TES.

Como no Brasil não existem tarifas horárias, não existe uma diferenciação de dias de semana ou final de semana, ou seja, o tempo todo o valor do kWh é igual, não faz sentido

trabalhar com períodos de despacho. Sendo assim, não foi habilitada essa função nas simulações.

Figura 42 – Parâmetros do Controle do Sistema

The screenshot displays the SAM 2020.11.29 software interface. The sidebar on the left lists various system components and control options. The main content area is divided into three sections:

- System Availability:** Includes an 'Edit losses...' button and parameters for constant loss (4.0%), hourly losses (None), and custom periods (None).
- Dispatch Optimization:** Features a checkbox for 'Enable dispatch optimization' and several numerical parameters:
  - Time horizon for dispatch optimization: 48 hour
  - Frequency for dispatch reoptimization: 24 hour
  - Cycle startup cost penalty: 10000 \$/start
  - Receiver startup cost penalty: 950 \$/start
  - Power generation ramping penalty: 0.1 \$/ΔkWe
  - Objective function time weighting exponent: 0.99
  - Maximum branch and bound iterations: 35000
  - Solution optimality gap tolerance: 0.001
  - Optimization solver timeout limit: 5 sec
  - Max. net power to the grid: 1e+38 MWe
  - Max. net power to the grid (incl. availability): 9.6e+37 MWe
- Dispatch Control:** Includes a checkbox for 'Use output fraction as maximum cycle output' and a 'Copy schedule from TOD Factors page' button. It lists 'Turbine output fraction' for nine periods, all set to 1.05. Below this is a 'Weekday Schedule' table showing values for each month and hour of the day.

The 'Weekday Schedule' table is as follows:

	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	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	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	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	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	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	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	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	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	3	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3
Oct	6	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	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	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5

Fonte: SAM v.2020.11.29.

### 3.4.9 Limites da Rede

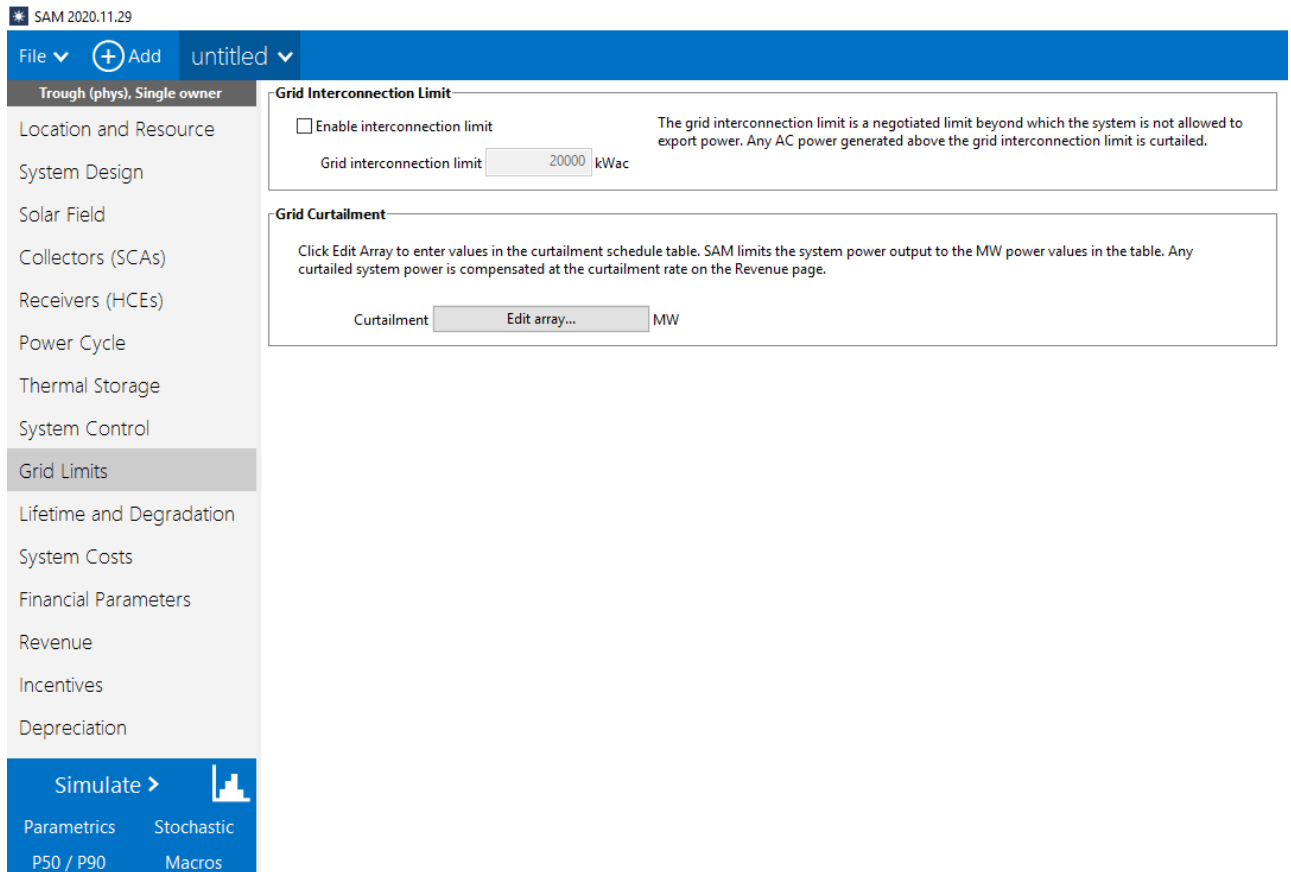
A aba Grid Limits fornece entradas para definir um limite de exportação de energia da rede e para reduzir as exportações do sistema para a rede.

O SAM usa o limite de interconexão e as entradas de restrição para ajustar o valor calculado para a saída de energia CA do sistema em cada intervalo de tempo de hora em hora ou subhora, aplicando um fator de ajuste ao valor de saída de energia CA. Isso pressupõe que o sistema real tenha um mecanismo para ajustar a saída de energia para atender a esses limites da rede. Por exemplo, um sistema fotovoltaico pode ajustar sua saída de energia usando a eletrônica de potência para ajustar as tensões de operação DC, ou um sistema eólico pode

empenar as pás da turbina. Deve-se considerar quaisquer custos associados ao projeto do sistema para ajustar sua saída de energia na aba custos do sistema.

A Figura 43 mostra a possibilidade de inserir esse limite, porém não foi habilitada essa função nas simulações.

Figura 43 – Limites da Rede

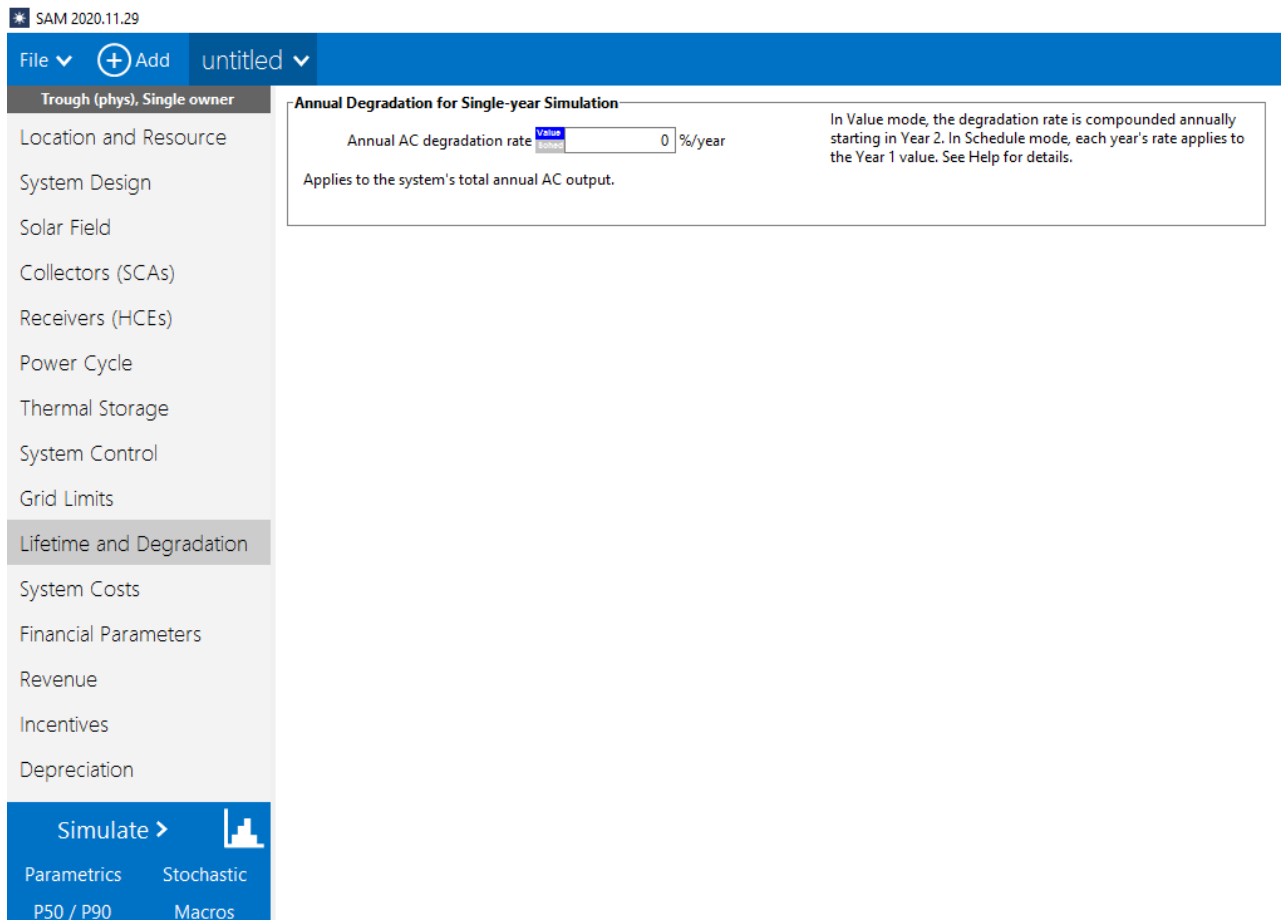


Fonte: SAM v.2020.11.29.

### 3.4.10 Vida Útil e Degradação

Nesta aba, as entradas Lifetime e Degradation permitem modelar um declínio na saída do sistema ao longo do tempo devido, por exemplo, ao envelhecimento dos equipamentos. A Figura 44 mostra a possibilidade de inserir esse percentual, porém foi desconsiderado neste estudo, pelo fato de utilizar o índice de degradação presente na última aba da simulação.

Figura 44 – Vida Útil e Degradação



Fonte: SAM v.2020.11.29.

### 3.4.11 Custos do Sistema

Para uma planta CSP de cilindro parabólico, os valores-padrão de custos disponíveis no SAM indicam as melhores estimações do NREL para representar os custos nos EUA. Apresenta valores-padrão de custos de capital (diretos e indiretos) e custos de operação e manutenção (fixos e variáveis). Porém, os custos de um projeto CSP variam de acordo com o mercado, a tecnologia e a localização geográfica do projeto, por isso as taxas foram adaptadas à realidade brasileira.

A Tabela 4 apresenta os parâmetros de custos capitais diretos do modelo financeiro.

Tabela 4 – Descrição dos parâmetros de custos capitais diretos

Custos de Melhorias no Campo	Custo por metro quadrado de área de campo solar para contabilizar despesas relacionadas à preparação do local e outros equipamentos não incluídos na categoria de custo de campo solar.
Custos Campo Solar	Custo por metro quadrado de área de campo solar para contabilizar despesas relacionadas à instalação do campo solar, incluindo mão de obra e equipamento.
Custos do Sistema HTF	Custo por metro quadrado de área de campo solar para contabilizar despesas relacionadas à instalação das bombas de fluido de transferência de calor e tubulação, incluindo mão de obra e equipamento.
Custos de Armazenamento	Custo por MWh térmico de capacidade de armazenamento para contabilizar despesas relacionadas à instalação do sistema de armazenamento térmico, incluindo equipamento e mão de obra.
Custos para “Backup Fóssil”	Custo por MWe de capacidade bruta de bloco de energia para contabilizar a instalação de um sistema de backup fóssil, incluindo equipamento e mão de obra. Foi desconsiderado no estudo.
Usina Elétrica	Custo por MWe de capacidade bruta de bloco de energia para contabilizar a instalação de um sistema de backup fóssil, incluindo equipamento e mão de obra.
Balanço da Planta	Custo por megawatt elétrico de capacidade bruta de bloco de energia para contabilizar custos adicionais.
Contingência	Uma porcentagem da soma das melhorias do local, campo solar, sistema HTF, armazenamento, backup fóssil e custos da usina de energia para contabilizar as incertezas esperadas nas estimativas de custo direto.
Custos Direto Total	A soma das melhorias, campo solar, sistema HTF, armazenamento, backup fóssil, custos da usina de energia e custos de contingência.

Fonte: Elaborado pelo autor com base nos dados do SAM v.2020.11.29.

Diante do cenário brasileiro, se tornou necessária a regulamentação da taxa de risco (reserva de contingência) a ser considerada nas contratações integradas, no âmbito do Regime Diferenciado de Contratações Públicas – RDC. Em 20 de agosto de 2013, foi publicado o Decreto N.º 8.080/2013, que altera o Decreto N.º 7.581/2013, o qual regulamenta o RDC. Entre as alterações instituídas, foram inseridos os parágrafos 1º e 2º no artigo 75º, os quais preveem expressamente a possibilidade de inserção da taxa de risco (reserva de contingência)



nos orçamentos estimados das contratações integradas. As simulações do modelo desenvolvido fornecem aos gestores responsáveis pela licitação dos empreendimentos do DNIT cenários de risco com a respectiva probabilidade de ocorrência, de forma que possam definir a taxa de risco que será utilizada em cada empreendimento (NEVES, 2013). Utilizando deste pretexto foi utilizada uma taxa de contingência de 10% dos custos capitais diretos.

As Tabelas 5 e 6 apresentam respectivamente, os parâmetros de custos capitais indiretos e dos custos de operação e manutenção.

Tabela 5 – Descrição dos parâmetros de custos capitais indiretos

EPC e custos do proprietário	12% do custo direto	EPC (engenheiro-procurar-construir) e os custos do proprietário estão associados à concepção e construção do projeto.
Custos do terreno	0 \$/m <sup>2</sup>	Custos associados à compra de terrenos/arrendamento de longo prazo. Foi desconsiderado no estudo.
Base de Imposto sobre Vendas	0% do custo direto	O valor total do imposto sobre vendas. Foi desconsiderado no estudo.

Fonte: Elaborado pelo autor com base nos dados do SAM v.2020.11.29.

Tabela 6 – Descrição dos parâmetros de custos de operação e manutenção

Custo fixo por capacidade	65 \$/kW – ano	Custo anual fixo proporcional à capacidade nominal do sistema.
Custo variável por geração	4 \$/MWh	Custo anual variável proporcional à produção elétrica anual total do sistema em MWh CA.

Fonte: Elaborado pelo autor com base nos dados do SAM v.2020.11.29.

A Figura 45 mostra a aba de custos do sistema usada nas simulações.

Figura 45 – Parâmetros dos Custos do Sistema

SAM 2020.11.29

File Add untitled

Trough (phys), Single owner

Location and Resource

System Design

Solar Field

Collectors (SCAs)

Receivers (HCEs)

Power Cycle

Thermal Storage

System Control

Grid Limits

Lifetime and Degradation

System Costs

Financial Parameters

Revenue

Incentives

Depreciation

Simulate >

Parameters Stochastic

P50 / P90 Macros

### Direct Capital Costs

Site improvements	1,019,610.4 m <sup>2</sup>	25.00 \$/m <sup>2</sup>	\$ 25,490,260.00
Solar field	1,019,610.4 m <sup>2</sup>	150.00 \$/m <sup>2</sup>	\$ 152,941,552.00
HTF system	1,019,610.4 m <sup>2</sup>	60.00 \$/m <sup>2</sup>	\$ 61,176,624.00
Storage	1,870.8 MWh	62.00 \$/kWh	\$ 115,988,768.00
Fossil backup	111.0 MWe, Gross	0.00 \$/kWe	\$ 0.00
Power plant	111.0 MWe, Gross	910.00 \$/kWe	\$ 101,010,000.00
Balance of plant	111.0 MWe, Gross	90.00 \$/kWe	\$ 9,990,000.00
Subtotal			\$ 466,597,216.00

-Contingency

Contingency 10 % of subtotal \$ 46,659,720.00

**Total direct cost \$ 513,256,928.00**

### Indirect Capital Costs

Total land area 1,058 acres Nameplate 100 MWe

EPC and owner cost	\$/acre	% of direct cost	\$/Wac	\$	\$ 61,590,832.00
	\$ 0.00	12 %	\$ 0.00	\$ 0.00	
Total land cost	\$ 10,000.00	0 %	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 10,581,720.00

-Sales Tax

Sales tax basis 0 Sales tax rate 5 % \$ 0.00

**Total indirect cost \$ 72,172,552.00**

### Total Installed Costs

Total installed cost excludes any financing costs from the Financial Parameters page.

**Total intalled cost \$ 585,429,504.00**

Estimated total installed cost per net capacity \$ 5,860.16/kW

### Operation and Maintenance Costs

	First year cost	Escalation rate (above inflation)	
Fixed annual cost	Value 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 65 \$/kW-yr	0 %	
Variable cost by generation	Value 4 \$/MWh	0 %	
Fossil fuel cost	Value 0 \$/MMBtu	0 %	

Fonte: SAM v.2020.11.29.

### 3.4.12 Parâmetros Financeiros

Como se trata de uma fonte de energia renovável, esta é isenta dos Impostos de Renda Federal e Estadual. A taxa de inflação definida foi calculada através da média da inflação dos últimos 21 anos no Brasil, tida como conservadora, considerando a instabilidade político-econômica do Brasil (Banco Central, 2022).

O índice da taxa de desconto padrão se baseia em uma estimativa aceitável para projetos de energia renovável nos EUA. Como as taxas de desconto são muito subjetivas e os desenvolvedores de projetos normalmente resistem em compartilhar informações sobre taxas de desconto, os documentos publicados sobre financiamento de energia renovável geralmente não contêm informações detalhadas sobre as taxas de desconto (TURCHI, 2019).

Um valor de 0,5% do total de custos instalados foi usado para o valor de seguro.

Os principais parâmetros usados no SAM para avaliar plantas CSP são apresentados na Tabela 7 citando algumas informações.

Tabela 7 – Descrição dos Parâmetros Financeiros

Imposto de Renda Federal e Estadual	0%	A alíquota anual do imposto de renda federal e estadual se aplica ao lucro tributável e é usada para calcular os benefícios e obrigações fiscais do projeto. Foi desconsiderado para o estudo.
Taxa de Inflação	6,65%	Taxa de variação anual dos custos, normalmente baseada num índice de preços, expressa em percentagem. O SAM usa a taxa de inflação para calcular o valor dos custos nos anos dois e posteriores do fluxo de caixa do projeto com base nos valores em dólar do Ano 1 que se especifica na aba Custos Operacionais.
Período de análise	25 anos	Número de anos abrangidos pela análise. Tipicamente equivalente à vida do projeto ou investimento. O período de análise determina o número de anos no fluxo de caixa do projeto (Wang, 2019).
Imposto sobre vendas	0%	O imposto sobre vendas é um imposto único que o SAM inclui no custo total instalado do projeto. Foi desconsiderado no estudo.
Porcentagem avaliada	100%	O valor avaliado da propriedade sujeita a impostos sobre a propriedade como uma porcentagem do custo total instalado do sistema especificado na aba Custos de instalação. O SAM usa esse valor para calcular o valor da propriedade avaliada no primeiro ano do fluxo de caixa do projeto.

Taxa real de Desconto	6,2%	Os resultados do modelo financeiro da SAM são muito sensíveis à entrada da taxa de desconto real. As métricas como valor presente líquido (VPL), custo nivelado e preço de PPA e taxa interna de retorno, são diretamente relacionadas a taxa de desconto (Turchi, 2019).
Porcentagem de dívida	0%	O tamanho da dívida como uma fração do custo instalado, ajustado para levar em conta os custos e taxas do projeto e os incentivos. Foi considerado um estudo sem financiamento.

Fonte: Elaborado pelo autor com base nos dados do SAM v.2020.11.29.

A Figura 46 mostra a aba de parâmetros financeiros usada nas simulações.

Figura 46 – Parâmetros Financeiros

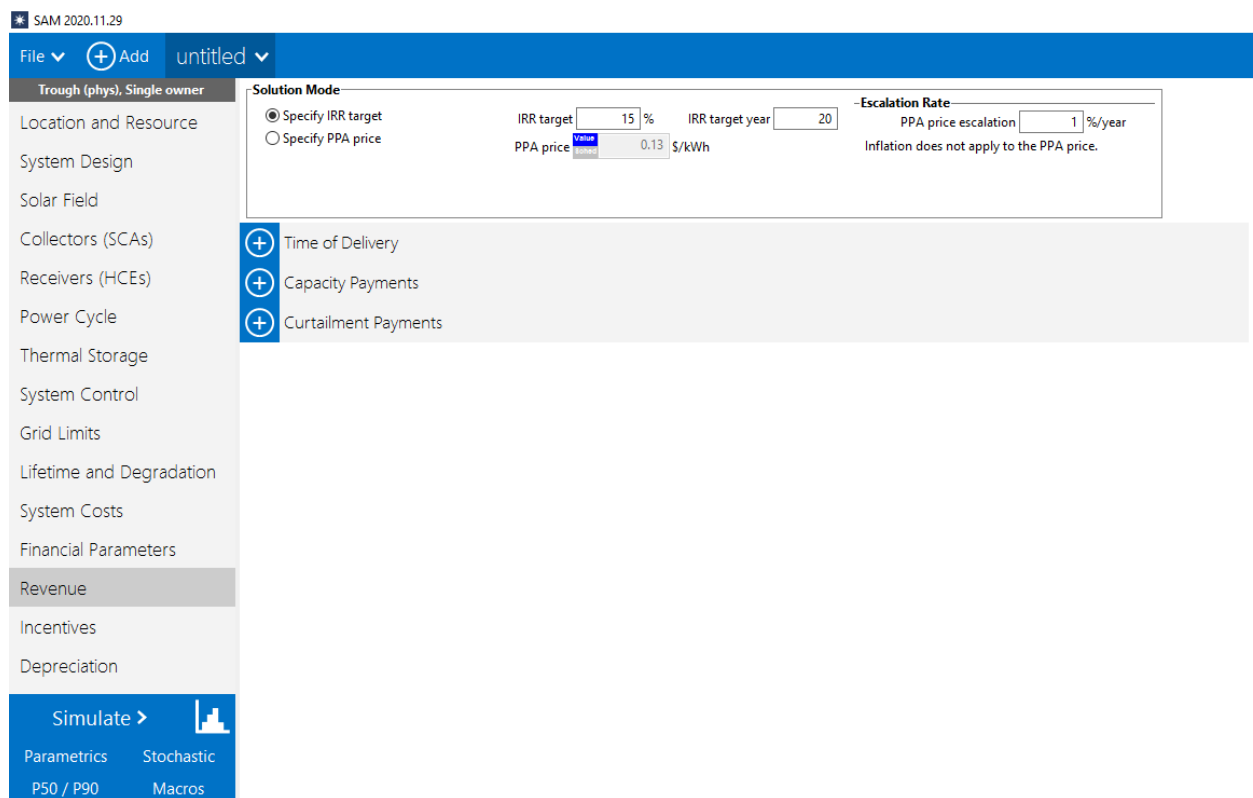
Fonte: SAM v.2020.11.29.

### 3.4.13 Receita

Com o objetivo de avaliar a atratividade financeira, foi utilizado como indicador a taxa interna de retorno (TIR) equivalente à de projetos similares. Foi especificada uma taxa de 15% atribuída para o vigésimo ano de projeto.

A Figura 47 mostra a aba de receita usada nas simulações.

Figura 47 – Parâmetros da Receita



Fonte: SAM v.2020.11.29.

### 3.4.14 Incentivos

Os incentivos foram desconsiderados devido a falta das políticas de incentivo governamentais da tecnologia CSP no país.

A Figura 48 mostra a possibilidade de inserir esses incentivos no SAM.

Figura 48 – Parâmetros dos Incentivos

SAM 2020.11.29

File Add untitled

Trough (phys), Single owner

Location and Resource

System Design

Solar Field

Collectors (SCAs)

Receivers (HCEs)

Power Cycle

Thermal Storage

System Control

Grid Limits

Lifetime and Degradation

System Costs

Financial Parameters

Revenue

Incentives

Depreciation

Simulate

Parametrics Stochastic

P50 / P90 Macros

### Investment Tax Credit (ITC)

		Reduces Depreciation Basis	
Amount (\$)		Federal	State
Federal	0.00	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
State	0.00	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Percentage (%)		Maximum (\$)	
Federal	0	1e+38	<input type="checkbox"/>
State	0	1e+38	<input type="checkbox"/>

### Production Tax Credit (PTC)

		Term (years)	Escalation (%/yr)
Federal	0	10	0.00
State	0	10	0.00

Inflation does not apply to the PTC amount. In Schedule mode, use nominal (current) dollar values. See Help for details.

### Investment Based Incentive (IBI)

		Taxable Incentive		Reduces Depreciation and ITC Bases	
Amount (\$)		Federal	State	Federal	State
Federal	0.00	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
State	0.00	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Utility	0.00	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Other	0.00	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Percentage (%)		Maximum (\$)			
Federal	0	1e+38	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
State	0	1e+38	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Utility	0	1e+38	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Other	0	1e+38	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

### Capacity Based Incentive (CBI)

		Taxable Incentive		Reduces Depreciation and ITC Bases	
Amount (\$/W)		Federal	State	Federal	State
Federal	0	1e+38	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
State	0	1e+38	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Utility	0	1e+38	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Other	0	1e+38	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

### Production Based Incentive (PBI)

Fonte: SAM v.2020.11.29.

### 3.4.15 Depreciação

Costuma-se usar uma regra de depreciação linear em 10 anos no Brasil, porém não existe essa opção no SAM. Sendo assim, foi escolhido um cenário possível com uma depreciação linear em 15 anos.

A Figura 49 apresenta a depreciação utilizada nas simulações.

Figura 49 – Parâmetros da Depreciação

SAM 2020.11.29

File Add untitled

Trough (phys), Single owner

Location and Resource

System Design

Solar Field

Collectors (SCAs)

Receivers (HCEs)

Power Cycle

Thermal Storage

System Control

Grid Limits

Lifetime and Degradation

System Costs

Financial Parameters

Revenue

Incentives

Depreciation

Simulate >

Parametrics Stochastic

P50 / P90 Macros

### Depreciation

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

Fonte: SAM v.2020.11.29.

### 3.5 Otimização

Os resultados entregues pelo SAM podem ser adequadamente tabulados para fazer uma análise, por exemplo, da influência da capacidade do sistema de armazenamento de calor (TES) sobre o custo nivelado da eletricidade (LCOE), o fator de capacidade e a produção anual de eletricidade. O SAM possui ferramentas para fazer análises paramétricas que permitem entender qual é a influência do valor de cada parâmetro de entrada sobre algum dos resultados.

Para quem estuda usinas CSP, uma tarefa importante é otimizar os valores do múltiplo solar (MS), de acordo com a configuração da usina. Isso pode ser feito usando a análise paramétrica do SAM. Usando de forma iterativa e recursiva a ferramenta *Parametrics*, pode-se encontrar uma resposta próxima da solução ótima. A ideia é otimizar o múltiplo solar,

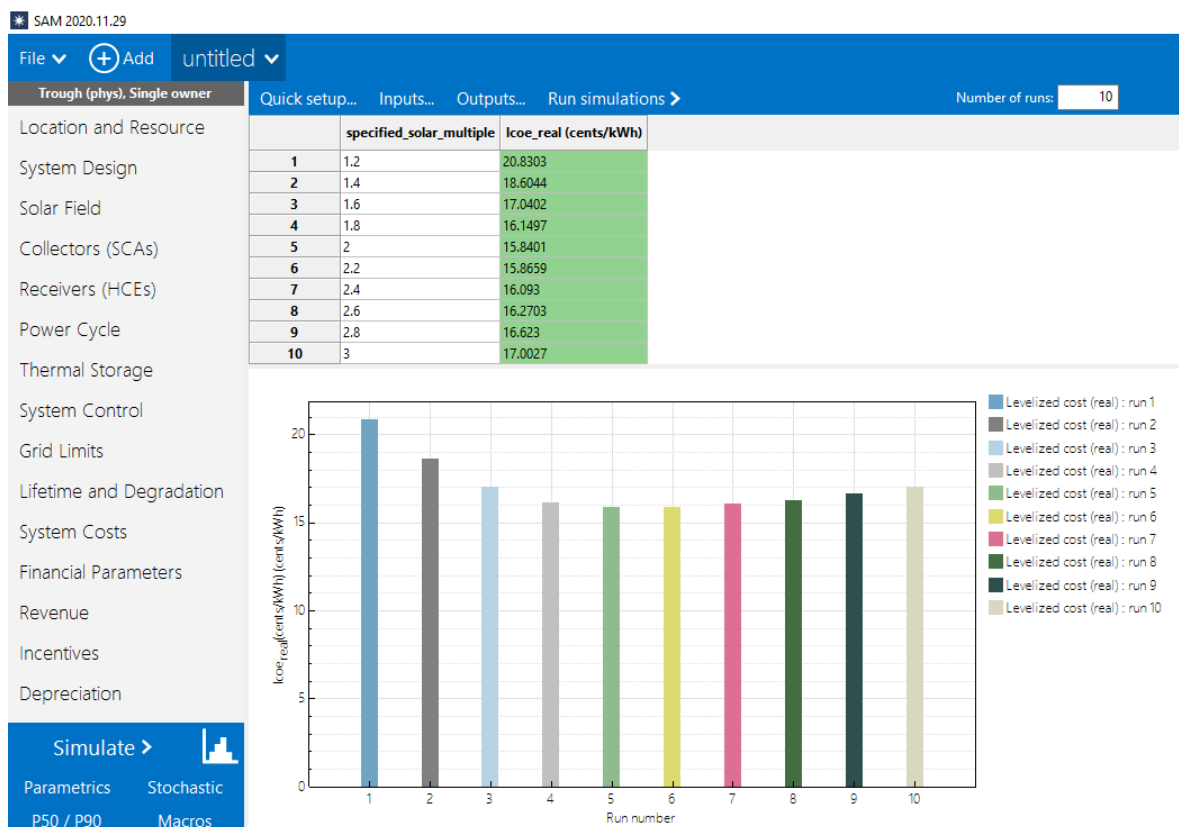
tendo como objetivo a minimização do custo nivelado da eletricidade (LCOE) (MONTES et al., 2009; SORIA et al., 2014).

O múltiplo solar é uma variável importante de ser analisada, tanto para avaliação de desempenho da planta como para determinar a viabilidade econômica. Visto que o campo solar representa a maior parte do investimento em capital, entre 33% e 39% do custo da potência instalada (MONTES et al., 2009; LODI, 2011), a otimização do campo solar seguindo critérios econômicos tem sido uma prática comum por vários autores (MONTES et al., 2009; MONTES et al., 2011; LODI, 2011; IZQUIERDO et al., 2010; SORIA, 2011; SORIA et al., 2015).

Sendo assim, nas simulações foi atribuído o valor 2 como MS inicial em ambos os casos. Foram feitas iterações com valor inicial do MS igual a 1,2 com incremento de 0,2 e valor final igual a 3, totalizando 10 iterações. No caso A (sem armazenamento térmico) após as iterações, o valor do MS otimizado foi igual a 1,2. No caso B (com armazenamento térmico de 6h) após as iterações, o valor do MS otimizado foi igual a 2. Resultando no menor índice de LCOE.

A Figura 50 apresenta os resultados da otimização feita no caso B.

Figura 50 – Otimização do MS do Caso B



Fonte: SAM v.2020.11.29.



## **4 RESULTADOS E DISCUSSÕES**

Após rodar as simulações para os dois casos deste estudo, tanto no cenário sem armazenamento térmico como no cenário com 6h de armazenamento, foram obtidos os resultados que são apresentados na sequência. Os resultados são analisados graficamente para determinar a influência das variáveis mais importantes no desempenho técnico das plantas e nos custos da energia elétrica produzida.

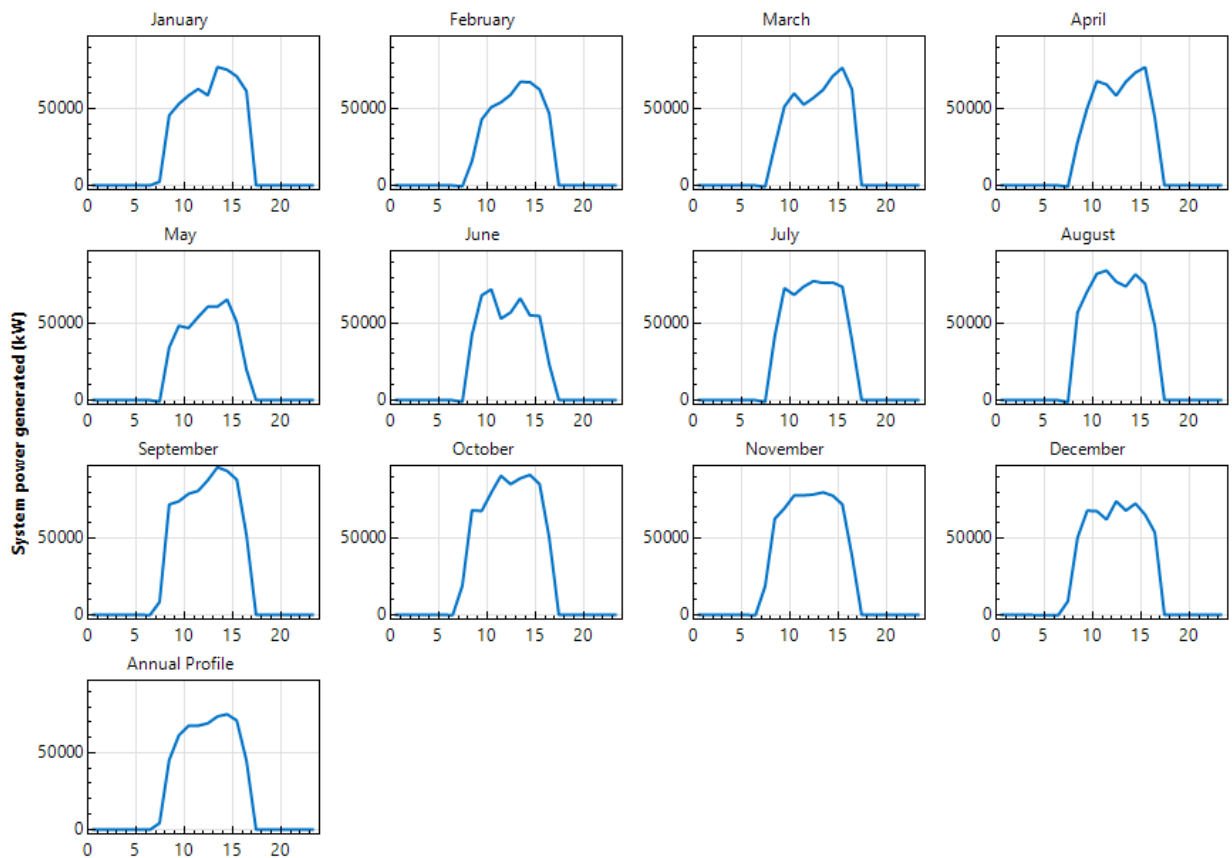
### **4.1 Resultados de desempenho**

Nessa análise foram encontrados os resultados técnicos definitivos, usando o MS otimizado, para os dois casos de estudo.

#### **4.1.1 Caso A**

Os gráficos da Figura 51 apresentam o perfil médio diário de potência gerada pela planta CSP sem armazenamento térmico para cada mês do ano. Os meses com maior intensidade de geração de energia elétrica foram setembro e outubro, que foram também os meses que apresentaram os maiores índices de DNI. Isso ocorre pelo fato de ter menor incidência de nuvens no período, conseqüentemente, a geração de energia acaba sendo maior. Outro ponto analisado é que no mês de maio o DNI foi menor devido as condições climáticas, causando uma maior intermitência na geração de energia neste mês. Também é possível notar uma queda na geração de eletricidade no mês de fevereiro, causado pelo menor número de dias do mês, considerado pelo SAM com 28 dias.

Figura 51 – Perfis de potência gerada (kW) ao longo do ano da planta (Caso A)

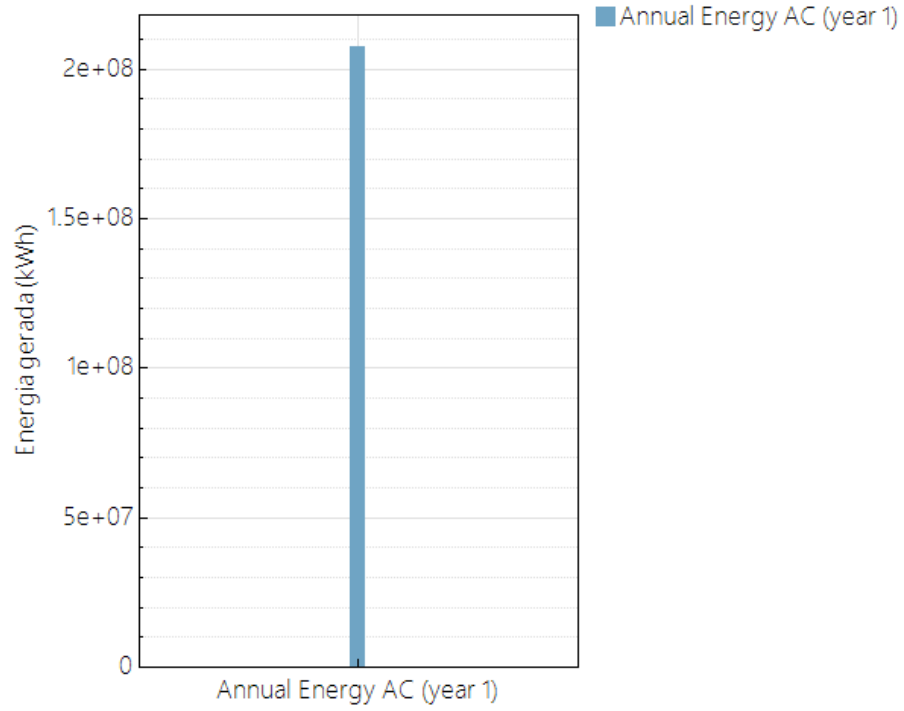


Fonte: SAM v.2020.11.29.

Outro resultado técnico importante é a quantidade total de energia elétrica gerada pelo sistema. A Figura 52 mostra a quantidade gerada no primeiro ano do fluxo de caixa do projeto, com aproximadamente 210 GWh. O SAM prevê que toda eletricidade é vendida ao preço PPA.

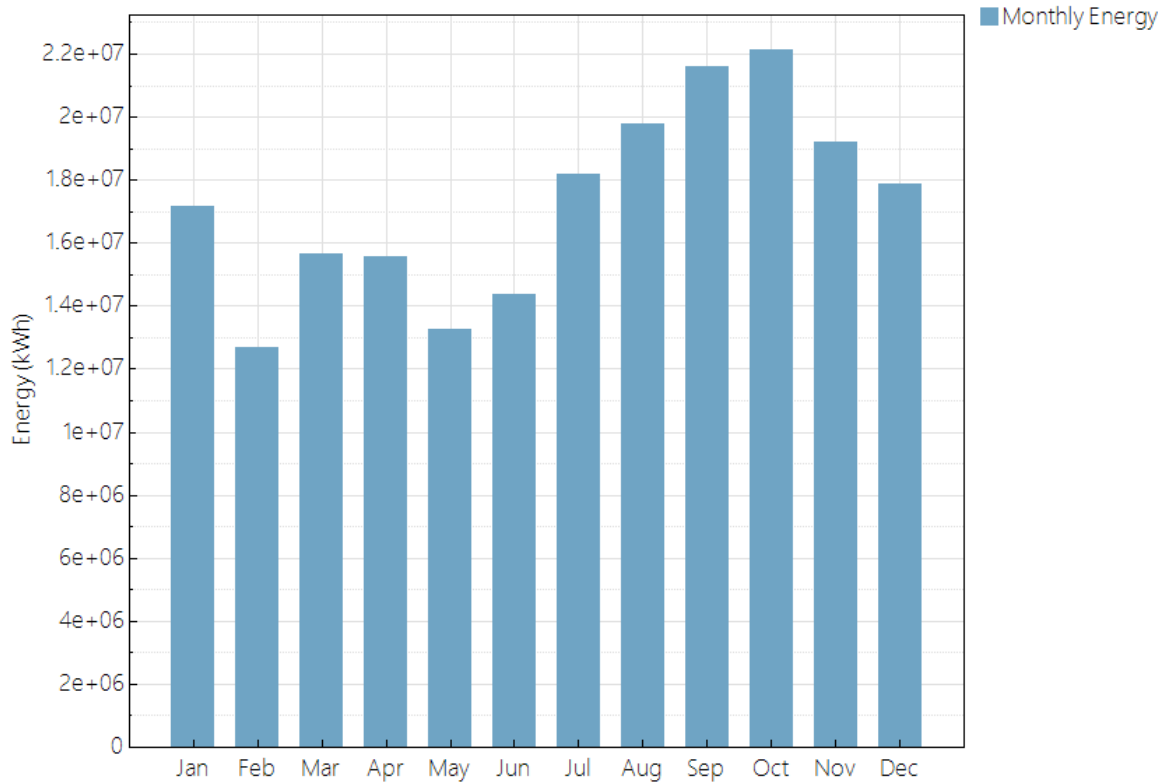
A energia anual é igual ao somatório de toda energia gerada a cada hora e entregue a rede durante um ano. A Figura 53 mostra a distribuição mensal da energia anual gerada durante o período de análise do projeto (25 anos).

Figura 52 – Energia gerada durante o primeiro ano (Caso A)



Fonte: SAM v.2020.11.29.

Figura 53 – Energia gerada durante o tempo de análise do projeto (Caso A)



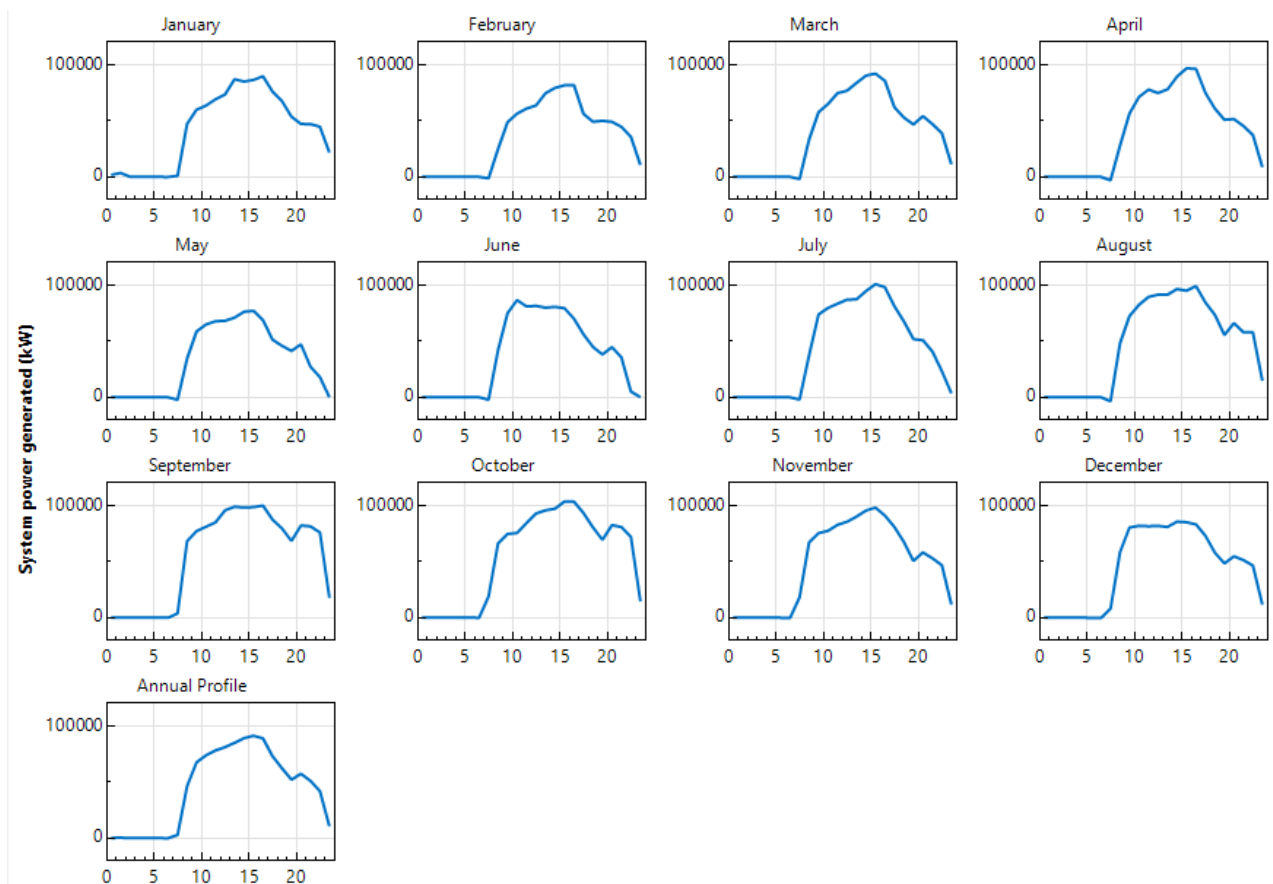
Fonte: SAM v.2020.11.29.

Novamente observa-se que o mês de fevereiro apresenta o menor índice por ser o mês com menor número de dias do ano. Já os meses de maio e junho sofrem condições causadas pelo clima, diminuindo a geração de energia. E os meses de setembro e outubro apresentam melhores resultados devido a maior irradiação solar normal direta incidente nestes meses.

#### 4.1.2 Caso B

Os gráficos da Figura 54 apresentam o perfil médio diário de potência gerada pela planta CSP com armazenamento de 6 horas para cada mês do ano. De maneira análoga ao caso A, as mesmas variações de DNI acontecem nos meses de maio e junho, e, setembro e outubro, devido às condições climáticas do mesmo local.

Figura 54 – Perfis de potência gerada (kW) ao longo do ano da planta (Caso B)



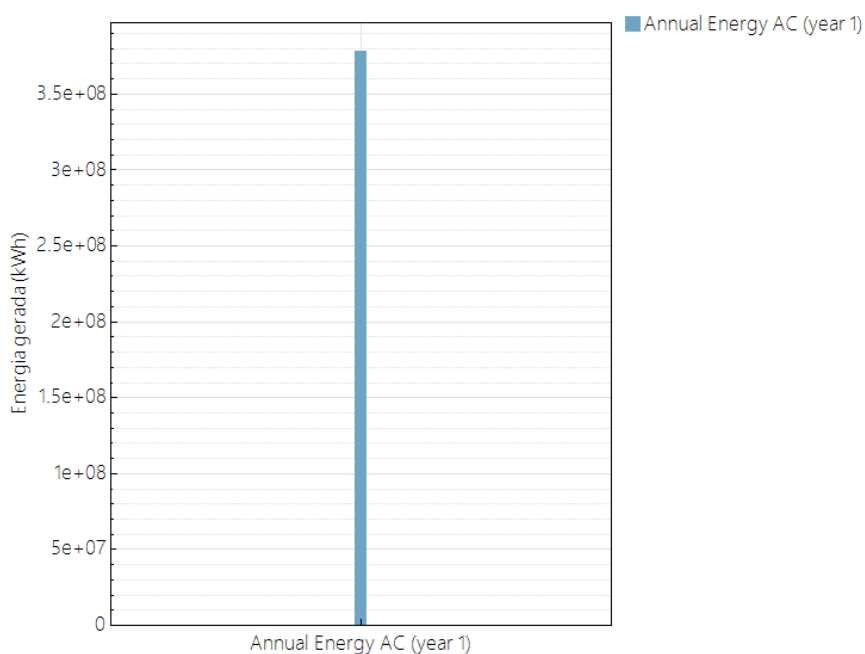
Fonte: SAM v.2020.11.29.

Analisando os perfis dos dois casos, é possível observar que no caso sem armazenamento térmico, a geração de energia ocorre aproximadamente até um pouco antes das 18:00h, ou seja, o período em que há sol. Já no caso B, com armazenamento térmico, a geração acontece até às 24:00h ou 00:00h, exatamente as 6h de armazenamento térmico.

Outro resultado técnico importante é a quantidade total de energia elétrica gerada pelo sistema. A Figura 55 mostra a quantidade gerada no primeiro ano do fluxo de caixa do projeto, com aproximadamente 370 GWh. O SAM prevê que toda eletricidade é vendida ao preço PPA.

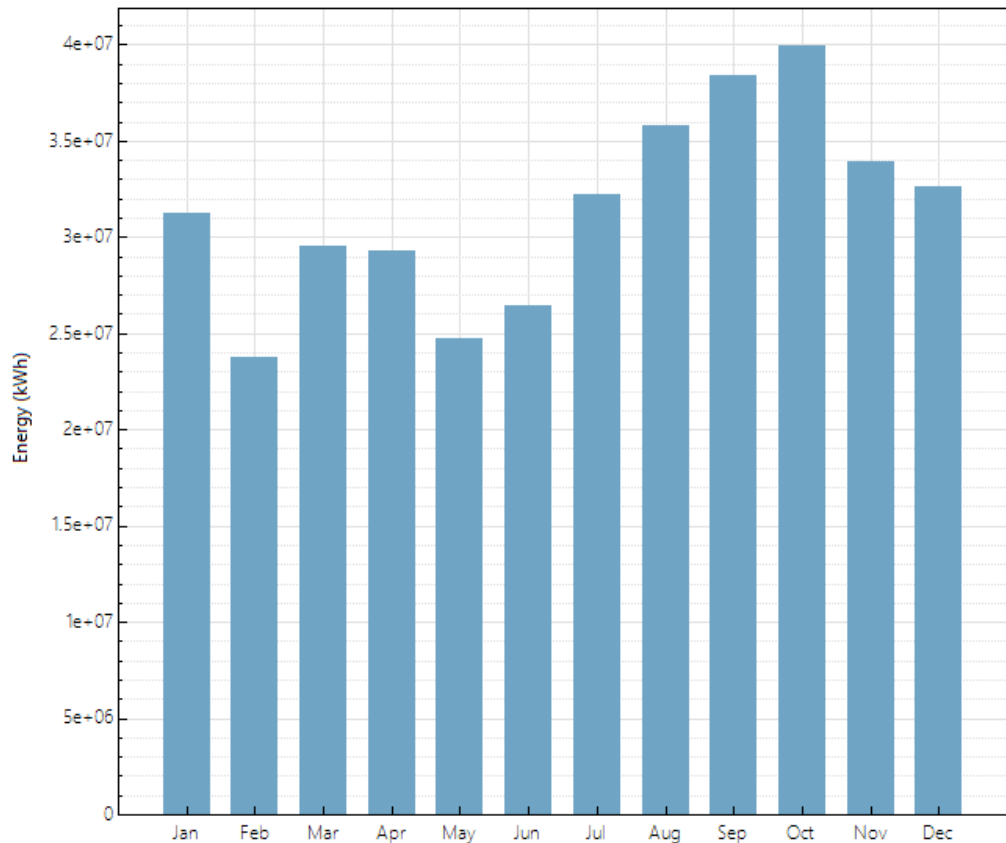
A energia anual é igual ao somatório de toda energia gerada a cada hora e entregue a rede durante um ano. A Figura 56 mostra a distribuição mensal da energia anual gerada durante o período de análise do projeto (25 anos).

Figura 55 – Energia gerada durante o primeiro ano (Caso B)



Fonte: SAM v.2020.11.29.

Figura 56 – Energia gerada durante o tempo de análise do projeto (Caso B)



Fonte: SAM v.2020.11.29.

Novamente observa-se que o mês de fevereiro apresenta o menor índice por ser o mês com menor número de dias do ano. Já os meses de maio e junho sofrem condições causadas pelo clima, diminuindo a geração de energia. E os meses de setembro e outubro apresentam melhores resultados devido a maior irradiação solar normal direta incidente nestes meses.

O desempenho da produção de energia e fator de capacidade também foram diferentes conforme a presença ou ausência do sistema de armazenamento térmico. O caso B teve maior fator de capacidade, produção e energia líquida (Tabela 8).

Tabela 8 – Fator de capacidade e energia anual bruta e líquida nos casos

Casos	Fator de Capacidade	Energia Bruta Anual (kWh)	Energia Líquida Anual (kWh)
Caso A	23,7%	237.699.616	207.438.144
Caso B	43,2%	434.958.528	377.801.024

Fonte: Elaborada pelo autor com uso do SAM v.2020.11.29.

## 4.2 Resultados financeiros

Os dois casos foram simulados de acordo com a vida útil de 25 anos sugerida pela NREL.

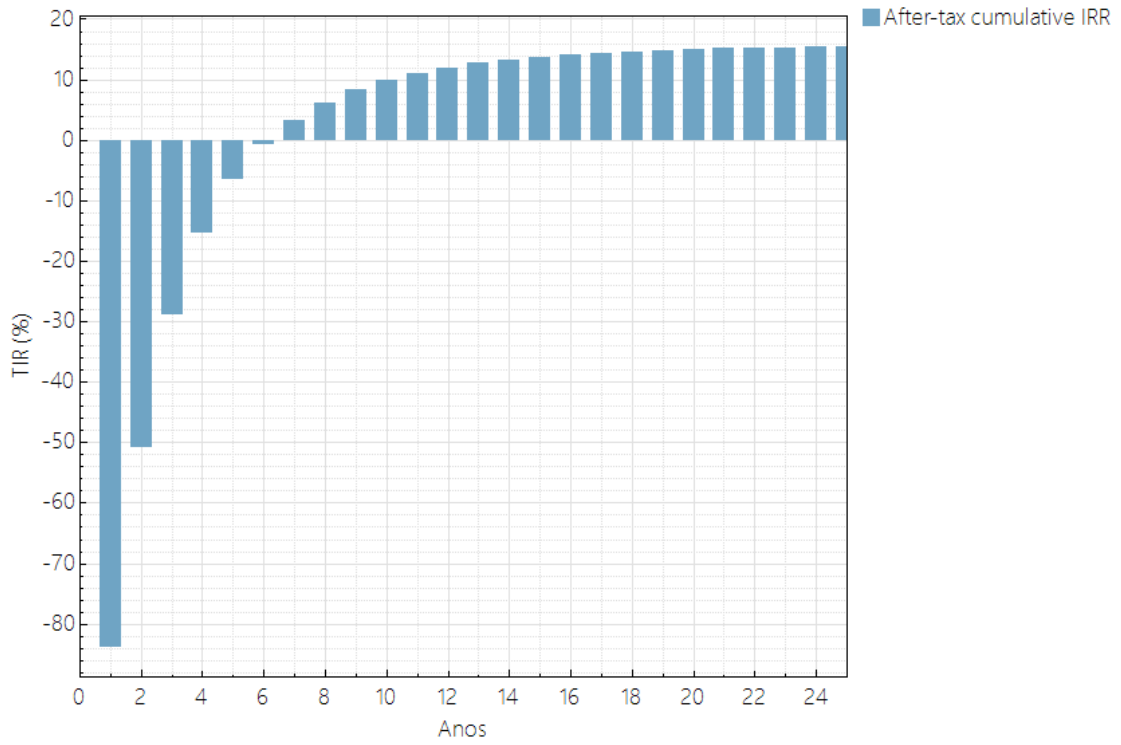
As métricas financeiras analisadas pelo SAM dependem do modelo financeiro adotado. Para o projeto em estudo é utilizado o modelo *PPA Single Owner*. A conduta de solução foi especificar uma taxa interna de retorno (TIR) de 15% para ser atingida em 20 anos, e com essas determinações do projeto requeridas, calcular o preço PPA para venda de energia gerada pela usina. O SAM usa um algoritmo iterativo para analisar o preço PPA que atenda a meta da TIR no vigésimo ano, como determinado.

Foram analisados a TIR, o VPL e o PPA.

### 4.2.1 Caso A

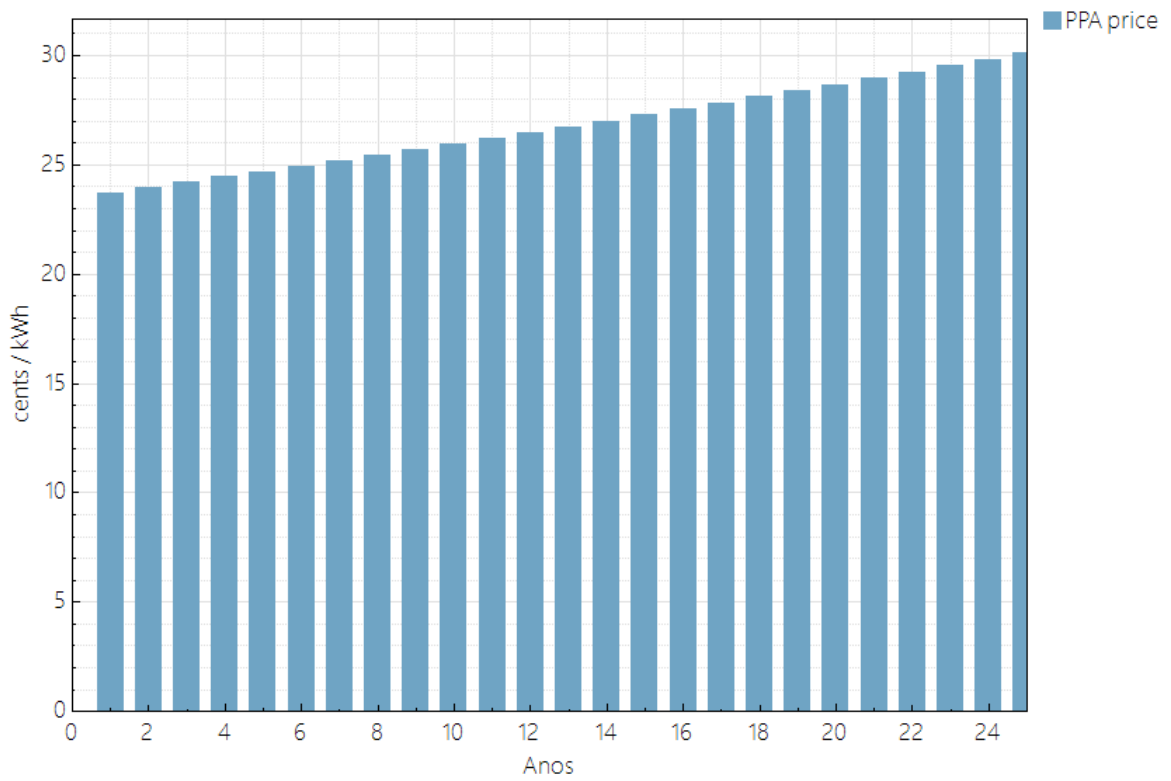
As Figuras 57 e 58 mostram, respectivamente, o comportamento da TIR em % e do preço PPA em  $\text{¢/kWh}$ , durante o período de análise do projeto. A TIR requerida de 15% é alcançada no vigésimo ano, como especificado nas simulações. No final do período de análise a taxa interna de retorno chega a 15,48%. O preço PPA de energia demonstra uma elevação durante os 25 anos do período de análise, devido a aplicação da taxa de escalonamento de 1% ao ano requerida no projeto. Essa taxa é aplicada a partir do segundo ano do fluxo de caixa tendo como base para cálculo o preço PPA do primeiro ano. Com isso o preço da energia no primeiro ano foi 23,73  $\text{¢/kWh}$  e no vigésimo quinto ano foi 30,13  $\text{¢/kWh}$ .

Figura 57 – TIR analisada durante o projeto (Caso A)



Fonte: SAM v.2020.11.29.

Figura 58 – PPA analisada durante o projeto (Caso A)

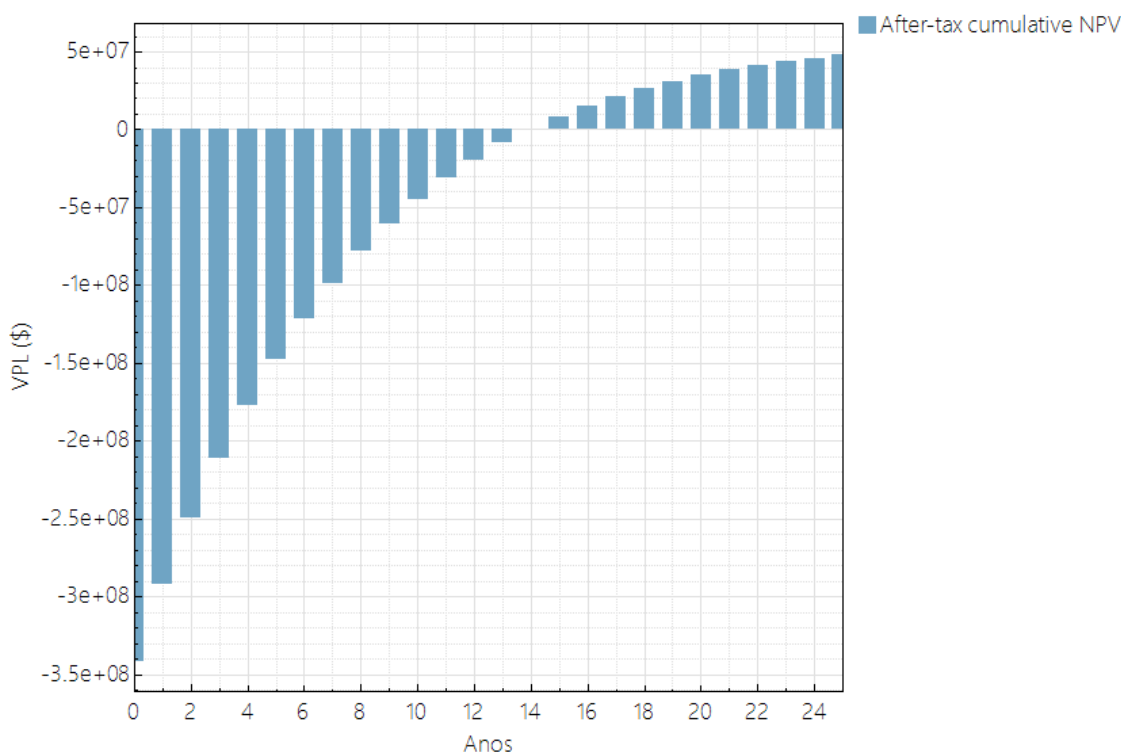


Fonte: SAM v.2020.11.29.



Além da TIR, como método de análise para investimento, o SAM disponibiliza também o valor presente líquido (VPL). Esse método determina o valor presente de pagamentos futuros descontados a uma taxa de juros apropriada, menos o custo do investimento inicial. A Figura 59 mostra o VPL do projeto durante o período de análise.

Figura 59 – VPL analisada durante o projeto (Caso A)



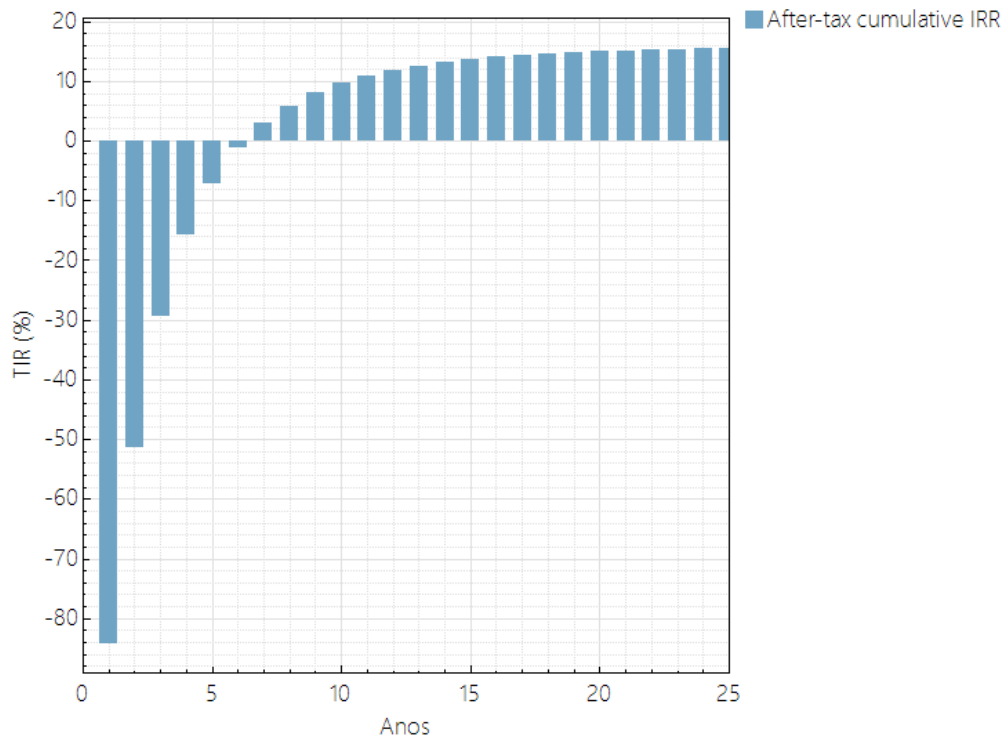
Fonte: SAM v.2020.11.29.

O ano “zero” da planta é o que mais sofre influência no projeto, devido ao custo do capital inicial. Durante os 25 anos analisados, as entradas que são as vendas da energia e as saídas do fluxo de caixa que são os custos de operação são observados na Figura 59. Para o Caso A ocorreu o Payback descontado (tempo necessário para que os benefícios do projeto restitua o valor investido) a partir do 14º ano, no qual o VPL acumulado foi de \$ 426.469,00. Ao final do período de análise, no ano 25, o VPL acumulado foi de \$ 48.362.148,00.

### 4.2.2 Caso B

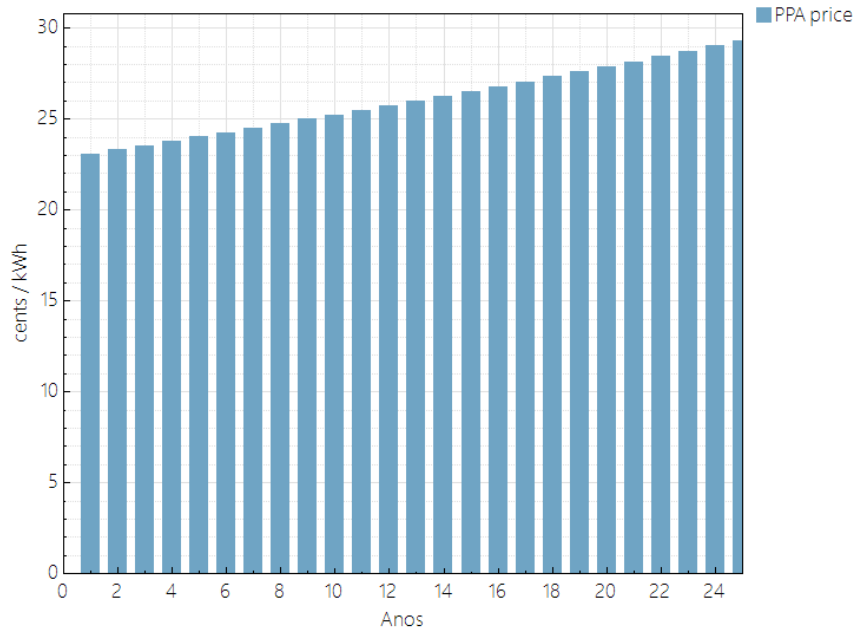
As Figuras 60 e 61 mostram, respectivamente, o comportamento da TIR em % e do preço PPA em  $\text{¢/kWh}$ , durante o período de análise do projeto. A TIR requerida de 15% é alcançada no vigésimo ano, como especificado nas simulações. No final do período de análise a taxa interna de retorno chega a 15,52%. O preço PPA de energia demonstra uma elevação durante os 25 anos do período de análise, devido a aplicação da taxa de escalonamento de 1% ao ano requerida no projeto. Essa taxa é aplicada a partir do segundo ano do fluxo de caixa tendo como base para cálculo o preço PPA do primeiro ano. Com isso o preço da energia no primeiro ano foi 23,07  $\text{¢/kWh}$  e no vigésimo quinto ano foi 29,59  $\text{¢/kWh}$ .

Figura 60 – TIR analisada durante o projeto (Caso B)



Fonte: SAM v.2020.11.29.

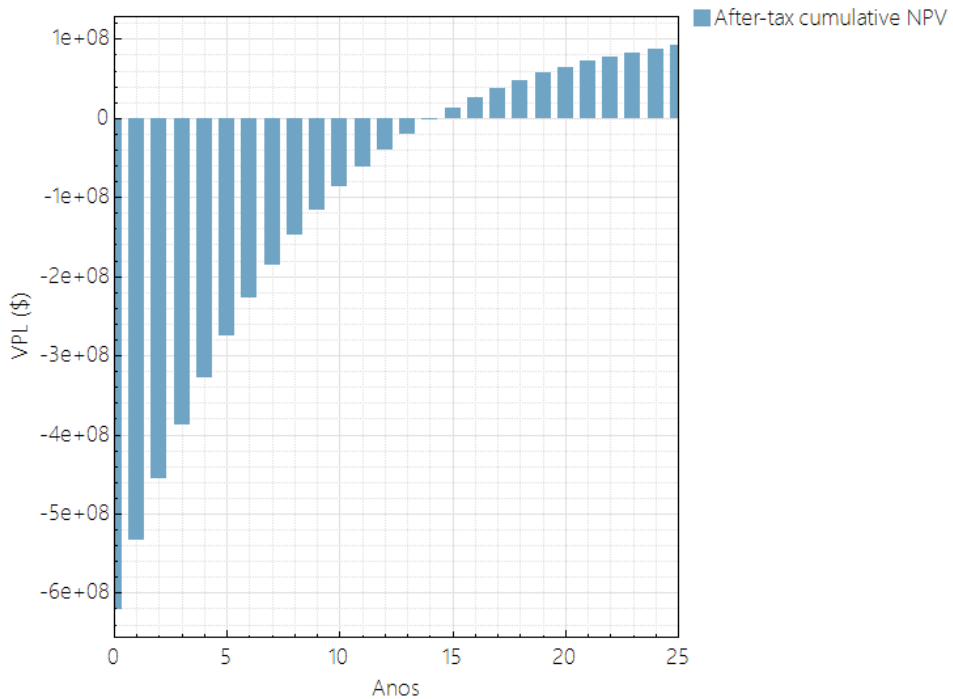
Figura 61 – PPA analisada durante o projeto (Caso B)



Fonte: SAM v.2020.11.29.

Além da TIR, como método de análise para investimento, o SAM disponibiliza também o valor presente líquido (VPL). Esse método determina o valor presente de pagamentos futuros descontados a uma taxa de juros apropriada, menos o custo do investimento inicial. A Figura 62 mostra o VPL do projeto durante o período de análise.

Figura 62 – VPL analisada durante o projeto (Caso B)



Fonte: SAM v.2020.11.29.

O ano “zero” da planta é o que mais sofre influência no projeto, devido ao custo do capital inicial. Durante os 25 anos analisados, as entradas que são as vendas da energia e as saídas do fluxo de caixa que são os custos de operação são observados na Figura 62. Para o Caso B ocorreu o *Payback* descontado a partir do 15º ano, no qual o VPL acumulado foi de \$ 1.281.720,00. Ao final do período de análise, no ano 25, o VPL acumulado foi de \$ 92.284.208,00.

### 4.3 Comparativo entre os Casos A e B

A Figura 63 apresenta um comparativo entre os dois casos simulados, e seus dados são traduzidos na Tabela 9.

Figura 63 – Parâmetros técnicos e financeiros obtidos nas simulações dos casos

Caso A		Caso B		
Metric	Value	Metric	Value	
Annual Net Electrical Energy Production	207,438,144 kWh-e	Annual Net Electrical Energy Production	377,801,024 kWh-e	Parâmetros Técnicos
Annual Freeze Protection	10,429 kWh-e	Annual Freeze Protection	1,117,522 kWh-e	
Annual TES Freeze Protection	0 kWh-e	Annual TES Freeze Protection	1,114,801 kWh-e	
Annual Field Freeze Protection	10,429 kWh-e	Annual Field Freeze Protection	2,722 kWh-e	
Capacity factor	23.7%	Capacity factor	43.2%	
Power cycle gross electrical output	237,699,616 kWh-e	Power cycle gross electrical output	434,958,528 kWh-e	
First year kWh/kW	2,076 -	First year kWh/kW	3,782 -	
Gross-to-net conversion	87.3 %	Gross-to-net conversion	86.9 %	
Annual Water Usage	49,655 m <sup>3</sup>	Annual Water Usage	85,991 m <sup>3</sup>	
PPA price (year 1)	23.73 ¢/kWh	PPA price (year 1)	23.07 ¢/kWh	
PPA price escalation	1.00 %/year	PPA price escalation	1.00 %/year	
Levelized PPA price (nominal)	33.19 ¢/kWh	Levelized PPA price (nominal)	30.97 ¢/kWh	
Levelized PPA price (real)	19.07 ¢/kWh	Levelized PPA price (real)	17.79 ¢/kWh	
Levelized COE (nominal)	29.96 ¢/kWh	Levelized COE (nominal)	27.58 ¢/kWh	
Levelized COE (real)	17.21 ¢/kWh	Levelized COE (real)	15.84 ¢/kWh	
Net present value	\$48,362,148	Net present value	\$92,284,208	
Internal rate of return (IRR)	15.00 %	Internal rate of return (IRR)	15.00 %	
Year IRR is achieved	20	Year IRR is achieved	20	
IRR at end of project	15.48 %	IRR at end of project	15.52 %	
Net capital cost	\$341,167,776	Net capital cost	\$620,166,912	
Equity	\$341,167,776	Equity	\$620,166,912	
Size of debt	\$0	Size of debt	\$0	
Minimum DSCR	Inf	Minimum DSCR	Inf	

Fonte: SAM v.2020.11.29.

Tabela 9 – Parâmetros técnicos e financeiros obtidos nas simulações dos casos A e B

<b>Parâmetros</b>	<b>Caso A</b>	<b>Caso B</b>
Energia Elétrica líquida gerada (ano 1)	207.438.144 kWh	377.801.024 kWh
Proteção contra congelamento anual	10.429 kWh	1.117.522 kWh
Proteção contra congelamento anual TES	0 kWh	1.114.801 kWh
Proteção contra congelamento campo solar anual	10.429 kWh	2.722 kWh
Fator de capacidade	23,7 %	43,2 %
Saída elétrica bruta do ciclo de potência	237.699.616 kWh	434.958.528 kWh
Primeiro ano kWhAC / kWhDC	2.076	3.782
Conversão de bruto para líquido	87,3 %	86,9 %
Consumo anual de água	49.655 m <sup>3</sup>	85.991 m <sup>3</sup>
Preço PPA (ano 1)	23,73 ¢/kWh	23,07 ¢/kWh
Aumento de preço PPA	1 % ao ano	1 % ao ano
Preço nivelado PPA (nominal)	33,19 ¢/kWh	30,97 ¢/kWh
Preço nivelado PPA (real)	19,07 ¢/kWh	17,79 ¢/kWh
Custo nivelado eletricidade (LCOE) (nominal)	29,96 ¢/kWh	27,58 ¢/kWh
Custo nivelado eletricidade (LCOE) (real)	17,21 ¢/kWh	15,84 ¢/kWh
Valor presente líquido	\$ 48.362.148,00	\$ 92.284.208,00
Taxa interna de retorno (TIR)	15 %	15 %
Ano em que a TIR é alcançada	20	20
TIR no final do projeto	15,48 %	15,52 %

Custo de capital líquido	\$ 341.167.776	\$ 620.166.912
Patrimônio	\$ 341.167.776	\$ 620.166.912
Tamanho da dívida	\$ 0	\$ 0
DSCR mínimo	-	-

Fonte: Elaborado pelo autor com base nos dados do SAM v.2020.11.29.

Analisando os parâmetros obtidos nas simulações é possível observar que tecnicamente, o Caso B supera os índices de produção de energia e apresenta um índice mais elevado de fator de capacidade, que representa a razão entre a energia elétrica gerada pelo sistema num período de tempo, e a energia elétrica que seria gerada caso o sistema operasse integralmente em sua potência nominal. Ambos apresentam um fator de conversão de energia bruta para líquida de aproximadamente 87%, e o Caso B consome quase o dobro de água que o Caso A, isso acontece porque a área do campo solar também é quase dobrada, para conseguir obter as 6h de armazenamento térmico.

Este parâmetro de proteção contra congelamento representa a quantidade de energia que é usada para evitar que o HTF congele durante períodos de desligamento ou temperaturas frias noturnas. Como o caso B possui TES, conseqüentemente necessita de mais energia para manter o fluido e os sais de armazenamento aquecidos. Essa energia é considerada como uma perda térmica parasita.

Em relação aos parâmetros financeiros, o Caso B custa aproximante 81,77% a mais que o Caso A, por possuir um sistema de armazenamento térmico. Porém, apesar de necessitar de um capital inicial maior, a quantidade de energia gerada e vendida ao longo do tempo compensam esse fator, tornando o preço da energia mais viável quando comparado ao sistema sem armazenamento, e apresentando uma maior taxa interna de retorno ao final da vida útil do projeto.

#### **4.4 Comparativo com plantas CSP em operação em outros locais do mundo**

O índice de DNI tem um impacto significativo na geração e na economia dos sistemas CSP e pode ser relacionado ao custo nivelado de energia (LCOE), assim como apresentado na Tabela 10, onde é possível observar que das usinas em operação o menor LCOE foi em Nevada (EUA), local com maior irradiação direta normal anual.

Além do LCOE, outra forma de comparar usinas de geração de energia é por meio do custo de capital por capacidade (\$/kW), onde se verifica que os projetos sem sistema de armazenamento térmico possuem um custo menor do que os projetos com armazenamento térmico.

Tabela 10 – Comparação dos casos simulados com as usinas CSP operacionais

Nome da Planta	Termosol 50	Nevada Solar One	Shams 1	Caso A	Caso B
País, ano de início	Espanha, 2011	Nevada (EUA), 2007	Emirados Árabes Unidos, 2013	Petrolina - PE	Petrolina - PE
DNI Anual (kWh/m <sup>2</sup> )	2.077	2.606	1.934	2.434	2.434
Área do Campo Solar (m <sup>2</sup> )	510.120	357.200	627.840	613.271	1.065.344
Tecnologia CSP	Calha Parabólica	Calha Parabólica	Calha Parabólica	Calha Parabólica	Calha Parabólica
Capacidade Líquida (MW)	50	72	100	100	100
Técnica de resfriamento	Resfriamento úmido	Resfriamento úmido	Resfriamento a seco	Resfriamento a seco	Resfriamento a seco
Capacidade de armazenamento térmico (horas)	7,5	0,5	0	0	6
Fator de capacidade	0,4	0,21	0,24	0,237	0,432
LCOE real (\$/kWh)	0,21	0,2	0,27	0,1721	0,1584
Custo de capital por capacidade (\$/kW)	11.756,30	4.384,70	6.483,20	3.209,92	5.860,16

Fonte: Elaborado pelo autor com base nos dados do NREL Geospatial Data Science, 2019.

Os custos nivelados da energia (LCOE) dos dois casos simulados ficaram próximos uns aos outros, e menores que os das usinas comparadas.

Nos casos A e B foram determinados uma taxa interna de retorno para o vigésimo ano do projeto. Sendo assim, o preço da venda de energia se tornou maior que o comercializado no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Ainda que o custo de capital no Caso B seja maior devido ao sistema de armazenamento térmico, o preço da energia a ser vendida pode ser menor que no Caso A pelo fato de gerar e vender mais energia ao longo da sua vida útil.

## 5 CONCLUSÕES

A matriz energética brasileira é amplamente baseada na fonte hidráulica, sendo referência em geração de energia renovável, por usar 83% de fontes renováveis para a produção de energia, enquanto a média mundial é de 25%. Atualmente apenas 1% da energia é proveniente da fonte solar. Porém, o país apresenta uma grande quantidade de irradiação solar incidente, e, portanto, tem alto potencial para desenvolver energia solar, tanto fotovoltaica, como solar térmica. Foi quantificada uma área total com DNI superior ao valor recomendado de 6,0 kWh/m<sup>2</sup>/dia, em cerca de 25% do território brasileiro, principalmente na região semiárida do Nordeste, mostrando assim uma grande capacidade de implantação de usinas CSP.

Ao longo deste estudo são apresentados conceitos e realizados estudos sobre energia solar térmica concentrada, suas tecnologias, componentes, propriedades, cenários de energia solar térmica brasileira e mundial. As 119 usinas heliotérmicas que operam mais de 6.200 MW em todo o mundo atualmente, possuem quatro tecnologias: concentrador de disco parabólico, concentrador linear Fresnel, concentrador cilíndrico parabólico e concentrador de torre central, sendo os três últimos comercializados.

Dentre as tecnologias, pode-se observar que o cilindro parabólico é a tecnologia mais madura que já foi testada em usinas CSP, e também é usado na maioria das usinas em operação e em construção. No entanto, a tendência nas plantas em desenvolvimento é a tecnologia de torre central, pois sua operação em temperaturas mais altas proporciona maior eficiência térmica e maior capacidade de armazenamento. O coletor de disco parabólico ainda está em fase de testes e desenvolvimento.

O local escolhido para o estudo de viabilidade levou em consideração mais do que apenas altas taxas de irradiação direta normal. Apresentando vantagens como a disponibilidade de recursos hídricos para o processo de geração de energia baseado em Ciclo



Rankine e para limpeza de espelhos por estar próximo ao Rio São Francisco, e por ter proximidade com linhas de transmissão, além de possuir infraestrutura necessária para equipamentos de transporte e plantas de manutenção. Sendo a cidade de Petrolina – PE selecionada para avaliação técnica e econômica.

As usinas de energia solar térmica operam através de um ciclo térmico semelhante ao de geração das usinas termelétricas convencionais, no entanto, usam a radiação solar como fonte de combustível, que é uma fonte limpa e renovável, em oposição aos combustíveis fósseis. Outra vantagem da tecnologia CSP associada a outras fontes de energia renovável é a capacidade de armazenar energia, permitindo a distribuição parcial de energia quando necessário.

O impacto do armazenamento e do múltiplo solar no projeto da planta é fundamental para gerar o máximo de energia possível. As usinas que possuem o sistema de armazenamento de calor aumentam a produção de energia, além de proporcionar maior estabilidade, flexibilidade e controle sobre a produção, assegurando um melhor despacho de energia e maior garantia de entrega de eletricidade.

Foram analisados dois casos de projetos diferentes, um com sistema de armazenamento térmico de 6 horas e outro sem esse sistema. Como resultado, observou-se um desempenho diferente na produção de energia, o sistema com armazenamento apresentou maior regularidade, associado a maior reserva de abastecimento de energia à rede. O Caso B teve 170,36 MWh mais energia elétrica líquida anual gerada em comparação com o Caso A. Além desta diferença de geração, também foram feitas análise econômica dos Casos. O Caso B foi o mais eficiente, pela maior produção de energia, e menor preço para comercialização de energia (PPA) 23,07 ¢/kWh no primeiro ano, além de apresentar melhor índice de custo nivelado de energia (LCOE real) 15,84 ¢/kWh.

Ambos os casos tiveram retorno financeiro, nos quais o Payback descontado ocorreu no 14º ano no Caso A e no 15º ano no Caso B, e uma taxa interna de retorno (TIR) de 15,48% no último ano do projeto do Caso A e 15,52% no Caso B. Apesar de que o Caso B tenha um custo inicial aproximadamente 81% mais caro, o mesmo apresenta um VPL de 90,82% a mais que o Caso A.

Em relação à comparação dos casos simulados com algumas usinas em operação no mundo, o Caso A quando comparado a usina Shams 1, ambos sem armazenamento térmico com 100MW de potência, apresentaram parâmetros próximos, mas o Caso A ainda se sai melhor no custo nivelado de energia, apresentando um LCOE de 17,21 ¢/kWh com um custo de capital por capacidade pela metade do valor da usina em operação. O mesmo acontece

quando se compara o Caso B com a usina Termosol 50 em operação na Espanha, que opera com 7,5h de armazenamento. O Caso B apresenta um LCOE de 15,84 ¢/kWh com um custo de capital por capacidade pela metade do valor da usina em operação, e também possui um fator de capacidade 3,2% maior. Sendo assim, pode-se dizer que ambos os casos simulados, apresentam ótimos resultados técnicos e econômicos.

Comparado às outras fontes de energia, o custo da tecnologia CSP ainda é alto, visto que o LCOE real dos casos simulados é mais alto que o LCOE médio atual no mundo para tecnologia CSP. Além disso a implantação de uma usina no Brasil teria dependência da importação de equipamentos, sendo assim, o câmbio se torna um fator significativo na questão econômica do projeto. Todavia, com a previsão de redução de custos dos equipamentos e fabricação nacional, aliados a possíveis políticas de incentivos, em uma perspectiva a longo prazo, a energia solar concentrada pode ser uma boa alternativa de atender a crescente demanda de eletricidade no país, assim como aumentar a participação de energias renováveis na matriz energética.

Para trabalhos futuros, sugere-se a análise de usinas de diferentes tecnologias, como a torre central, linear Fresnel e disco parabólico, em diferentes locais do Brasil, elaborando uma comparação entre as diferentes tecnologias CSP.

## 6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABENGOA, 2012. Abengoa Innovative Technology Solutions for Sustainability. Disponível em: <[www.abengoa.es](http://www.abengoa.es)>. Acesso em 18 mai. 2018.

AGYEKUM, E. B., & Velkin, V. I. Optimization and techno-economic assessment of concentrated solar power (CSP) in South-Western Africa: A case study on Ghana. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 40(100763), 100763, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2020.100763>.

ARVIZU, D. et al. Special report on renewable energy sources and climate change mitigation SRREN: Chapter 3. Direct Solar Energy. Cambridge; New York: IPCC, 2011. Disponível em: <<http://srren.ipcc-wg3.de>> Acesso em 22 set. 2018.

Assaf Neto. A. FINANÇAS CORPORATIVAS E VALOR / Alexandre Assaf Neto - 7.ed. - São Paulo. Atlas, 2014.

Baharoon, D.A., Rahman, H.A., Omar, W.Z.W. & Fadhl, S.O. (2015). Historical development of concentrating solar power technologies to generate clean electricity efficiently – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 41, Pages 996-1027, ISSN 1364-0321.

Banco Central do Brasil, 2022. Disponível em: < <https://www.bcb.gov.br/>>. Acesso em 7 jun. 2022.

BANCO MUNDIAL, 2009. Cost Reduction Study for Solar Thermal Power Plants. Washington, D.C. Disponível em: <<http://www.solarpaces.org/Library/docs/STPP%20Final%20Report2.pdf>>. Acesso em 25 jan. 2018.

BEN, 2021. Balanço energético nacional. Disponível em: < <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-ben>>. Acesso em 15 out. 2021.

BEZERRA, P. Energia solar concentrada: simulação do desempenho de heliostatos de pequeno porte. Botucatu: Universidade Estadual Paulista, 2017.

BLAIR, Nathan et al. Modeling Photovoltaic and Concentrating Solar Power Trough Performance, Cost, and Financing with the Solar Advisor Model. In: Presented at SOLAR 2008 - American Solar Energy Society (ASES). California, 2008. Disponível em: <<http://www.nrel.gov/csp/pdfs/42922.pdf>>. Acesso em 21 jan. 2022.

BURGI, 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.

CARDEMIL, José M. & COLLE, Sérgio. A base de dados swera como suporte para análises tecno-econômicas de plantas termo-solares. In: III Congresso Brasileiro de Energia Solar. Belém, 2010.

CARVALHO, C. C. Fontes heliotérmicas: um estudo sobre o funcionamento e o potencial de implementação da tecnologia no Brasil. 2016. 53 f. Trabalho de Conclusão de Curso – Curso de Engenharia Industrial Elétrica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2016.

CASTRO, L. C. E. Análise Comparativa para Geração de Energia Heliotérmica em Diferentes Regiões Brasileiras. Brasília: Faculdade De Tecnologia Departamento De Engenharia Mecânica, 2016.

CHU, Y. Review and Comparison of Different Solar Energy Technologies. [S.l.]: Global Energy Network Institute, 2011.

CLIFTON, J.; BORUFF, B. J., 2010. Assessing the potential for concentrated solar power development in rural Australia. Energy Policy, v. 38, n. 9, p. 5272-5280.

CPFL. Sistema Híbrido Solar / Biomassa. 2016. Disponível em: <<https://www.cpfl.com.br/energiassustentaveis/inovacao/projetos/Paginas/de0041sistemahibrido-solar-biomassa.aspx>>. Acesso em 24 out. 2021.

DERSCH, J. et al. LCOE reduction potential of parabolic trough and solar tower technology in G20 countries until 2030. Solarpaces 2019, 2020.

DGS, 2010. Planning and installing solar thermal systems: a guide for installers, architects, and engineers. Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (German Solar Energy Society), James & James Ltd, UK and USA, 2ª edição.

DIECKMANN, S. et al. LCOE reduction potential of parabolic trough and solar tower CSP technology until 2025. AIP Conference Proceedings, v. 1850, n. 1, p. 160004, 27 jun. 2017.

DOE. Concentrating Solar Power Commercial Application Study: Reducing Water Consumption of Concentrating Solar Power Electricity Generation. Washington, D.C.: US Department of Energy DOE, 2009.

EIA, 2008. Federal financial interventions and subsidies in energy markets 2007. Disponível em: <[www.eia.doe.gov/energy\\_in\\_brief/energy\\_subsidies.cfm](http://www.eia.doe.gov/energy_in_brief/energy_subsidies.cfm)>. Acesso em 28 mai. 2018.

ENERGIA, Eudora. Desenvolvimento e implantação de uma planta termossolar de 0,25 MW: Etapa 7. Campinas: 2018. 189 p.

EPE, 2017. Balanço Energético Nacional 2017. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Balanco-Energetico-Nacional-2017>>. Acesso em 10 out. 2019.

FERNÁNDEZ-GARCÍA, A. et al. Parabolic-trough solar collectors and their applications. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 14, n. 7, p. 1695-1721, set. 2010.

FLURI, T. P., 2009. The potential of concentrating solar power in South Africa. Energy Policy 37, pp. 5075-5080.

FOLHA DE SÃO PAULO, 2021. Chile inaugura Cerro Dominador, a primeira central de energia termossolar da América Latina. Disponível em: <<https://www1.folha.uol.com.br/mercado/2021/06/chile-inaugura-cerro-dominador-a-primeira-central-de-energia-termossolar-da-america-latina.shtml>>. Acesso em 25 abr. 2022.

GAZOLI, J. R. et al. Dimensionamento Básico Do Campo Solar De Concentradores CilindroParabólico Da Usina Termosolar Porto Primavera. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, p. 10, 2018.

HACHICHA, A. A. et al. A review study on the modeling of high-temperature solar thermal collector systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 112, p. 280–298, 2019.

HO, Clifford K. *Software and Codes for Analysis of Concentrating Solar Power Technologies*. Sandia National Laboratories, United States Department of Energy's National Nuclear Security Administration. California, 2008. Disponível em: <<http://www.solarthermalworld.org/files/software%20and%20codes.pdf?download>>. Acesso em 24 jan. 2022.

IBICT – INSTITUTO BRASILEIRO DE INFORMAÇÃO EM CIÊNCIA E TECNOLOGIA. Plataforma Online de Energia Heliotérmica. 2018. Disponível em: <<http://energiaheliotermica.gov.br/pt-br>>. Acesso em 15 mai. 2018.

ILDEFONSO, L. F. N. Avaliação técnica-econômica da utilização de diferentes fluidos térmicos em uma usina de concentração solar do tipo Calha Parabólica de 100 MWe. Belo Horizonte: UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS, 2019.

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

IEA, “Technology Roadmap Solar Thermal Electricity,” *Int. Energy Agency*, p. 52, 2014.

IEA, 2021. *Concentrated Solar Power (CSP)*. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/concentrated-solar-power-csp>>. Acesso em 12 mai. 2022.

INPE, 2017. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais. Disponível em: <<https://www.gov.br/inpe/pt-br>>. Acesso em 15 mai. 2018.

IRENA (2020), *Renewable Power Generation Costs in 2019*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA (2021). Global LCOE and Auction values. (n.d.). Retrieved January 10, 2022. Disponível em: <<https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Costs/Global-LCOE-and-Auction-values>>. Acesso em 06 jun. 2022.

IZQUIERDO, S. et al. Analysis of CSP plants for the definition of energy policies: the influence on electricity cost of solar multiples, capacity factors and energy storage. *Energy Policy*, v. 38, n. 10, p. 6215-6221, 2010.

KALOGIROU, S. A., 2009. *Solar energy engineering: processes and systems*. 1ª edição, Academic Press, Elsevier, EUA.

KALOGIROU, S. A., 2016. *Engenharia de Energia Solar: Processos e Sistemas*. Disponível em: <<https://www.evolution.com.br/product/engenharia-de-energia-solar>>. Acesso em 15 mai. 2018.

KAMAL, Wafik A. Solar Water Pumping: an analytical overview. *Engineering Journal of Qatar University*. Qatar, v. 1, 1988. Disponível em: <[http://qspace.qu.edu.qa/bitstream/handle/10576/7914/06-88-1-09\\_fulltext.pdf?sequence=3](http://qspace.qu.edu.qa/bitstream/handle/10576/7914/06-88-1-09_fulltext.pdf?sequence=3)>. Acesso em 28 mai. 2018.

LIBBY, C. & BEDARD, R.(orgs). *New Mexico Central Station Solar Power: Summary Report*. Electric Power Research Institute (EPRI), 2008. Disponível em: <[http://www.energytoolbox.org/gcre/bibliography/97\\_NM\\_CSP\\_Study.pdf](http://www.energytoolbox.org/gcre/bibliography/97_NM_CSP_Study.pdf)>. Acesso em 15 mai. 2018.

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

LOVEGROVE, K.; WYDER, J.; AGRAWAL, A. et al. *Concentrating Solar Power in India*. Australia: Department of Climate and Energy Efficiency, 2011. Disponível em: <<http://pt.scribd.com/doc/59281715/CSP-Report>>. Acesso em 20 jan. 2022.

MALAGUETA, D. C. Avaliação de Alternativas para Introdução da Geração Elétrica Termossolar na Matriz Energética Brasileira. Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, PPE/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil. [S.l.]: [s.n.], 2013.

MINISTERIO DE CIENCIA E INNOVACIÓN, 2011. La Plataforma Solar de Almería (PSA), Gobierno de España. Disponível em: <[www.psa.es/webesp/index.php](http://www.psa.es/webesp/index.php)>. Acesso em 16 mai. 2018.

M. Liu, N. H. Steven Tay, S. Bell, M. Belusko, R. Jacob, G. Will, W. Saman, and F. Bruno, “Review on concentrating solar power plants and new developments in high temperature thermal energy storage technologies,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 53, pp. 1411–1432, 2016.

MONTES, M. J.; ABÁNADES, A.; MARTÍNEZ-VAL, J. M. Performance of a direct steam generation solar thermal power plant for electricity production as a function of the solar multiple. *Solar Energy*, v. 83, n. 5, p. 679-689, 2009.

National Renewable Energy Laboratory, 2022. Concentrating Solar Power Projects. Disponível em: <<https://solarpaces.nrel.gov/>>. Acesso em 23 mar. 2022.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL). Parabolic trough thermal energy storage technology: trough net parabolic trough solar power network. [S. l.]: NREL, 2011 Disponível em: <[http://www.nrel.gov/csp/troughnet/thermal\\_energy\\_storage.html](http://www.nrel.gov/csp/troughnet/thermal_energy_storage.html)>. Acesso em 7 jun. 2022.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL). Help do SAM 2020.11.29. [S. l.]: NREL, 2022. Disponível em: <<https://sam.nrel.gov/>>. Acesso em 10 jun. 2022.

NEVES, C. E. V., Rodrigues, I. A., & Porto, M. C. Guia de Gerenciamento de Riscos de Obras Rodoviárias - Fundamentos. Ministério dos Transportes. Departamento Nacional de Infraestrutura de Transportes. Diretoria Executiva - Gerência de Riscos, 2013.

NOGUEIRA, R. M. Viabilidade Econômica da Energia Heliotérmica em Santa Catarina. Universidade Federal de Santa Catarina, 2017.



NREL, 2005. Potential for Renewable Energy in the San Diego Region. San Diego, California: National Renewable Energy Laboratory NREL.

NREL Geospatial Data Science. NSRDB, 2019. Data Viewer-Layer: Multi Year PSM DNI

Oliveira Filho, C.M. Metodologia para Estudo de Implantação de uma Usina Heliotérmica de Receptor Central no Brasil. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2014.

PADOVEZE, Clóvis Luís. Controladoria estratégica e operacional: conceitos, estrutura, aplicação / Clóvis Luís Padoveze. – 3. Ed. Rev. E atual. – São Paulo: Cengage Learning, 2015.

PASSOS, E. S.; FRAGOSO, M. R. Estudo da Viabilidade Econômica de Uma Usina Heliotérmica com Armazenamento de Energia. Curitiba: Universidade Tecnológica Federal do Paraná - Câmpus de Curitiba - Curso de Engenharia Elétrica, 2020.

PATNODE, Angela M. Simulation and Performance Evaluation of Parabolic Trough Solar Power Plants. Master of Science (Mechanical Engineering) – University of Wisconsin-Madison, United States, 2006. Disponível em: <[https://www.nrel.gov/analysis/sam/pdfs/thesis\\_patnode06.pdf](https://www.nrel.gov/analysis/sam/pdfs/thesis_patnode06.pdf)>. Acesso em 20 jan. 2022.

PEREIRA, J. LCOE de sistemas fotovoltaicos: Como e por que calcular? Solaredge.com, 2020. Disponível em: <<https://www.solaredge.com/br/solaredge-blog/lcoe-sistemas-fotovoltaicos-como-calculas>>. Acesso em 05 jun. 2022.

PetroNotícias, 2022. CESP inaugurou a primeira usina termossolar do país, em São Paulo. Disponível em: <<https://petronoticias.com.br/cesp-inaugurou-a-primeira-usina-termossolar-do-pais-em-sao-paulo/>>. Acesso em 15 abr. 2022.

PHILIBERT, C., FRANKL, P., DOBROTKOVA, Z. Technology roadmap: Concentrating Solar Power. Internacional Energy Agency (IEA), 2010. Disponível em: <[https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/csp\\_roadmap.pdf](https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/csp_roadmap.pdf)>. Acesso em 22 mai. 2018.

PITZ-PAAL, R. CSP: challenges and market opportunities. Bangkok: DLR, 2019.

PITZ-PAAL, R.; GIULIANO, S.; WITTMANN, M. Concepts for cost reduction in CSP power plants. (H. Bruhns, Ed.) Energie Erzeugung, Netze, Nutzung – Vorträge auf der DPG Frühjahrstagung. Anais... In: DPG FRÜHJAHRSTAGUNG 2015. Berlin: Deutsche Physikalische Gesellschaft, set. 2015. Disponível em: <<https://elib.dlr.de/100378>>. Acesso em 7 jun. 2022.

Plataforma Online de Heliotermia. Disponível em <[energiaheliotermica.gov.br](http://energiaheliotermica.gov.br)>. Acesso em 18 mai. 2018.

PRICE, H. A Parabolic Trough Solar Power Plant Simulation Model. National Renewable Energy Laboratory. Hawaii, 2003. Disponível em: <[http://www.nrel.gov/csp/troughnet/pubs\\_models\\_tools.html](http://www.nrel.gov/csp/troughnet/pubs_models_tools.html)>. Acesso em 23 jan. 2022.

Projeto Energia Heliotérmica. (2014). Tower CSP Technology – State of the Art and Market Overview. Apostila. Cooperação Alemã; Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação.

PSA. Plataforma solar de Almería: annual report 2015. Almería, Espanha: PSA – Ciemat, 2015. Disponível em: <[http://www.psa.es/es/techrep/2015/ANNUAL\\_REPORT\\_2015.pdf](http://www.psa.es/es/techrep/2015/ANNUAL_REPORT_2015.pdf)>. Acesso em 10 mai. 2022.

RAGHEB, M. Historical Perspective. University of Illinois at Urbana-champaign, Estados Unidos, 2011. Disponível em: <<https://netfiles.uiuc.edu/mragheb/www/NPRE%20498ES%20Energy%20Storage%20Systems/Historical%20Perspective.pdf>>. Acesso em 15 mai. 2018.

REN21. Renewables 2019 Global Status Report (GSR 2019). Disponível em: <<https://www.ren21.net>> REN 21, 2019>. Acesso em 11 mai. 2022.

RICHTER, Christoph, TESKE, Sven, SHORT, Rebecca. Concentrating Solar Power – Global Outlook 2009: Why Renewable Energy is Hot. Greenpeace International. Amsterdam, 2009. Disponível em: <<http://www.greenpeace.org/raw/content/international/press/reports/concentratingsolarpower-2009.pdf>>. Acesso em 18 mai. 2018.

SAM/NREL, 2011. Software System Advisor Model (SAM), versão 2011.6.30. Disponível em: <<https://sam.nrel.gov/>>. Acesso em 22 mai. 2018.

SAM/NREL, 2022. Software System Advisor Model (SAM), versão 2020.11.29. Disponível em: <<https://sam.nrel.gov/>>. Acesso em 19 jan. 2022.

SANTAMARTA, J. The cost of Concentrated Solar Power declined by 16%. HELIOSCSP, 2021. Disponível em: <<https://helioscsp.com/the-cost-of-concentratedsolar-power-declined-by-16/>>. Acesso em 04 jun. 2022.

SANT'ANNA, A. Projeto inédito desenvolvido por FURNAS permitirá geração de energia elétrica a partir de sistema solar heliotérmico, 2021. Disponível em: <<https://www.furnas.com.br/noticia/103/noticias/1627>>. Acesso em 13 jan. de 2022.

SolarPACES, 2021. CSP ao Redor do Mundo. Disponível em <<https://www.solarpaces.org/csp-technologies/csp-projects-around-the-world/>>. Acesso em 25 mar. 2022.

SOLINOVA. Projeto SMILE. Disponível em: <<https://solinova.com.br/projeto-smile>>. Acesso em 24 out. 2021.

SORIA, R. Cenários de geração de eletricidade a partir de geradores heliotérmicos no Brasil: a influência do armazenamento de calor e da hibridização. 2011. Dissertação (Mestrado em Planejamento Estratégico) – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011. Disponível em: <[http://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/mestrado/Rafael\\_Andr%C3%A9s.pdf](http://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/mestrado/Rafael_Andr%C3%A9s.pdf)>. Acesso em 10 jun. 2022.

SORIA, R. et al. Hybrid concentrated solar power (CSP): biomass plants in a semiarid region – a strategy for CSP deployment in Brazil. *Energy Policy*, v. 86, p. 57-72, nov. 2015.

SORIA, R.; SCHAEFFER, R.; SZKLO, A. Configurações para operação de plantas heliotérmicas CSP com armazenamento de calor e hibridização no Brasil. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 5., 2014, Recife. Anais [...]. Recife: CBENS, 2014.

STEIN, W.; LOVEGROVE, K. Concentrating solar power technology: Principles, developments and applications. [S.l.]: Woodhead, 2012.

SUNSHOT. SunShot Vision Study. [S.l.]: [s.n.], 2012.

TAYLOR, M., 2008. Beyond technology-push and demand-pull: Lessons from California's solar policy. *Energy Economics*, n. 30, p. 2829-2854. The Andasol Solar Power Station Project, 2010. Disponível em acesso em <<https://www.power-technology.com/projects/andasolsolarpower/>>. Acesso em 24 mai. 2018.

TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno. Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica. (Coord.). EPE: Rio de Janeiro, 2016.

TRIEB, F.; SCHILLINGS, C.; O'SULLIVAN, M.; PREGGER, T.; HOYER-KLICK, C. 2009. Global potential of concentrating solar power. In: SolarPACES Conference, Berlin, Germany, 15-18 September 2009.

TURCHI, Craig S. et al. CSP Systems Analysis – Final Project Report. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-5500-72856, 2019. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/72856.pdf>>. Acesso em 10 jun. 2022.

UMMEL, K. Concentrating Solar Power in China and India: A spatial Analysis of Technical Potential and the Cost of Deployment. Washington, D.C.: Center for Global Development, 2010. Disponível em: <[http://www.cgdev.org/files/1424287\\_file\\_Ummel\\_ChinaIndiaCSP\\_FINAL.pdf](http://www.cgdev.org/files/1424287_file_Ummel_ChinaIndiaCSP_FINAL.pdf)>. Acesso em 24 jan. 2022.

VIEBAHN, P.; LECHON, Y.; TRIEB, F., 2011. The potential role of concentrated solar power (CSP) in Africa and Europe--A dynamic assessment of technology development, cost development and life cycle inventories until 2050. *Energy Policy*, v. 39, n. 8, p. 4420–4430.

VIEIRA, L.R.S., GUIMARÃES, A.P.C, BEZERRA. L.B., SERRA, E.T.I., FILHO, J.B.M., Estudo de Localização de uma Central Heliotérmica de 1MW na região do semiárido brasileiro, V Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferência Latino-Americana da ISES – São Paulo, 2012.

WANG, A., Han, X., Liu, M., Yan, J., & Liu, J. (2019). Thermodynamic and economic analyses of a parabolic trough concentrating solar power plant under off-design conditions. *Applied Thermal Engineering*, 156, 340–350. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2019.04.062>>. Acesso em 9 jun. 2022.

ZHANG, H. L.; BAEYENS, J.; DEGRÈVE, J.; CACÈRES, G. 2013. Concentrated solar power plants: Review and design methodology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Leuven, Belgium, n. 22, p. 466-481, Mar. 2013.

ZHU Guangdong, WENDELIN Tim, WAGNER Michael J., KUTSCHER Chuck. History, current state, and future of linear Fresnel concentrating solar collectors. *Science Direct*, 2013.