



Universidade de Brasília - UnB

Análise Técnica e Econômica de Hibridização de Usinas  
Heliotérmicas com Usinas Fotovoltaicas na Região Nordeste do  
Brasil

Rafael Bergamo Moraes

Brasília, Julho de 2023

Trabalho de Conclusão de Curso (TCC)  
Graduação em Engenharia Elétrica

**Rafael Bergamo Moraes**

**Análise Técnica e Econômica de Híbridização de Usinas Heliotérmicas com Usinas Fotovoltaicas na Região Nordeste do Brasil**

Orientador(a): Prof. Dr. Fernando Cardoso Melo

Projeto apresentado para o Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade de Brasília como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

**Brasília  
2023**

# Ficha Catalográfica

---

Bergamo Moraes, Rafael

Análise Técnica e Econômica de Hibridização de Usinas Heliotérmicas com Usinas Fotovoltaicas na Região Nordeste do Brasil. / Rafael Bergamo Moraes; orientador Fernando Cardoso Melo. – Brasília, 2023. X p.

Monografia (Graduação - Engenharia Elétrica) - - Universidade de Brasília, 2023.

1. Heliotérmica 2. Hibridização. 3. Energia Solar.

---

## Resumo

A geração de energia elétrica de forma limpa e despachável é um dos principais desafios do século XXI. As usinas heliotérmicas possuem essas características, todavia, o custo alto de suas instalações têm se mostrado um desafio. Portanto, o principal objetivo do trabalho é avaliar a instalação de usinas heliotérmicas de diferentes potências hibridizadas com uma usina fotovoltaica para melhorar o retorno econômico e torná-las viáveis. Assim sendo, faz-se uso de simulações para avaliar a geração das usinas e empregam-se modelos matemáticos para avaliar seus potenciais de retorno na realidade brasileira. Concluiu-se que, nas condições econômicas adotadas no trabalho, as usinas heliotérmicas precisavam ser combinadas com fotovoltaicas de porte maior para serem viáveis. Complementarmente, verificou-se que as condições climáticas do nordeste brasileiro são ideais para a instalação de plantas solares como um todo. O trabalho pode ser usado como ponto de partida para a hibridização das usinas heliotérmicas com outras tecnologias.

# Abstract

The production of dispatchable clean energy is one of the main challenges of the 21st century. The concentrated solar power plants have those characteristics, however, their high costs of installation have been a major problem to their adoption. Therefore, the main objective of this work is to evaluate the installation of concentrated solar power plants of different sizes combining their power generation with a photovoltaic power plant with the intent of making this combination economically viable. That being the case, simulations are used to evaluate the power generation in Brazil and the economic return is calculated. In conclusion, with the economic parameters utilised, the concentrated solar power plants had to be hybridised with photovoltaic power plants of bigger size in order of being viable economically. In addition, it was verified that the climatic conditions of the Brazilian northeast region are suitable for the adoption of solar power plants.

# Dedicatória

Às pessoas que buscam um futuro melhor e acreditam em soluções inovadoras para a transição da matriz energética.

# Agradecimentos

Primeiramente, gostaria de agradecer à minha família. Aos meus pais, Márcio e Ana Paula, meu irmão Lucas, meu avô Pedro e minhas avós, Márcia e Lucimar, minha madrinha (que me ajudou no texto), que me deram todo o suporte necessário para priorizar meus estudos e me apoiaram em todas as minhas escolhas. E por todo o amor com que me criaram e me deram forças para continuar.

À minha namorada, Paulinha, por ter me acompanhado durante meus altos e baixos, por ter me apoiado e revisado o texto. Também pela paciência nesse período de final de curso e a compreensão. E mais importante, pelo amor e felicidade que me ofereceu sempre.

Obrigado aos amigos Artur, Candido, Delezuk e Mota. Amizades que levo pela vida, que são muito importantes para mim e me apoiaram pela graduação.

Agradeço à ENETEC por todo o conhecimento que a empresa júnior me proporcionou, as oportunidades que apareceram devido à ela e principalmente pelas pessoas que lá conheci. Em especial, os membros da Rapina: Brenno, Vítor, Brant, Amandinha, João, Brown e Gustavinho. Gostaria de agradecer também aos amigos: Franklin, Vinícius, Helena, Rafa, Nareto, Paola, Gustavo Hosoe, Julinha, Laurinha, Thiaguinho, Luquinhas e Anne.

Sou grato aos amigos do meu semestre por toda ajuda e companheirismo ao passar pelas dificuldades da graduação. Em especial, Breno, Benhur, César, Leo e Gian. Além dos amigos que fiz pelo curso: Railson, Li, Ferreira, De Melo, Waltinho e Hosken.

Por fim, gostaria de agradecer ao Prof. Dr. Fernando Cardoso Melo por todo o apoio para a realização do trabalho, por acreditar na ideia apresentada, pelas conversas que duraram mais que o planejado e pelo acompanhamento. Foi essencial para a finalização da graduação.

## Lista de Figuras

1	LCOE das energias renováveis e porcentagem de adoção. Fonte:(IPCC, 2022). . .	10
2	LCOE Fotovoltaica e Heliotérmica. Fonte:(IPCC, 2022). . . . .	11
3	Esquema de conversão de energia solar. Fonte: (LODI, 2011, adaptado) . . . . .	13
4	Tipos de concentradores. Fonte:(NJORE MARK M., 2021). . . . .	14
5	Usina Puerto Errado, na Espanha (TSK, 2023). . . . .	15
6	Projeto Solar Maricopa, nos Estados Unidos. Fonte: (RESEARCHGATE, 2023) .	15
7	Parque Solar Kathu, na África do Sul. Fonte: (PARK, 2023) . . . . .	16
8	Usina Solar Cerro Dominador, no Chile. Fonte:(CERRO, 2023). . . . .	17
9	Mapa de Irradiação Global Horizontal - Média Anual. Fonte:(PEREIRA E. B.; MAR- TINS, 2017). . . . .	18
10	Esquemático do ciclo térmico de uma usina de calhas parabólicas adaptado. Fonte:(NREL, 2023c). . . . .	19
11	Mapa dos Projetos. Fonte:(NREL, 2023b). . . . .	20
12	Projeto P&D Termosolar-CESP Porto Primavera, no estado de São Paulo. Fonte:(CESP, 2017). . . . .	21
13	Área a ser ocupada pelo projeto da CHESF. Fonte:(FILHO, 2019). . . . .	22
14	Sistema fotovoltaico em Brasília. Acervo Pessoal. . . . .	23
15	Fluxograma do Trabalho. Fonte: Dados do próprio autor. . . . .	28
16	Tela inicial do SAM traduzida. . . . .	30
17	Controle de despacho no SAM (traduzido) . . . . .	35
18	Projeto de Sistema da planta de 50,7MW. . . . .	40
19	Campo Solar do sistema de 100MW. . . . .	41
20	Campo Solar do sistema de 50,7MW. . . . .	41
21	Campo Solar do sistema de 25,28MW. . . . .	42
22	Controle de despacho das usinas de calha parabólica. . . . .	46
23	Curvas mensais de DNI (azul) e GHI (laranja) para Patos. . . . .	48
24	Curvas mensais de temperatura do bubo seco (azul) e úmido (laranja) para Patos.	49
25	Curvas mensais de velocidade média do vento para Patos. . . . .	49
26	Curvas mensais médias de geração de potência (azul) e irradiação normal direta (laranja) da usina torre central de 100MW. . . . .	50

---

27	Curvas anual média de geração de potência (azul) e irradiação normal direta (laranja) da usina torre central de 100MW. . . . .	51
28	Curvas mensais médias de geração de potência (azul) e irradiação normal direta (laranja) da usina torre central de 50,7MW. . . . .	51
29	Curvas anual média de geração de potência (azul) e irradiação normal direta (laranja) da usina torre central de 50,7MW. . . . .	52
30	Curvas mensais médias de geração de potência (azul) e irradiação normal direta (laranja) da usina torre central de 25,28MW. . . . .	52
31	Curvas anual média de geração de potência (azul) e irradiação normal direta (laranja) da usina torre central de 25,28MW. . . . .	53
32	Curvas mensais médias de geração de potência (azul) e irradiação normal direta (laranja) da usina de calha parabólica de 100MW. . . . .	53
33	Curvas anuais médias de geração de potência (azul) e irradiação normal direta (laranja) da usina de calha parabólica de 100MW. . . . .	54
34	Curvas mensais médias de geração de potência (azul) e irradiação normal direta (laranja) da usina de calha parabólica de 49,5MW. . . . .	54
35	Curvas anuais médias de geração de potência (azul) e irradiação normal direta (laranja) da usina de calha parabólica de 49,5MW . . . . .	55
36	Curvas mensais médias de geração de potência (azul) e irradiação normal direta (laranja) da usina de calha parabólica de 25,2MW. . . . .	55
37	Curvas anuais médias de geração de potência (azul) e irradiação normal direta (laranja) da usina de calha parabólica de 25,2MW. . . . .	56
38	Curvas mensais médias de geração de potência (azul) e irradiação normal direta (laranja) da usina FV de 100MW. . . . .	56
39	Curvas anual médias de geração de potência (azul) e irradiação normal direta (laranja) da usina FV de 100MW. . . . .	57
40	Geração hibridizada da usina torre central de 100MW + usina fotovoltaica de 100MW <sub>p</sub> . . . . .	58
41	Geração hibridizada da usina torre central de 50,7MW + usina fotovoltaica de 100MW <sub>p</sub> . . . . .	58
42	Geração hibridizada da usina torre central de 25,28MW + usina fotovoltaica de 100MW <sub>p</sub> . . . . .	59
43	Geração hibridizada da usina de calha parabólica de 100MW + usina fotovoltaica de 100MW <sub>p</sub> . . . . .	59
44	Geração hibridizada da usina de calha parabólica de 49,5MW + usina fotovoltaica de 100MW <sub>p</sub> . . . . .	60

---

45	Geração hibridizada da usina de calha parabólica de 25,2MW + usina fotovoltaica de 100MW <sub>p</sub> . . . . .	60
46	Fluxo de caixa sem juros da usina torre central de 100MW + usina fotovoltaica de 100MW <sub>p</sub> . . . . .	62
47	Fluxo de caixa sem juros da usina torre central de 50,7MW + usina fotovoltaica de 100MW <sub>p</sub> . . . . .	63
48	Fluxo de caixa sem juros da usina torre central de 25,28MW + usina fotovoltaica de 100MW <sub>p</sub> . . . . .	63
49	Fluxo de caixa sem juros da usina de calha parabólica de 100MW + usina fotovoltaica de 100MW <sub>p</sub> . . . . .	64
50	Fluxo de caixa sem juros da usina de calha parabólica de 49,5MW + usina fotovoltaica de 100MW <sub>p</sub> . . . . .	64
51	Fluxo de caixa sem juros da usina de calha parabólica de 25,2MW + usina fotovoltaica de 100MW <sub>p</sub> . . . . .	65
52	VPL sem juros da usina torre central de 100MW + usina fotovoltaica de 100MW <sub>p</sub> . . . . .	65
53	VPL sem juros da usina torre central de 50,7MW + usina fotovoltaica de 100MW <sub>p</sub> . . . . .	66
54	VPL sem juros da usina torre central de 25,28MW + usina fotovoltaica de 100MW <sub>p</sub> . . . . .	66
55	VPL sem juros da usina de calha parabólica de 100MW + usina fotovoltaica de 100MW <sub>p</sub> . . . . .	67
56	VPL sem juros da usina de calha parabólica de 49,5MW + usina fotovoltaica de 100MW <sub>p</sub> . . . . .	67
57	VPL sem juros da usina de calha parabólica de 25,2MW + usina fotovoltaica de 100MW <sub>p</sub> . . . . .	68
58	Fluxo de caixa descontado da usina torre central de 100MW + usina fotovoltaica de 100MW <sub>p</sub> . . . . .	69
59	Fluxo de caixa descontado da usina torre central de 50,7MW + usina fotovoltaica de 100MW <sub>p</sub> . . . . .	70
60	Fluxo de caixa descontado da usina torre central de 25,28MW + usina fotovoltaica de 100MW <sub>p</sub> . . . . .	71
61	Fluxo de caixa descontado da usina de calha parabólica de 100MW + usina fotovoltaica de 100MW <sub>p</sub> . . . . .	71
62	Fluxo de caixa descontado da usina de calha parabólica de 49,5MW + usina fotovoltaica de 100MW <sub>p</sub> . . . . .	72

---

63	Fluxo de caixa descontado da usina de calha parabólica de $25,2MW$ + usina fotovoltaica de $100MW_p$ . . . . .	72
----	---	----

# Sumário

<b>1 Introdução</b>	9
1.1 Motivação	10
1.2 Justificativa	11
1.3 Objetivos	12
1.4 Estrutura do trabalho	12
<b>2 Revisão Bibliográfica</b>	13
2.1 Usinas Heliotérmicas	13
2.1.1 Princípio de Funcionamento	13
2.1.2 Refletor Linear Fresnel	14
2.1.3 Disco Parabólico	15
2.1.4 Coletor Cilíndrico Parabólico	16
2.1.5 Torre Solar	16
2.2 Campo Solar	17
2.2.1 Irradiação Solar	17
2.3 Ciclo Térmico	18
2.4 Cenário Internacional	19
2.5 Cenário nacional	20
2.5.1 Missão de Início para o Brasil	20
2.5.2 Porto Primavera	21
2.5.3 Centro de Referência em Energia Solar de Petrolina	21
2.6 Usinas Fotovoltaicas	22
2.7 Viabilidade Econômica	24
2.7.1 Fluxo de Caixa	24
2.7.2 Valor Presente Líquido	24
2.7.3 <i>Payback</i> Descontado	25
2.7.4 Custo Nivelado de Energia	25
2.8 Considerações Finais	26
<b>3 Materiais e Métodos</b>	27
3.1 Fluxograma do Trabalho	27

---

3.2	Análise Técnica das Plantas Referências . . . . .	27
3.2.1	Levantamento Bibliográfico . . . . .	27
3.2.2	Levantamento de Dados Técnicos e Climáticos das Plantas Referência . . . . .	29
3.2.3	Torre Solar . . . . .	30
3.2.4	Calhas Parabólicas . . . . .	31
3.2.5	Fotovoltaica . . . . .	31
3.2.6	Validação dos dados técnicos . . . . .	32
3.3	Hibridização . . . . .	33
3.4	Otimização no Despacho . . . . .	34
3.5	Análise Econômica da Planta Hibridizada . . . . .	35
3.5.1	Receita Bruta Proveniente da Venda de Energia . . . . .	37
3.6	Considerações Finais . . . . .	37
<b>4</b>	<b>Resultados . . . . .</b>	<b>38</b>
4.1	Considerações Iniciais . . . . .	38
4.2	Plantas de Referência . . . . .	38
4.2.1	Torre Solar . . . . .	38
4.2.2	Calhas Parabólicas . . . . .	43
4.2.3	Fotovoltaica . . . . .	47
4.3	Resultados das Simulações . . . . .	48
4.3.1	Condições do Local de Operação . . . . .	48
4.3.2	Análise Técnica . . . . .	50
4.4	Análise Econômica . . . . .	61
4.5	Considerações Finais . . . . .	73
<b>5</b>	<b>Conclusão . . . . .</b>	<b>74</b>
5.1	Propostas para trabalhos futuros . . . . .	75
	<b>Referências Bibliográficas . . . . .</b>	<b>76</b>

# 1 Introdução

O mundo vive uma crise climática. Não restam dúvidas de que o impacto da exploração humana do planeta está afetando o equilíbrio e a interdependência do meio ambiente e da nossa espécie. Há evidências de que o aquecimento global não ficará abaixo dos 2 °C se as emissões de  $CO_2$  e outros gases que contribuem para o efeito estufa não diminuïrem de forma consistente (IPCC, 2022). As previsões feitas pelo Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (em inglês, "*Intergovernmental Panel on Climate Change*" - IPCC) mostram que para limitarmos o aquecimento médio do globo em 1,5 °C ou pelo menos abaixo dos 2 °C temos que chegar à neutralidade na emissão de carbono no setor elétrico entre 2045 e 2055. (IPCC, 2022)

O relatório também aponta que a demanda por energia cresce anualmente. De 2015 a 2019, o consumo global de energia aumentou em 6,6%. Já as emissões de carbono do setor de energia cresceram 4,6% e a capacidade instalada de usinas movidas a carvão aumentou em 7,6%, observando um crescimento maior que a demanda. Pode-se inferir, portanto, que o crescimento mundial da oferta de energia elétrica ainda ocorre a partir do uso de combustíveis fósseis em sua maior parte, um fator preocupante tendo em vista que devemos alcançar a neutralidade de emissões no setor nos próximos 30 anos. (IPCC, 2022)

Paralelamente ao crescimento do uso do carvão e de outros combustíveis fósseis, o uso das fontes solar fotovoltaica e eólica cresceram rapidamente. A geração fotovoltaica cresceu 170% (para 680  $TWh$ ) e a eólica 70% (para 1420  $TWh$ ), de 2015 a 2019 mundialmente. Elas juntas geraram 8% de toda a energia elétrica mundial em 2019. O Brasil também faz parte desse movimento. Em 2021, foram gerados 72,3  $GWh$  pelas usinas eólicas e 16,7  $GWh$  pelas usinas fotovoltaicas correspondendo a 13,57 % da energia elétrica consumida nacionalmente (EPE, 2022b) (IPCC, 2022).

O aumento da capacidade de geração instalada no Brasil e no mundo é necessário para viabilizar o crescimento econômico e melhorar a qualidade de vida da população. Sendo assim, no Brasil, todo ano a capacidade instalada aumenta de forma a garantir a segurança energética do país. Tomando como base o Anuário Estatístico de Energia Elétrica de 2022 elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), é possível tirar algumas conclusões. Primeiramente, nota-se o aumento da capacidade instalada de fontes renováveis como fotovoltaica e eólica e também o aumento do uso do gás natural; em segundo lugar, nota-se que a capacidade instalada das outras fontes, como hidrelétricas, nucleares e termelétricas que utilizam outros combustíveis não está crescendo. Portanto, o crescimento da nossa capacidade de geração dá-se a partir de duas fontes intermitentes, e uma fonte fóssil, porém despachável (EPE, 2022a).

Em suma, é imprescindível um aumento da capacidade instalada do Brasil a partir de energias renováveis, diversificando a matriz energética e sem prejudicar a capacidade do Sistema Interligado Nacional (SIN) de acompanhar a curva de demanda da carga. Sendo assim, entende-se que a introdução de usinas heliotérmicas no Brasil, um país com grande incidência solar, com demanda crescente de energia e que busca ser protagonista na transição energética, é uma

oportunidade de fazer parte do seleto grupo de países que pesquisam e utilizam essa fonte de energia que é despachável e renovável.

### 1.1 Motivação

A tendência natural de novas tecnologias é de se tornarem mais eficientes e acessíveis. Nos últimos 20 anos, é notável a diminuição do custo das fontes de energia renováveis. Na figura 1, é possível ver que o custo nivelado da eletricidade (em inglês, "*Levelised Cost of Eletricity*" - LCOE), que é uma medida conveniente utilizada para comparar diferentes tipos de tecnologias de geração de energia integrando diversas variáveis necessárias para a avaliação e as resumindo em um único valor: custo por *MWh*, tem diminuído consideravelmente para diversas fontes renováveis. Entre elas, a denominada Energia Solar Concentrada (em inglês, "*Concentrating Solar Power*" - CSP), ela ao contrário das fontes fotovoltaica e eólica que já exigem menos investimentos que qualquer energia fóssil, apenas começou a alcançar as energias fósseis que demandam mais recursos nos anos mais recentes, mas que também tem uma tendência de tornar-se mais economicamente viável e de ter maior adoção, como mostram os gráficos.

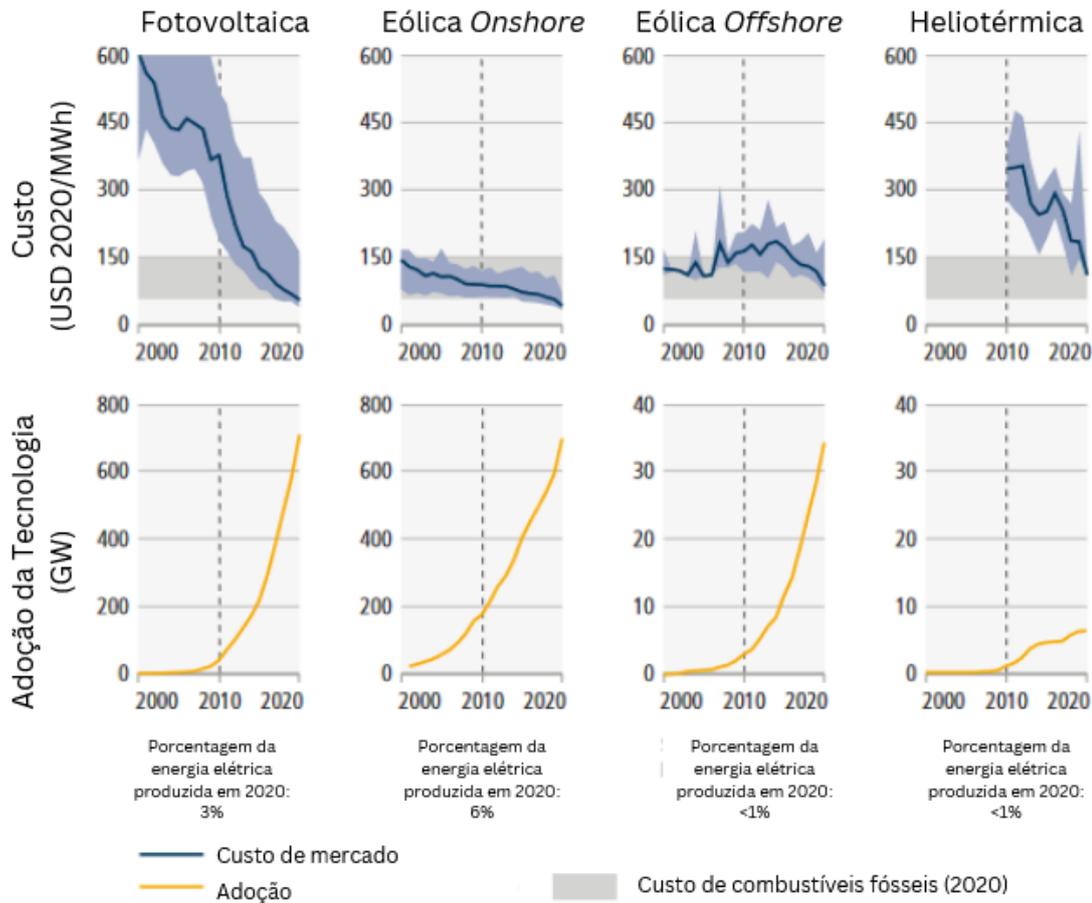


Figura 1: LCOE das energias renováveis e porcentagem de adoção. Fonte:(IPCC, 2022).

Entre os anos de 1980 e 2012, poucas usinas heliotérmicas haviam sido construídas. A partir de 2012, foi construída uma capacidade instalada de 4 *GW* de potência e os custos caíram pela metade. Esse decaimento representa uma queda de aproximadamente 9 % ao ano, enquanto a energia solar fotovoltaica caiu com o dobro da velocidade, conforme pode ser observado nos gráficos da Figura 2. Algumas fontes colocam as usinas heliotérmicas mais recentes ao custo nivelado de eletricidade de USD 1,20 *kWh*, o que coloca a tecnologia como competitiva ao comparar com os combustíveis fósseis mais caros. Além disso, mostram que usinas heliotérmicas têm a perspectiva de se tornarem competitivas em relação às usinas movidas a combustíveis fósseis mais baratos em regiões com maior incidência solar já nos próximos anos, o que pode contribuir significativamente para a transição energética (IPCC, 2022) (LILLIESTAM LANA OLLIER, ).

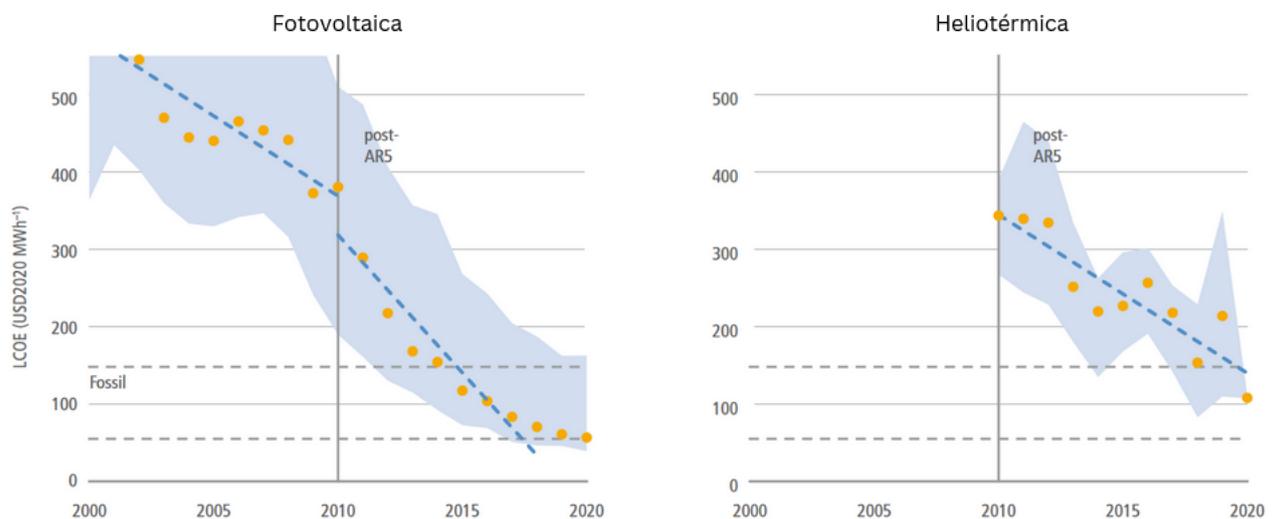


Figura 2: LCOE Fotovoltaica e Heliotérmica. Fonte:(IPCC, 2022).

## 1.2 Justificativa

Levando-se em conta a necessidade de aumentar a capacidade instalada de geração de energia despachável no Brasil, o fato de que o país possui um potencial solar significativo, com regiões do país usufruindo de Sol o ano inteiro e a inevitabilidade da redução da emissão de gases do efeito estufa. Vê-se como uma grande oportunidade a pesquisa e desenvolvimento de usinas heliotérmicas em solo nacional. Colocando-se em perspectiva o seu maior fator de capacidade, se comparado às usinas fotovoltaicas que são intermitentes e não despacháveis (sem o uso de baterias). Com isso, será analisada a complementariedade de uma fonte despachável em relação a uma fonte intermitente (S.BRITO, 2018) (PEREIRA E. B.; MARTINS, 2017).

### 1.3 Objetivos

O trabalho tem como objetivo avaliar a viabilidade técnica e econômica da implementação de uma usina heliotérmica hibridizada com fotovoltaica no nordeste do Brasil. Para isso, serão utilizados os objetivos específicos:

- Contextualizar quanto ao panorama nacional e internacional das usinas heliotérmicas e fotovoltaicas;
- Utilizar metodologia de dimensionamento técnico e econômico para calhas parabólicas e torres solares associados a usinas fotovoltaicas;
- Simular o sistema utilizando a ferramenta gratuita "*System Advisor Model*" (SAM), da NREL;
- Implementar um estudo de caso para a região nordeste do Brasil em que serão contempladas as usinas supracitadas, para fins de verificação de viabilidade técnica e econômica;

### 1.4 Estrutura do trabalho

O trabalho é estruturado da seguinte forma:

Capítulo 2 Revisão Bibliográfica: estudo dos temas que são abordados no trabalho de diversas fontes, visando aprofundar o conhecimento;

Capítulo 3 Materiais e Métodos: apresenta-se o fluxograma do trabalho, assim como a descrição da metodologia utilizada para elaboração do trabalho;

Capítulo 4 Resultados: apresentam-se os resultados obtidos pela metodologia abordada e faz-se uma avaliação;

Capítulo 5 Conclusão: conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

## 2 Revisão Bibliográfica

### 2.1 Usinas Heliotérmicas

As usinas heliotérmicas, também conhecidas como usinas termossolares ou usinas de energia solar concentrada, funcionam com base na concentração dos raios solares no intuito de gerar energia térmica e posteriormente utilizá-la de diversas formas, inclusive para a geração de energia elétrica.

#### 2.1.1 Princípio de Funcionamento

A energia solar heliotérmica, como comentado anteriormente, funciona de forma diferente a uma geração de energia solar fotovoltaica. A primeira envolve várias etapas de conversão de energia, já a segunda envolve apenas a conversão fotovoltaica para energia elétrica, conforme demonstrado na Figura 3 (LODI, 2011).

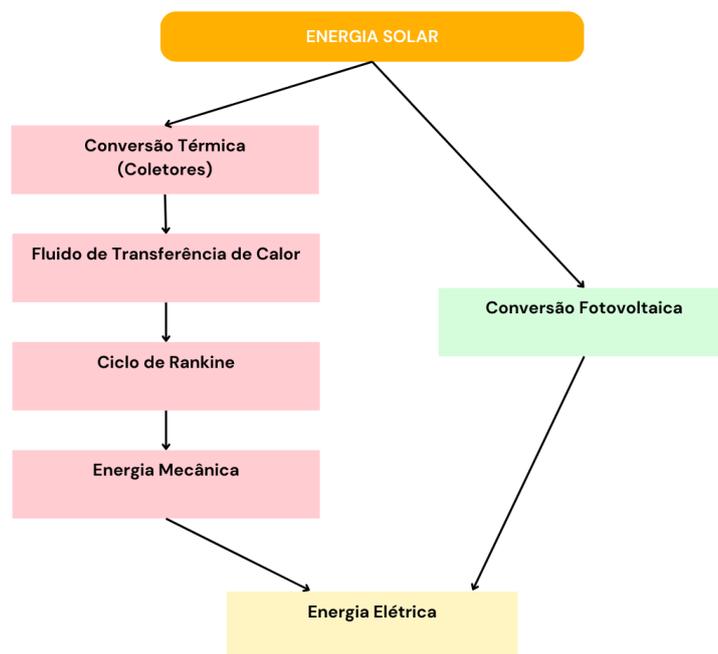


Figura 3: Esquema de conversão de energia solar. Fonte: (LODI, 2011, adaptado)

Sendo assim, a geração de energia solar utilizando concentradores tem um funcionamento similar ao de usinas termelétricas convencionais, com o diferencial de utilizar a energia do sol para o aquecimento, enquanto as usinas convencionais utilizam combustíveis fósseis ou nucleares.

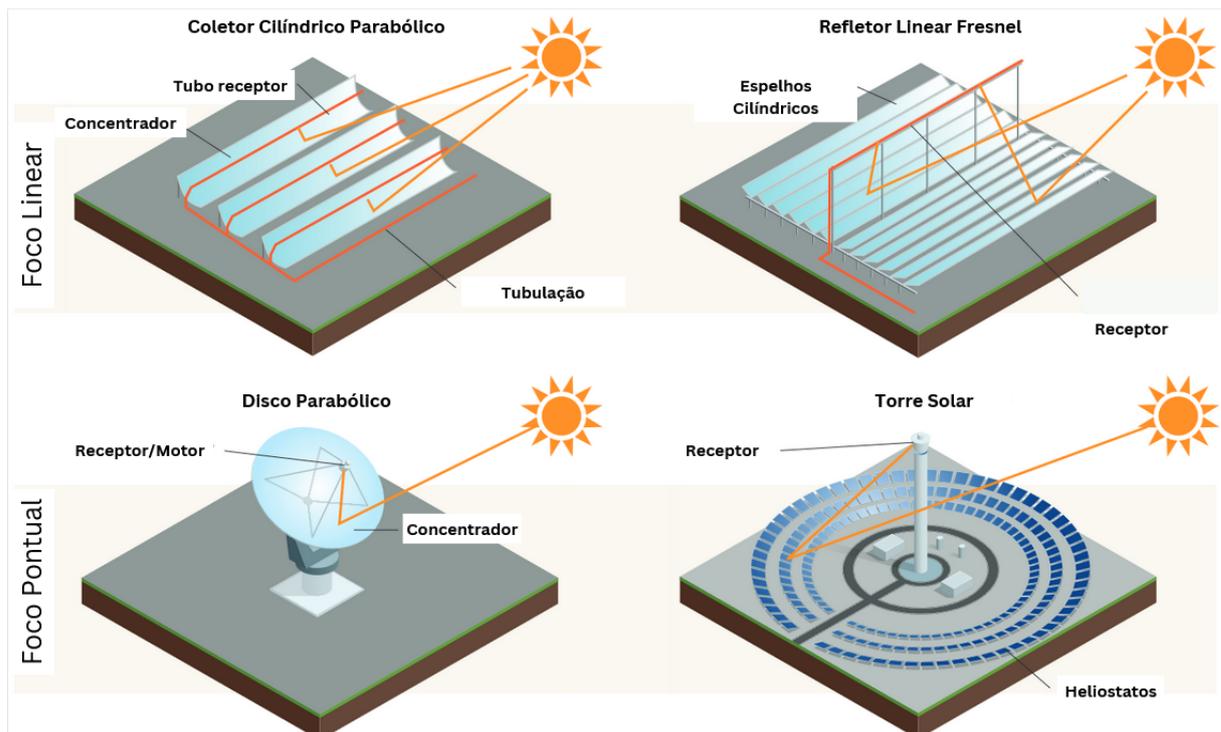


Figura 4: Tipos de concentradores. Fonte:(NJOE MARK M., 2021).

Existem diferentes concentradores que são compostos de receptores e coletores. Os receptores podem ser fixos ou móveis e são responsáveis por receber a luz concentrada. Já os coletores podem ser de foco linear ou pontual e têm o papel de concentrar a luz no receptor (NJOE MARK M., 2021). As diferentes tecnologias podem ser observadas na Figura 4 e serão mais detalhadas a seguir.

### 2.1.2 Refletor Linear Fresnel

Os refletores lineares fresnel aproximam a forma parabólica do coletor cilíndrico. Porém, eles diferem destes ao utilizar espelhos planos ou levemente curvados que refletem a luz solar em direção ao receptor linear que está direcionado para baixo em direção aos refletores de forma fixa (PHILIBERT, 2010).

A principal vantagem da tecnologia é que os receptores fixos e os espelhos planos são modelos simplificados, conseqüentemente, requerem menos investimento e são frequentemente utilizados na geração direta de vapor eliminando a utilização de um fluido de transferência de calor e diminuindo ainda mais os custos. Todavia, essa tecnologia costuma ser menos eficiente que as demais e quando a usina não utiliza um fluido de transferência de calor não é feito um armazenamento de energia térmica, perdendo a característica de ser uma usina despachável (PHILIBERT, 2010).



Figura 5: Usina Puerto Errado, na Espanha (TSK, 2023).

### 2.1.3 Disco Parabólico

Discos parabólicos concentram os raios solares em um ponto focal fixo e a estrutura como um todo se movimenta em busca da melhor orientação com relação ao sol. Essa tecnologia é a mais eficiente na conversão da energia solar para elétrica quando comparada às outras. Porém, elas são limitadas quanto ao tamanho tipicamente chegando a apenas dezenas de  $kWh$  sendo necessária a instalação de centenas ou milhares de discos para uma planta de larga escala, algo pouco explorado comercialmente. No site da "NREL" encontra-se apenas dois projetos de 1,5  $MWh$  que estão desativados (NREL, 2023a)(PHILIBERT, 2010).



Figura 6: Projeto Solar Maricopa, nos Estados Unidos. Fonte: (RESEARCHGATE, 2023)

### 2.1.4 Coletor Cilíndrico Parabólico

Sistemas que utilizam coletores cilíndricos parabólicos (CCP), também chamados de coletores parabólicos em calha, são os mais comuns no mundo e representam 63,2 % dos projetos em escala comercial listados no banco de dados da NREL (NREL, 2023b). Eles são compostos por espelhos curvos que podem medir mais de 100 metros de comprimento e até 8 metros de largura. Esses espelhos concentram a luz solar em um tubo receptor projetado para receber altos níveis de radiação e emitir poucos raios infravermelhos (PHILIBERT, 2010).



Figura 7: Parque Solar Kathu, na África do Sul. Fonte: (PARK, 2023)

### 2.1.5 Torre Solar

O sistema do tipo Torre Solar (TS), ou também sistema de receptor central, faz uso de centenas a milhares de espelhos que refletem os raios solares para o topo de uma torre. Os refletores, portanto, se movimentam durante o dia para continuar refletindo os raios no receptor no topo da torre. Ao concentrar todos os raios em um único ponto, as temperaturas atingidas são bem altas aumentando a eficiência do sistema (PHILIBERT, 2010).

Recentemente, projetos utilizando a tecnologia vêm sendo implementados em diversos países (NREL, 2023b).

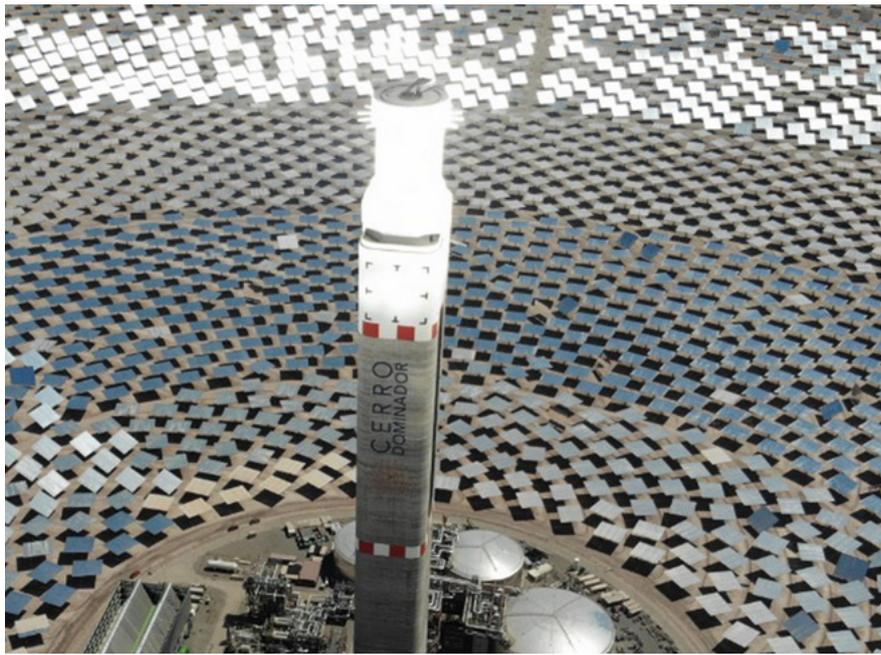


Figura 8: Usina Solar Cerro Dominador, no Chile. Fonte:(CERRO, 2023).

## 2.2 Campo Solar

### 2.2.1 Irradiação Solar

Tendo em vista a importância da energia solar para as plantas analisadas no trabalho, faz-se necessária a distinção dos diferentes conceitos de irradiação solar.

- Irradiação normal direta (DNI): é o principal tipo de radiação considerado ao projetar sistemas heliotérmicos e consiste no feixe luminoso que vem direto do sol e incide perpendicularmente nas superfícies. Uma pequena fração de sua energia é perdida ao entrar na atmosfera devido ao efeito da dispersão (TORRES, 2021);
- Irradiação difusa horizontal (DHI): corresponde à taxa de energia que incide em uma superfície horizontal por unidade de área, em função do espalhamento da luz pela atmosfera (TORRES, 2021);
- Irradiação global Horizontal (GHI): é a soma das componentes DNI e DHI, muito utilizada para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos (TORRES, 2021). A GHI no território brasileiro foi representada na Figura 9.

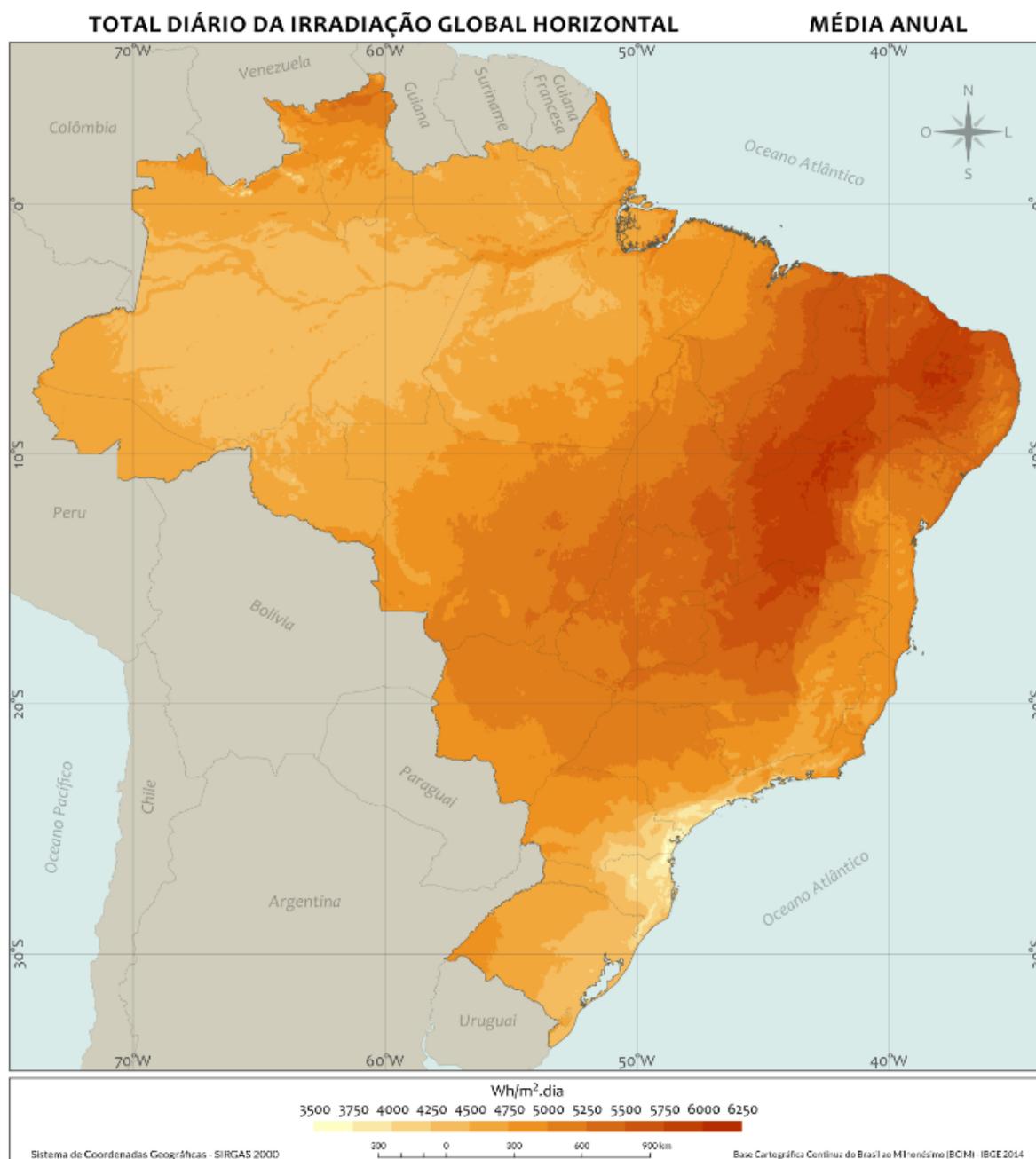


Figura 9: Mapa de Irradiação Global Horizontal - Média Anual. Fonte:(PEREIRA E. B.; MARTINS, 2017).

## 2.3 Ciclo Térmico

Como mostrado no esquemático da Figura 3, as plantas heliotérmicas que possuem armazenamento fazem uso de um ciclo térmico. Esse ciclo usualmente ocorre da seguinte forma: primeiramente, o fluido de transferência de calor (comumente é um óleo ou sal derretido) é aquecido com base na reflexão da luz solar no receptor. Esse fluido agora aquecido pode ser armazenado em um tanque ou utilizado para a geração de vapor através de um trocador de calor. Esse vapor pressurizado passa então por uma turbina que aciona o gerador síncrono. O

vapor então retorna para um condensador e pode ser novamente aquecido no trocador de calor. O fluido de transferência de calor resfriado pode ser então armazenado em um tanque frio ou retornar ao receptor para ser aquecido novamente. A Figura 10 mostra um esquema do ciclo térmico de uma usina de calhas parabólicas.

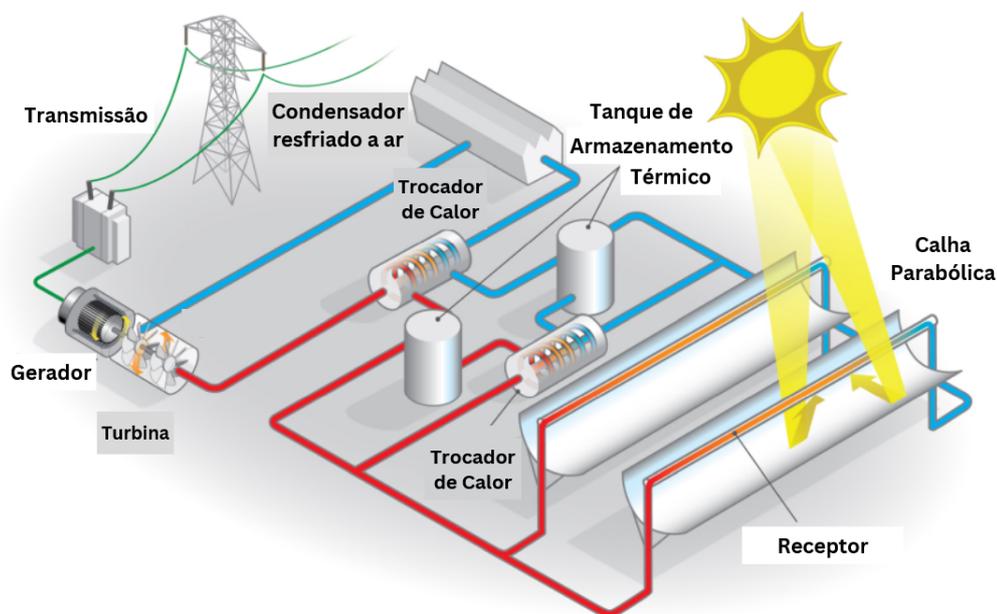


Figura 10: Esquemático do ciclo térmico de uma usina de calhas parabólicas adaptado. Fonte:(NREL, 2023c).

## 2.4 Cenário Internacional

Atualmente existem  $7.475MW$  de potência de usinas heliotérmicas instaladas ou em construção no mundo distribuídos em 23 países. As usinas em construção concentram-se na China, África do Sul, Marrocos, e países localizados na Arábia. Todas as usinas localizam-se em regiões desérticas ou semi-áridas dos respectivos países que têm como característica uma alta radiação solar e um regime de chuvas reduzido potencializando a geração de energia solar (NREL, 2023b). A Figura:11 traz uma visualização do cenário internacional do uso da tecnologia.

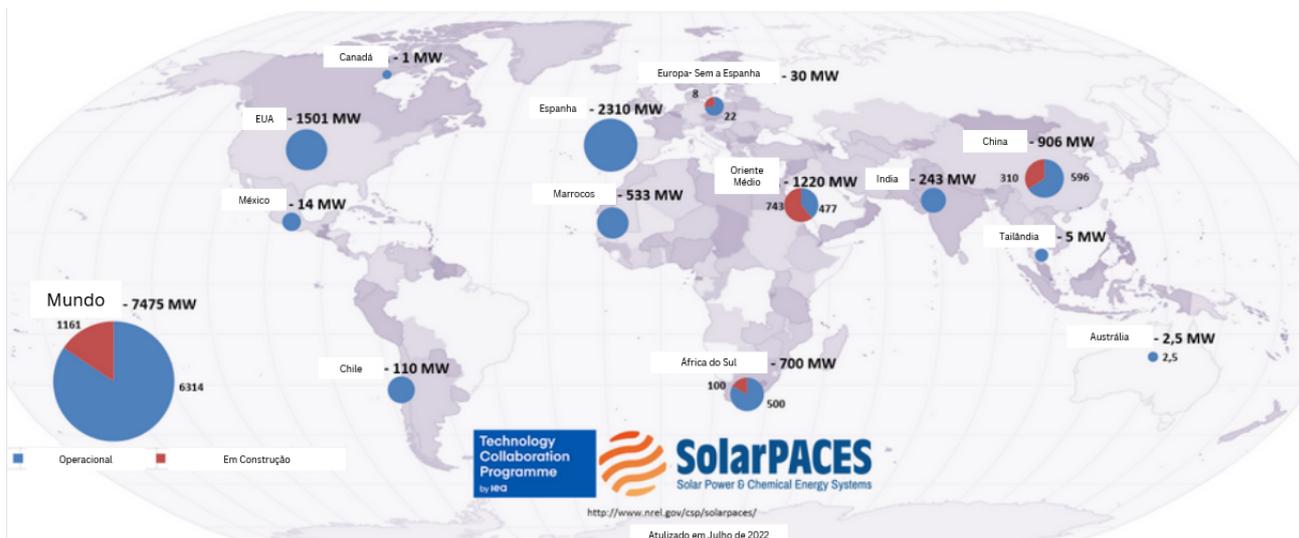


Figura 11: Mapa dos Projetos. Fonte:(NREL, 2023b).

## 2.5 Cenário nacional

O cenário brasileiro de usinas heliotérmicas está limitado a projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D) e simulações a níveis acadêmicos, como a proposta nesse trabalho. Contudo, o interesse na tecnologia, embora não muito contundente, não é recente.

### 2.5.1 Missão de Início para o Brasil

Em Maio de 1997, a *"Solar Power and Chemical Energy Systems"* (*SolarPACES*) em conjunto com a Agência Internacional de Energia (IAE), o Ministério de Minas e Energia do Brasil e o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) lançou a Missão de Início para o Brasil (em inglês *"START Mission to Brazil"*). A missão consistia na vinda de representantes internacionais da IAE e da SolarPACES ao Brasil que visitaram dois possíveis locais para a instalação de campos solares nos municípios de Januária e Itacarambi, onde os representantes analisaram o potencial de implantação de usinas heliotérmicas nos locais visitados. Além disso, foram feitas apresentações e *"workshops"* a respeito de um possível mercado para essas usinas no Brasil assim como apresentações da tecnologia em si, estudos passados de energia térmica-solar, meteorologia brasileira e foram propostas a implantação de usinas utilizando a tecnologia no Brasil, comparando-as com o desempenho em relação às plantas já instaladas em outros países (CORDEIRO, 2004).

A missão, mesmo sendo completa em diversos aspectos, não culminou na implementação de usinas heliotérmicas ou um aumento nas pesquisas relacionadas ao assunto no Brasil.

### 2.5.2 Porto Primavera

O Projeto de P&D Termossolar da Companhia Energética de São Paulo (CESP) Porto Primavera construiu uma pequena usina de 0,5 MW de potência elétrica e 4,1 MWt de potência térmica com capacidade de armazenamento de 1 hora. A tecnologia de concentradores empregada foi a de coletores cilíndricos parabólicos e o fluido de transferência térmica utilizado é um óleo com capacidade de operação em temperaturas de 0°C a 360°C. A tecnologia de geração termelétrica foi uma micro-turbina a vapor (CESP, 2017).



Figura 12: Projeto P&D Termossolar-CESP Porto Primavera, no estado de São Paulo. Fonte:(CESP, 2017).

A usina foi pioneira na implantação da tecnologia no Brasil e contou com o investimento de 57 milhões de reais. O projeto entrou em operação no início do ano de 2022(GLOBO, 2022).

### 2.5.3 Centro de Referência em Energia Solar de Petrolina

A Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF) em conjunto com o Centro de Referência em Energia Solar de Petrolina (CRESP) desenvolveu um P&D utilizando as tecnologias de torre central e de calhas parabólicas na mesma região no município de Petrolina. O projeto prevê a construção de um complexo solar com a instalação de 3 MWp de geração fotovoltaica, a construção de uma planta heliotérmica com torre central e potência elétrica de 0,25 MWe e a construção de uma planta heliotérmica de calhas parabólicas de 1 MWe (FILHO, 2019). O P&D teve início em dezembro de 2019 e teve seu desenvolvimento afetado pela pandemia de COVID 19, dessa forma, não há novas informações a respeito da construção do complexo ou de resultados atingidos.

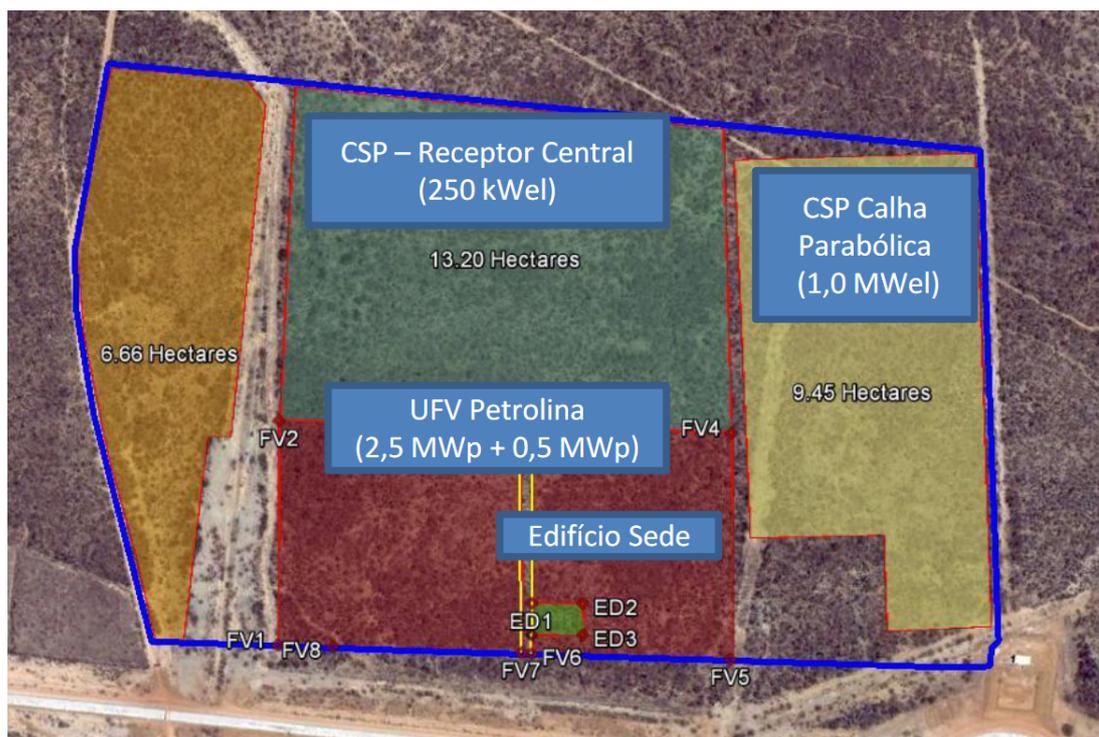


Figura 13: Área a ser ocupada pelo projeto da CHESF. Fonte:(FILHO, 2019).

## 2.6 Usinas Fotovoltaicas

Como comentado anteriormente, as usinas fotovoltaicas convertem diretamente a energia luminosa em energia elétrica por meio do efeito fotoelétrico, ou seja, elas não precisam de fluidos de transferência térmica ou de turbinas a vapor para a conversão de energia. Sua instalação, portanto, requer menos componentes e acaba sendo menos complexa. As plantas fotovoltaicas são classificadas quanto ao tipo de conexão nos terminais do gerador. Elas podem ser *off-grid* ou *on-grid*. No primeiro tipo são classificados sistemas fotovoltaicos que não estão conectados à rede elétrica, em outros termos, sistemas que geralmente possuem alguma forma de armazenamento e suprem demandas isoladas, muito utilizado em pequenas escalas. Já o segundo tipo, engloba todas as usinas que estão conectadas à rede elétrica.

Os sistemas fotovoltaicos são compostos de *strings*, que nada mais são que linhas de módulos fotovoltaicos conectados em série. A conexão dos módulos em série acaba por somar as tensões geradas pelos módulos, consequentemente a ligação em série necessita de cabos de menor seção pois as correntes geradas serão mais baixas. Contudo, o sombreamento de uma única célula fotovoltaica afeta a série fotovoltaica como um todo, em outras palavras, por conta da natureza da ligação, todas as células fotovoltaicas conectadas em série estarão limitadas pela célula que está gerando menos.

Recentemente, com o barateamento da tecnologia de micro-inversores, está cada vez mais comum a conexão de módulos em paralelo, que possui a desvantagem de requerer um investimento maior, pois os micro-inversores ainda são mais caros que inversores convencionais

e requerem uma maior quantidade de cabos, porém são mais eficientes na geração de energia ao permitir que os módulos gerem a maior quantidade de energia possível individualmente.



Figura 14: Sistema fotovoltaico em Brasília. Acervo Pessoal.

A energia gerada pelo módulo fotovoltaico é em corrente contínua (CC) e é convertida em corrente alternada (CA) com a utilização de um inversor ou micro-inversor. Essa conversão é necessária para a injeção da energia gerada no ponto de acoplamento comum. Além disso, o inversor é responsável por seguir a tensão e frequência da rede no lado CA, pela segurança do sistema e também de maximizar a eficiência que pode ser representada pela equação 2.6.1 (TORRES, 2021).

$$\eta_{inv} = \frac{P_{out}}{P_{in}} = \frac{V_{CA} * I_{CA} * \cos(\phi)}{V_{CC} * I_{CC}} \quad (2.6.1)$$

Em que,

- $P_{out}$ : é a potência de saída;
- $P_{in}$ : é a potência de entrada;
- $V_{CA}$ : é a tensão alternada, ou também, de saída;
- $I_{CA}$ : é a corrente alternada, ou também, de saída;
- $\cos(\phi)$ : é o fator de potência;
- $V_{CC}$ : é a tensão contínua, ou também, de entrada;

- $I_{CC}$ : é a corrente contínua, ou também, de entrada.

Ademais, segundo (KALOGIROU, 2014) o desempenho de um inversor depende de quatro fatores: do ponto de operação, fator de potência, frequência e distorção harmônica da rede. O ponto de operação está relacionado ao fato que o inversor deve gerar a maior quantidade de energia possível dada a irradiação solar disponível e temperatura no local. Nesse sentido, os inversores implementam a tecnologia de rastreadores do ponto de máxima potência (em inglês, *Maximum Power Point Tracking*) - MPPT. Esses controladores mantêm a tensão de operação dentro de um limiar seguro para maximizar a conversão de energia.

## 2.7 Viabilidade Econômica

Esta seção é dedicada a apresentar os conceitos necessários para fazer uma análise da viabilidade econômica de hibridização de usinas heliotérmicas e fotovoltaicas de grande porte. Primeiramente, é preciso entender que a instalação de usinas geradoras de energia requerem um investimento inicial elevado e seu retorno é diluído conforme a geração da energia. Assim, é fundamental estabelecer os mecanismos que serão utilizados para calcular o retorno financeiro e definir sua viabilidade econômica.

### 2.7.1 Fluxo de Caixa

O fluxo de caixa descontado (FCD) é uma das principais metodologias aplicadas para a avaliação do lucro de empresas. Nele são detalhados os custos, despesas, taxa de retorno e tributação de acordo com um período selecionado, sendo possível fazer uma estimativa objetiva próxima à realidade da situação financeira da empresa (OLIVEIRA, 2020). Há dois tipos de fluxo de caixa que diferem na forma de desconto utilizada. São eles:

- Fluxo de Caixa Livre para Acionistas (FCLA): que verifica o retorno de um investimento feito por terceiros, ou seja, as taxas consideradas são referentes às porcentagens dos acionistas (TORRES, 2021);
- Fluxo de Caixa Livre para Empresas (FCLE): que verifica o valor da empresa como um todo (TORRES, 2021).

### 2.7.2 Valor Presente Líquido

O Valor Presente Líquido (VPL), representa a soma de todas as parcelas do fluxo de caixa descontado de uma taxa de desconto. Sendo assim, ele pode ser entendido como a riqueza líquida gerada. Ele pode ser calculado pela seguinte forma (DAMODARAN, 2010):

$$VPL_i = \sum_{t=0}^n \frac{FC_{n(i)}}{(1+r)^t} \quad (2.7.1)$$

Em que,

- $FC_{n(i)}$ : parcela  $n$  do fluxo de caixa;
- $i$ : cenário em análise;
- $r$ : taxa de desconto;
- $n$ : vida útil do sistema.

### 2.7.3 Payback Descontado

O *Payback* Descontado mede o tempo necessário para que o retorno do investimento seja igual ao capital investido, levando-se em conta a mudança do valor do dinheiro com o passar do tempo. Em outras palavras, é quando o VPL descrito pela equação 2.7.1 torna-se nulo. Vale ressaltar que caso o empreendimento não gere lucro a equação nunca se anulará.

### 2.7.4 Custo Nivelado de Energia

O Custo Nivelado de Energia (em inglês, *Levelised Cost of Electricity*) - (LCOE) é uma tentativa de resolver um grande problema encontrado ao planejar a expansão de sistemas elétricos: como comparar o custo da implementação de diferentes tecnologias de geração e pode ser calculado da seguinte forma (GUIMARÃES, 2019):

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (2.7.2)$$

Em que:

- $I_t$  : despesas de investimento no ano  $t$  (incluindo financiamento);
- $M_t$  : despesas de operação e manutenção no ano  $t$ ;
- $F_t$  : despesas com combustível no ano  $t$ ;
- $E_t$  : geração de eletricidade no ano  $t$ ;
- $r$  : taxa de desconto;
- $n$  : vida do sistema.

Da equação 2.7.4, obtém-se um valor em  $MWh/R\$$  independentemente da tecnologia empregada na construção da usina geradora, o que pode servir como um norte na comparação dos custos das diferentes fontes de gerações de energia. Todavia, ela não pode ser o único fator a ser considerado na escolha das fontes de energia, já que ela não considera o fator de capacidade ou a poluição gerada (GUIMARÃES, 2019).

## **2.8 Considerações Finais**

Este capítulo teve como objetivo a apresentação dos conceitos básicos e a contextualização necessários para a um bom entendimento do trabalho. Foi apresentado o panorama nacional e internacional da utilização da tecnologia heliotérmica, assim como o seu funcionamento técnico. Ademais, os conceitos econômicos utilizados no trabalho também foram detalhados.

O próximo capítulo visa demonstrar a metodologia aplicada para o alcance dos objetivos traçados no início do trabalho.

## 3 Materiais e Métodos

### 3.1 Fluxograma do Trabalho

Conforme comentado no tópico 1.4, em que é apresentada a estrutura do trabalho, aqui serão apresentados os materiais e métodos utilizados para a modelagem das usinas heliotérmicas hibridizadas com usinas fotovoltaicas. Para o desenvolvimento do trabalho, seguiu-se o desenvolvimento apresentado na Figura 15 que estrutura os passos seguidos em: entradas, processos e saídas.

Resumidamente, as etapas do trabalho serão:

1. Escolha das usinas externas a serem replicadas no Brasil;
2. Simulação usando o SAM das diferentes tecnologias combinadas;
3. Validação matemática;
4. Análise Econômica;
5. Conclusões.

### 3.2 Análise Técnica das Plantas Referências

#### 3.2.1 Levantamento Bibliográfico

Inicialmente, foi feita uma ampla pesquisa no intuito de entender como a tecnologia heliotérmica está sendo utilizada no mundo e no Brasil para então aplicá-la da melhor forma no Brasil. Sendo assim, fez-se uso dos dados disponibilizados pela NREL e sua lista de projetos heliotérmicos ao redor do mundo que podem ser encontrados em (NREL, 2023b).

Assim, escolhem-se dois projetos de mesma potência ( $100MW$ ) para fins de comparação. Esse valor foi escolhido pela grande variedade de usinas que possuem essa potência atualmente no mundo. Além disso, escolhem-se projetos mais recentes a serem simulados, pois estes possuem maior eficiência e melhor retorno financeiro. Também foi levado em conta a localização dos projetos com relação ao Brasil. Foram priorizados projetos que estavam localizados no hemisfério sul, preferencialmente na América Latina. As tecnologias bases das usinas a serem escolhidas foram as de calhas parabólicas e torres solares pela ampla maioria no mercado atual. Ademais, projetos que preveem a hibridização também foram priorizados.

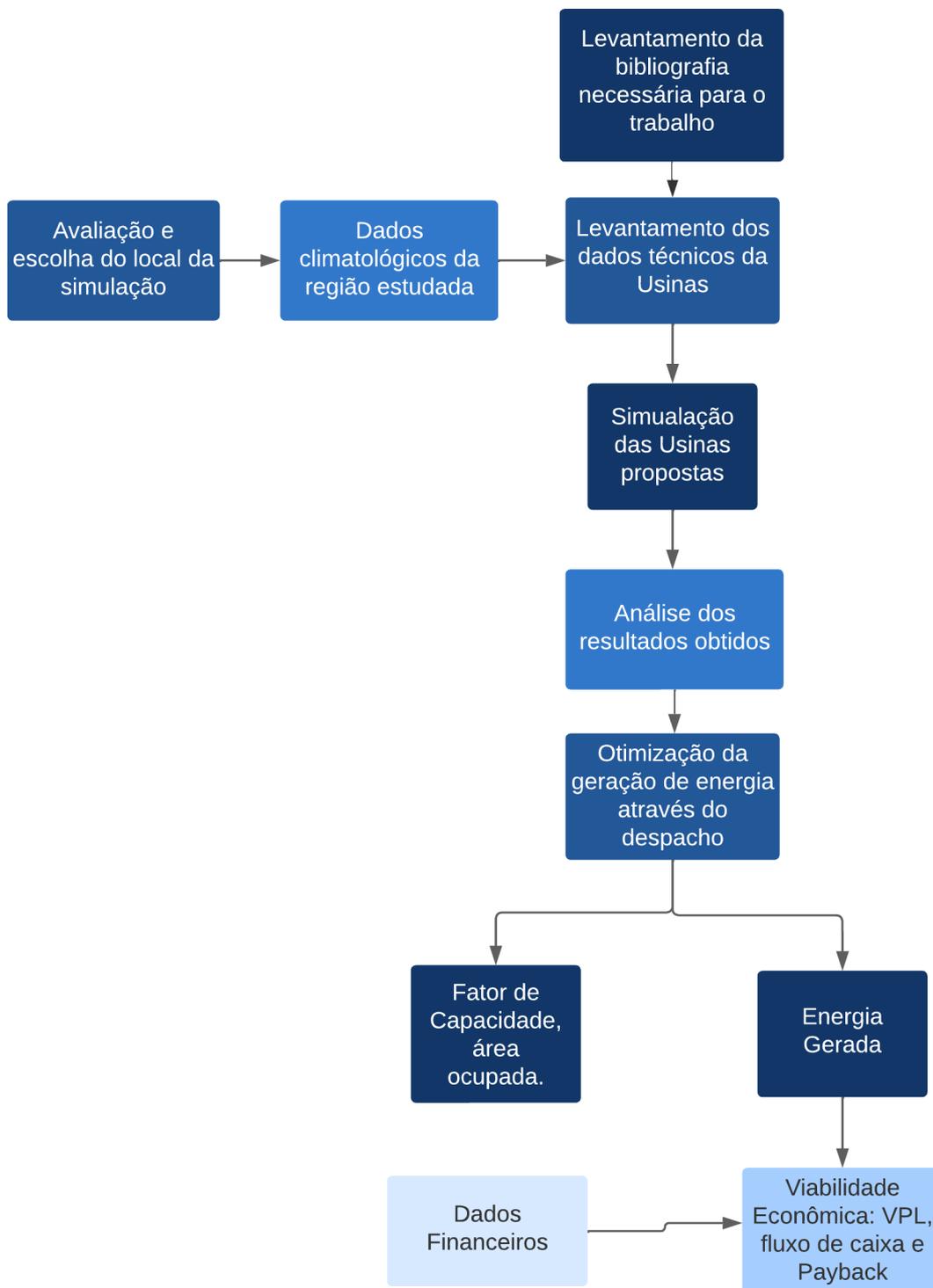


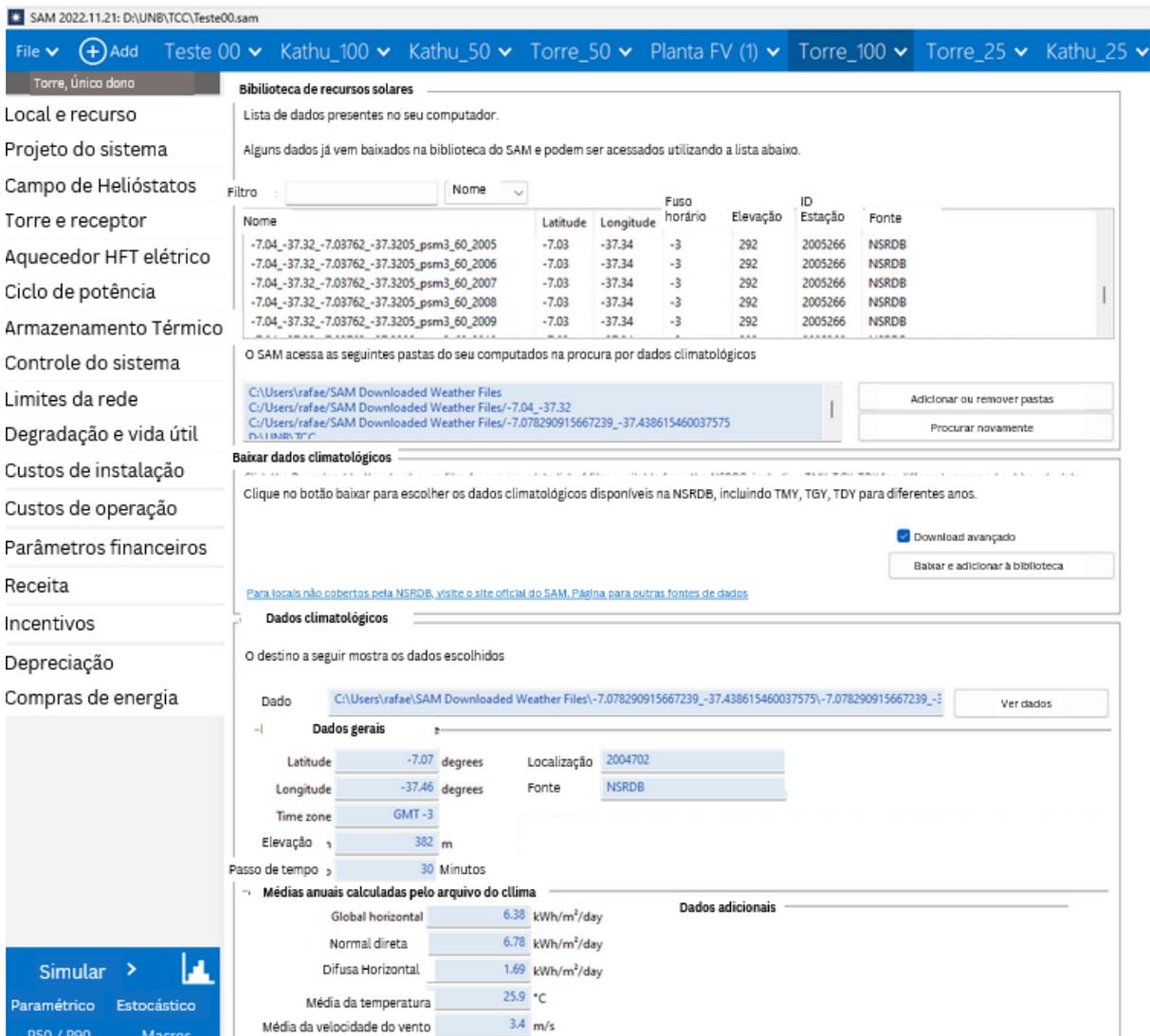
Figura 15: Fluxograma do Trabalho. Fonte: Dados do próprio autor.

### 3.2.2 Levantamento de Dados Técnicos e Climáticos das Plantas Referência

O trabalho visa trazer as usinas heliotérmicas mais próximas à realidade brasileira para simulá-las em solo nacional. Dessa forma, escolhe-se uma região propícia para a instalação dessas usinas avaliando-se a DNI nacional observada na figura 9. Portanto, escolheu-se a região do município de Patos no estado da Paraíba, devido à seu alto nível de irradiação solar direta.

Para o levantamento dos dados meteorológicos, o SAM utiliza dados do tipo Ano Meteorológico Típico (em inglês, "*Typical Meteorological Year*")-TMY, fornecidos por agências de meteorologia ao redor do mundo. Para o trabalho foram utilizados os dados fornecidos pela Biblioteca Nacional de Dados de Radiação Solar (em inglês, "*National Solar Radiation Database*") - NSRDB que são padrões para o SAM. Além desses, foram utilizados os dados fornecidos pela Comissão Europeia e o seu Sistema de Informação Geográfica Fotovoltaica (em inglês, "*Photovoltaic Geographical Information System*") - PVGIS. Os dados foram encontrados no site oficial da Comissão Europeia, ou diretamente do SAM (EUROPEIA, 2023). A tela de visualização inicial do programa pode ser vista na Figura 16.

Tendo em vista o custo elevado das usinas heliotérmicas, também serão simuladas em conjunto usinas fotovoltaicas no intuito de melhorar o retorno econômico do projeto como um todo. Algo que será exposto na seção 3.3.



**Biblioteca de recursos solares**

Lista de dados presentes no seu computador.

Alguns dados já vem baixados na biblioteca do SAM e podem ser acessados utilizando a lista abaixo.

Filtro:  Nome

Nome	Latitude	Longitude	Fuso horário	Elevação	ID Estação	Fonte
-7.04_-37.32_-7.03762_-37.3205_psm3_60_2005	-7.03	-37.34	-3	292	2005266	NSRDB
-7.04_-37.32_-7.03762_-37.3205_psm3_60_2006	-7.03	-37.34	-3	292	2005266	NSRDB
-7.04_-37.32_-7.03762_-37.3205_psm3_60_2007	-7.03	-37.34	-3	292	2005266	NSRDB
-7.04_-37.32_-7.03762_-37.3205_psm3_60_2008	-7.03	-37.34	-3	292	2005266	NSRDB
-7.04_-37.32_-7.03762_-37.3205_psm3_60_2009	-7.03	-37.34	-3	292	2005266	NSRDB

O SAM acessa as seguintes pastas do seu computador na procura por dados climatológicos

C:\Users\rafae\SAM Downloaded Weather Files  
 C:\Users\rafae\SAM Downloaded Weather Files/-7.04\_-37.32  
 C:\Users\rafae\SAM Downloaded Weather Files/-7.078290915667239\_-37.438615460037575

Adicionar ou remover pastas  
 Procurar novamente

**Baixar dados climatológicos**

Clique no botão baixar para escolher os dados climatológicos disponíveis na NSRDB, incluindo TMY, TGY, TDY para diferentes anos.

Download avançado  
 Baixar e adicionar à biblioteca

Para locais não cobertos pela NSRDB, visite o site oficial do SAM. Página para outras fontes de dados

**Dados climatológicos**

O destino a seguir mostra os dados escolhidos

Dado: C:\Users\rafae\SAM Downloaded Weather Files/-7.078290915667239\_-37.438615460037575/-7.078290915667239\_-37.438615460037575 Ver dados

**Dados gerais**

Latitude: -7.07 degrees Localização: 2004702  
 Longitude: -37.46 degrees Fonte: NSRDB  
 Time zone: GMT -3  
 Elevação: 382 m  
 Passo de tempo: 30 Minutos

**Médias anuais calculadas pelo arquivo do clima**

Global horizontal	6.38 kWh/m <sup>2</sup> /day
Normal direta	6.78 kWh/m <sup>2</sup> /day
Difusa Horizontal	1.69 kWh/m <sup>2</sup> /day
Média da temperatura	25.9 °C
Média da velocidade do vento	3.4 m/s

**Dados adicionais**

Figura 16: Tela inicial do SAM traduzida.

### 3.2.3 Torre Solar

A simulação da Torre Solar utilizando o SAM requer a entrada de diversas variáveis. Elas são preenchidas de acordo com os dados obtidos no banco de dados da (NREL, 2023b). Para as entradas que os dados não estavam disponíveis serão utilizados parâmetros padrões. As entradas do programa estão divididas em:

- Projeto de Sistema: nessa seção são colocados os principais parâmetros da simulação, são eles: tempo de armazenagem, DNI projetado, o múltiplo solar, temperaturas dos tanques quentes e frios, a eficiência do ciclo térmico e a potência da turbina;
- Campo de Helióstatos: nessa seção o programa otimiza a configuração do campo de heliostatos da localização do projeto e dos dados fornecidos na seção "Projeto de Sistema", é possível também não utilizar a otimização e alterar nos parâmetros de acordo com a necessidade, contudo, para a simplificação do projeto será utilizada a otimização implementada

no simulador. Além disso, é possível mudar a frequência de lavagem dos refletores, a quantidade de litros da lavagem, mudar as propriedades do helióstato, mudar a atenuação atmosférica, etc;

- Torre e Receptor: aqui são dimensionados a torre e o receptor do projeto, escolhe-se o material a ser utilizado no receptor assim como o fluido de transferência de calor, perdas no receptor e o coeficiente de perda de calor pela tubulação, assim como diversos parâmetros do receptor;
- Armazenamento Térmico: nessa seção, dimensiona-se o tamanho dos tanques de armazenamento assim como suas temperaturas e outros parâmetros.

### 3.2.4 Calhas Parabólicas

Assim como na simulação da torre solar, a simulação de uma usina de calhas parabólicas requer a entrada de diversas variáveis e o processo utilizado é análogo. As entradas do programa estão divididas em:

- Projeto de Sistema: nessa seção são colocadas os principais parâmetros da simulação, eles são: tempo de armazenagem, DNI projetado, o múltiplo solar, temperaturas dos tanques quentes e frios, a eficiência do ciclo térmico e a potência da turbina;
- Campo Solar: nessa seção é possível mudar a orientação dos coletores, mudar a configuração dos "Loops", definir as configurações de lavagem dos coletores, determinar o fluido de transferência térmica, além de mudar os parâmetros principais do campo solar;
- Coletores: aqui é possível importar um modelo de coletor da *internet*, ou utilizar um dos disponíveis da biblioteca do SAM;
- Receptores: aqui é possível importar um modelo de receptor da *internet*, ou utilizar um dos disponíveis da biblioteca do SAM;
- Armazenamento Térmico: nessa seção, dimensiona-se o tamanho dos tanques de armazenamento assim como suas temperaturas e outros parâmetros.

### 3.2.5 Fotovoltaica

A última tecnologia a ser dimensionada é a fotovoltaica. Esta tecnologia, diferentemente das anteriores, é amplamente utilizada no Brasil e sua simulação é mais simples. Dessa forma, os dados escolhidos para a sua simulação foram apenas peças disponíveis no mercado brasileiro. As entradas no programa SAM também são feitas por etapas, sendo as etapas técnicas:

- Módulo: aqui é possível escolher o módulo a ser utilizado na simulação. Ele pode ser importado de alguma biblioteca na internet, ou pode ser utilizado um módulo da lista;

- Inversor: de maneira similar à escolha do módulo. Nessa parte do programa escolhe-se o(s) inversores a serem utilizados;
- Projeto do Sistema: escolhe-se o número de inversores assim como a disposição dos módulos com relação às MPPTs;
- Sombreamento e Disposição: nessa seção, é possível inserir sombreamento dos módulos devido a questões de relevo ou ao distanciamento das fileiras de módulos;
- Perdas: nessa seção, é possível alterar as porcentagens de perdas de diversas etapas da geração da energia.

### 3.2.6 Validação dos dados técnicos

Após o levantamento de todos os dados técnicos das plantas estudadas, iniciam-se as simulações no SAM com o objetivo de obter o potencial de geração da planta. Os parâmetros de entrada são aplicados no modelo matemático do simulador que calcula a energia produzida pela planta, fator de capacidade, eficiência de conversão e perdas tanto elétricas como térmicas (WAGNER; GILMAN, 2011).

#### 3.2.6.1 Geração em Plantas Heliotérmicas

O modelo de ciclo de potência é um mecanismo simples para modelar a conversão da energia térmica oriunda do campo solar ou dos tanques de armazenamento em energia elétrica. A descrição do ciclo já foi feita na seção 2.3 de maneira introdutória, porém, lá não foi detalhado matematicamente como o SAM simula a potência de saída das plantas heliotérmicas.

De maneira geral, o SAM modela a potência de saída do ciclo de acordo com a equação 3.2.1(WAGNER; ZHU, 2011).

$$W_{ciclo} = \eta_{ciclo,ref} * f_{pb,T} * f_{pb,carga} * Q_{pb} \quad (3.2.1)$$

Em que,

- $W_{ciclo}$ : potência gerada em  $MW$ ;
- $\eta_{ciclo,ref}$ : eficiência geral do ciclo de potência;
- $f_{pb,T}$ : fator de ajuste térmico;
- $f_{pb,carga}$ : fator de ajuste em função da irradiação normal direta;
- $Q_{pb}$ : potência térmica de saída do campo solar em  $MW$ .

Da equação 3.2.1, é obtida a potência total gerada pelo ciclo de potência. Porém, para calcular a potência fornecida para rede é preciso levar em consideração as perdas físicas. Sendo assim, o SAM faz uso da equação 3.2.2 para o cálculo da potência líquida (WAGNER; ZHU, 2011).

$$W_{Liq} = W_{ciclo} - W_{Pfixo} - W_{Pvar}(T_{amb}, \frac{W_{ciclo}}{W_{nominal}}) \quad (3.2.2)$$

Em que,

- $W_{Liq}$ : potência líquida ou de saída da planta em  $MW$ ;
- $W_{ciclo}$ : potência gerada pelo ciclo obtida na equação 3.2.1;
- $W_{Pfixo}$ : perdas parasitárias fixas dependentes apenas da energia sendo gerada;
- $W_{Pvar}$ : perdas parasitárias variáveis que dependem tanto da temperatura ambiente quanto da potência de saída do ciclo;
- $T_{amb}$ : temperatura ambiente;
- $W_{nominal}$ : potência nominal.

### 3.2.6.2 Geração em Plantas Fotovoltaicas

Para a geração em plantas fotovoltaicas, utiliza-se a equação 3.2.3 (TORRES, 2021).

$$P_{fv,anual} = P_{STC} * d_{fv} * (\frac{G_T}{G_{TSTC}}) \quad (3.2.3)$$

Em que,

- $P_{fv,anual}$ : potência da planta;
- $P_{STC}$ : potência extraída em condições normais de teste;
- $d_{fv}$ : fator de decaimento do módulo;
- $G_T$ : irradiação global horizontal fora das condições normais de operação;
- $G_{TSTC}$ : irradiação global horizontal em condições normais de operação.

## 3.3 Hibridização

Para a realização do projeto, foram abordadas diferentes maneiras de hibridizar as usinas. Após pesquisa bibliográfica (IñIGO-LABAIRU; DERSCH; SCHOMAKER, 2022), optou-se por fazer diferentes combinações entre as tecnologias heliotérmicas e uma planta fotovoltaica padrão. As situações simuladas são:

- Torre solar  $100MW + FV 100MW$ ;
- Torre solar  $50MW + FV 100MW$ ;
- Torre solar  $25MW + FV 100MW$ ;
- Calha parabólica  $100MW + FV 100MW$ ;
- Calha parabólica  $50MW + FV 100MW$ ;
- Calha parabólica  $25MW + FV 100MW$ .

A opção por simular situações em que a potência da usina heliotérmica é menor que a usina fotovoltaica deve-se do fato de que o custo dessas usinas é bem maior que a da instalação de usinas fotovoltaicas. Assim, nessas situações, o retorno econômico das plantas fotovoltaicas cobrem uma parte maior dos custos das usinas heliotérmicas.

### 3.4 Otimização no Despacho

A grande vantagem da utilização das usinas heliotérmicas em relação às usinas fotovoltaicas é o fato de que elas se comportam como uma usina térmica. Em outras palavras, é possível controlar o despacho da energia seguindo as limitações da topologia. O SAM permite que o despacho seja controlado de acordo com a porcentagem de potência de saída da turbina utilizada na simulação, como pode ser observado na figura 17. Utilizando a função é possível alterar os momentos em que a planta irá despachar a energia gerada, assim como a quantidade de energia a ser despachada.

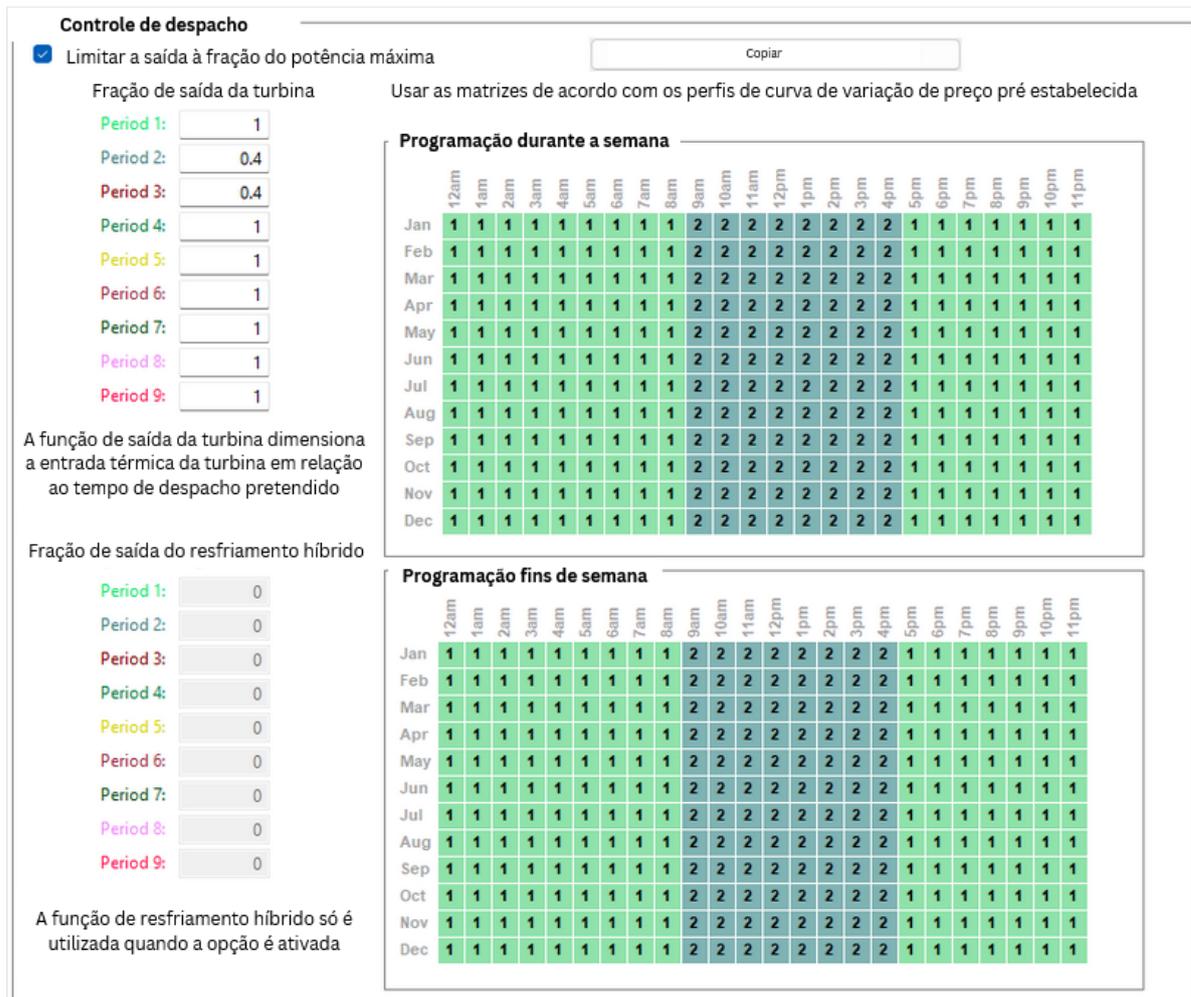


Figura 17: Controle de despacho no SAM (traduzido)

No intuito de melhorar a viabilidade da usina e otimizar o retorno econômico, a possibilidade de fazer mudanças no perfil de despacho é utilizada. Nesse sentido, busca-se aperfeiçoar o perfil de despacho de tal forma que a energia gerada e o fator de capacidade sejam os maiores possíveis sem alterar os outros parâmetros da usina, de forma que várias simulações são feitas. Em outras palavras, mudam-se os horários de geração da planta heliotérmica e também qual a porcentagem de utilização da turbina de simulação para simulação em busca dessa otimização.

### 3.5 Análise Econômica da Planta Híbridizada

Como comentado na seção 2, a principal ferramenta utilizada para avaliação do desempenho econômico é o fluxo de caixa descontado. As entradas e saídas do fluxo foram detalhadas na Tabela 1.

Os itens da Tabela 1 podem ser detalhados da seguinte forma:

- Impostos Sobre a Receita Bruta: a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) é um imposto criado pela lei complementar nº 70/1991, o Programa

Tabela 1: Modelo de Fluxo de Caixa do Projeto

---

(+)	<b>Receita Bruta Proveniente da Venda de Energia</b>
(-)	Impostos sobre a Receita Bruta:
	PIS/PASEP
	COFINS
(=)	<b>Receita Líquida</b>
(-)	Custos e Despesas Operacionais:
	Operação e Manutenção (O&M)
	Seguro Operacional
	Transporte de Energia (TUST)
	Encargos Setoriais
	Depreciação de Equipamentos
	Despesas de Financiamento
	Juros do Financiamento
	Remuneração de Capital Próprio
(=)	<b>Lucro antes do Imposto de Renda (LAIR)</b>
(-)	Impostos:
	Imposto de Renda (IR)
	Contribuição Social sobre Lucro Líquido(CSLL)
(=)	<b>Lucro Líquido após o Imposto de Renda</b>
(+)	Depreciação dos equipamentos
(-)	Investimento
(-)	Amortização do Financeiro
(+)	Remuneração do Capital Próprio
(+)	Financiamento
(=)	<b>FCLA</b>

---

de Integração Nacional (PIS) instituído pela lei complementar nº 7/1970. E o Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PASEP) criado na lei complementar nº 8/1970, são impostos que incidem sobre a receita bruta acumulada e visam custear a seguridade social brasileira e do empregado. As alíquotas estão descritas na Tabela 2;

- Receita Líquida: receita após a incidência dos impostos
- Custos e Despesas Operacionais: são todos os gastos referentes à vida útil da usina, como manutenção, depreciação de equipamentos, gastos com transporte de energia, seguros, juros de financiamento, remuneração sobre capital próprio e encargos setoriais;
- Lucro Antes do Imposto de Renda: trata-se da receita líquida subtraída dos custos e despesas operacionais, é com base nesse valor que é calculado o Imposto de Renda;
- Imposto de Renda e CSLL: são impostos que incidem no lucro real, os valores das alíquotas estão descritas na Tabela 2;
- Lucro Líquido após o Imposto de Renda: é o lucro após todos os encargos, gastos operacionais e depreciações.

Tabela 2: Regime de Tributação de Lucro Presumido. Fonte: (FEDERAL, 2023)

<b>Impostos</b>	<b>Alíquotas</b>
PIS	0,65% da receita bruta
COFINS	3% da receita bruta
Imposto de Renda(IR)	15% sobre o lucro presumido (8% da receita bruta) até 60 mil R\$/trimestre e 10% sobre o excedente
CSLL	9% sobre o lucro presumido (12% da receita bruta)

### 3.5.1 Receita Bruta Proveniente da Venda de Energia

No Brasil, a forma mais comum para a construção de grandes usinas é a participação de um leilão de energia. Nele as empresas competem apresentando seus projetos e o custo que ele terá em *Reais/MWh*. Essa forma de contrato é chamada de ambiente de contratação regulada (ACR) e será o modelo adotado para o trabalho. Dessa forma, temos que a remuneração do projeto poderá ser calculada de acordo com a equação 3.5.1.

$$RB_t = E_t + P_{ACR} \quad (3.5.1)$$

Em que,  $RB_t$  é a receita bruta no ano  $t$ ,  $E_t$  é a energia em *kWh* produzida no ano  $t$  e por fim  $P_{ACR}$  é o preço da venda da energia fixado em leilão em *R\$/kWh*.

## 3.6 Considerações Finais

No capítulo 3, foram demonstrados os métodos utilizados para a realização do trabalho de forma que ele possa ser replicado futuramente. Após a simulação de todas as plantas propostas, um comparativo entre elas será feito comparando os dados técnicos e econômicos obtidos. No próximo capítulo, os resultados de todos os processos serão apresentados.

## 4 Resultados

### 4.1 Considerações Iniciais

Nessa seção, serão discutidos os resultados obtidos a partir dos materiais e métodos aplicados no capítulo 3. Os resultados serão apresentados seguindo a ordem apresentada no fluxograma da figura 15. Primeiramente, serão apresentados os dados utilizados para as simulações de cada topologia, assim como os resultados gerais. Logo após, são apresentados os dados de forma mais detalhada e também são mostrados os resultados econômicos calculados a partir da metodologia apresentada.

### 4.2 Plantas de Referência

Como comentado nas seções 3.2.3, 3.2.4 e 3.2.5, os dados de entrada das simulações do SAM foram coletados de usinas pré-existentes. Porém a simulação foi feita com a localização do município de Patos no estado da Paraíba. Além disso, os dados que não foram encontrados devido à falta de acesso foram completados de acordo com valores encontrados na literatura. As seções seguintes apresentam os principais resultados encontrados de cada tecnologia.

#### 4.2.1 Torre Solar

Para a torre solar, inicialmente, foi utilizada como referência a planta Cerro Dominador, no Chile, por ser a única usina heliotérmica na América Latina com potência de  $100MW$ , além do fato de que esta usina é hibridizada com um usina fotovoltaica de  $110MWp$ .

Os dados base utilizados podem ser observados na tabela 3. Já a otimização de despacho, que foi comentada na seção 3.4, pode ser observada na figura 17. Depois de inúmeras iterações buscando a melhor condição de otimização, a melhor situação encontrada foi a de limitar a geração da turbina para 40% de sua capacidade durante os horários do dia de maior irradiação solar e permitir a turbina trabalhar a 100% da capacidade durante o restante do dia. Ressalta-se que o trabalho desconsiderou os perfis de carga. Um estudo levando-se em conta o perfil de carga brasileiro pode ser objeto de estudo para um trabalho futuro.

Tabela 3: Parâmetros técnicos da planta do tipo torre solar

	<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>
Capacidade da Planta	Potência Nominal	100MW
Região de Operação	Localização	Patos, Paraíba
	Latitude	7,07° Sul
	Longitude	37,46° Oeste
	GHI Médio	6,38kWh/m <sup>2</sup> /dia
	DNI Médio	6,78kWh/m <sup>2</sup> /dia
	Temperatura ambiente média	25,9 °C
Campo de Helióstatos	Área total de helióstatos	7.474.544m <sup>2</sup>
	Número de helióstatos	8.961
	Área refletida total	1.241.541,3m <sup>2</sup>
	Largura de um helióstato	11,83m
	Altura de um helióstato	11,83m
	Razão da área refletida	0,99
	Área de um único helióstato	138,55m <sup>2</sup>
	Refletância de espelho	0,9
	Múltiplo Solar	2,4
Torre e Receptor	Altura da torre	217m
	Diâmetro do receptor	17,04m
	Altura do receptor	18,09m
	Absortância do revestimento	0,94
	Emissividade do revestimento	0,88
	Diâmetro externo do tubo receptor	40mm
	Espessura do tubo receptor	1,25mm
	Fluxo máximo no Receptor	1.000kWt/m <sup>2</sup>
	Perdas térmicas no receptor	30kWt/m <sup>2</sup>
	Tipo de HTF	Sal Fundido
	Fluxo máximo de HTF no receptor	1.497,571kg/s
Potência térmica no receptor	640,8MWt	
Ciclo de Potência	Eficiência térmica do ciclo	0,412
	Potência térmica do ciclo	266,99MWt
	Temperatura quente do HFT	574°C
	Temperatura fria do HFT	290°C
	Máximo fluxo de massa do HFT	624kg/s

	Parâmetro	Valor
Sistema de Armazenamento	Horas de armazenamento	17,5h
	Capacidade de armazenamento térmico	4.672,3MWt
	Volume do tanque de armazenamento	23.713m <sup>3</sup>
	Volume disponível de HFT	21.737m <sup>3</sup>
	Número de tanques de armazenamento	2
	Temperatura do tanque quente	574°C
	Temperatura do tanque frio	290°C

Além disso, posteriormente, para realizar a simulação de plantas menores de 50,7MW e de 25MW, foi alterado apenas o campo de entrada da potência bruta de saída da turbina para o valor de 55MWe e 28MWe respectivamente na simulação, como pode ser observado na figura 18.

**Parâmetros gerais do projeto**

Nessa seção, é possível determinar os dados nominais de cada parte do sistema.

**Campo de Helióstatos**

DNI de projeto : 950 W/m<sup>2</sup>

Multiplo Solar : 2.4

Potência térmica no receptor : 320.39 MWt

**Ciclo de potência**

Potência bruta de saída da turbina : 55 MWe

Potência de saída estimada : 50.70 MWe

Eficiência do ciclo térmico : 0.412

Potência do ciclo térmico : 133.50 MWt

**Torre e receptor**

Temperatura quente do HFT : 574 °C

Temperatura fria do HFT : 290 °C

**Armazenamento Térmico**

Horas de armazenamento total : 17.5 hours

Horas de armazenamento do campo solar : 7.29 hours

**Aquecimento elétrico**

Habilitar o aquecedor elétrico para aquecer o HFT

Múltiplo do aquecedor : 1.000

Potência térmica do aquecedor : 0.00 MWt

Horas de armazenamento do aquecedor : 0.000 hours

Figura 18: Projeto de Sistema da planta de 50,7MW.

Ao mudar esse campo, foi necessário também mudar as configurações do campo de helióstatos. Nesse sentido, foi utilizado o programa de otimização do próprio SAM que calcula a melhor maneira de organizar os helióstatos ao redor da torre, assim como recalcula a altura da torre que diminui de tamanho devido à menor potência. O campo solar original, assim como os novos campos solares podem ser observados nas figuras 19 20 e 21.

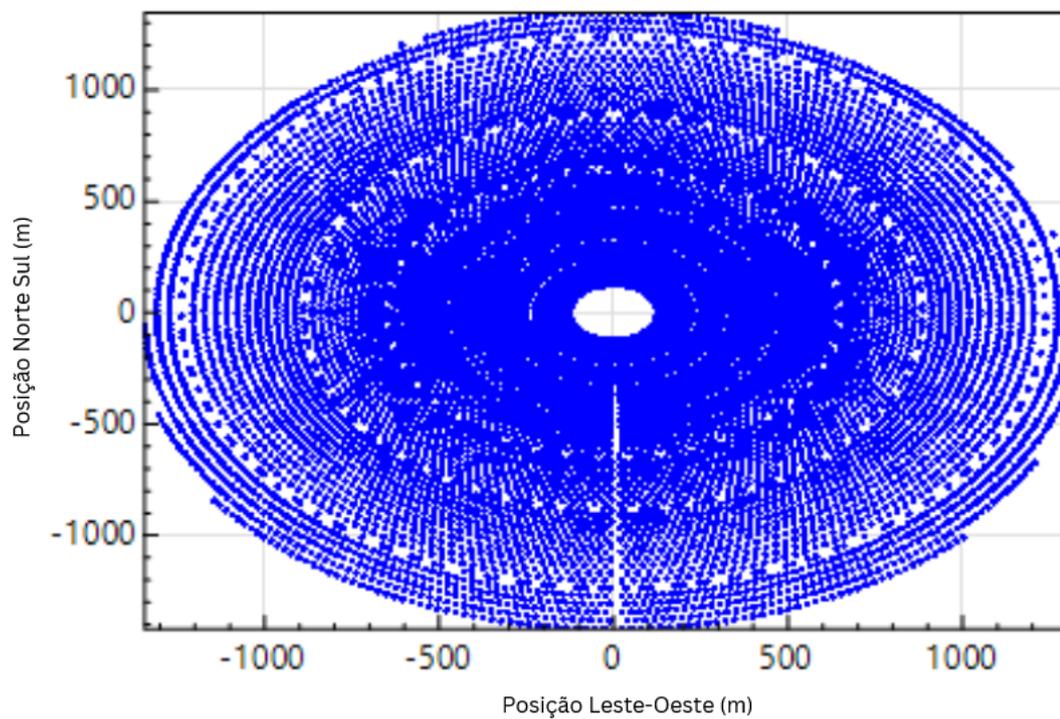


Figura 19: Campo Solar do sistema de 100MW.

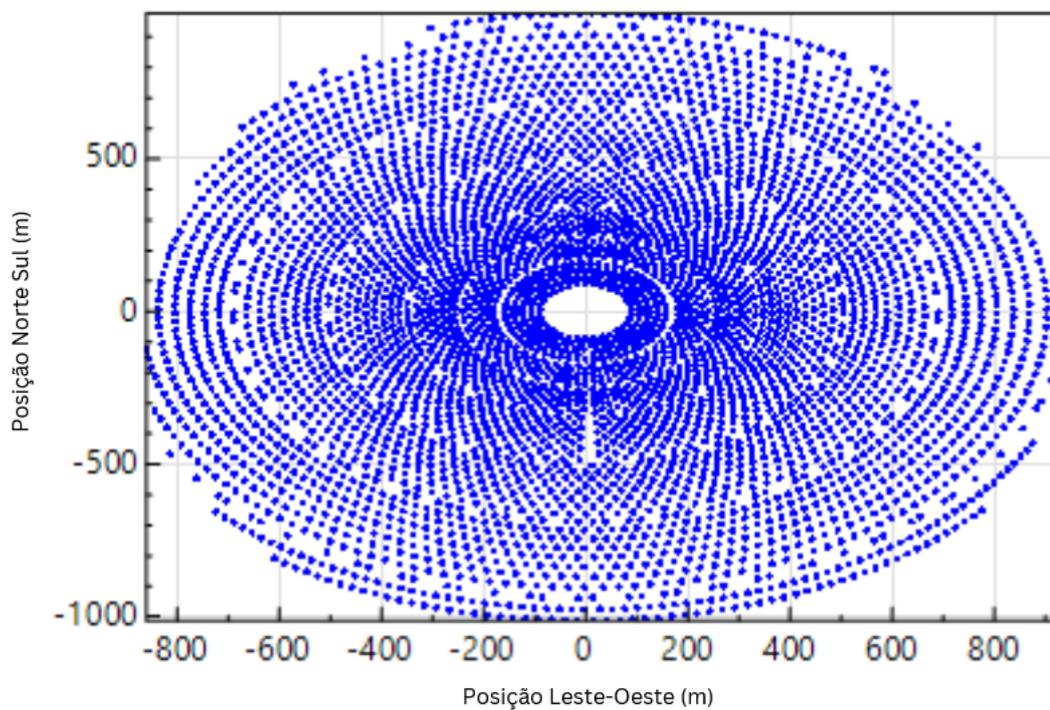


Figura 20: Campo Solar do sistema de 50,7MW.

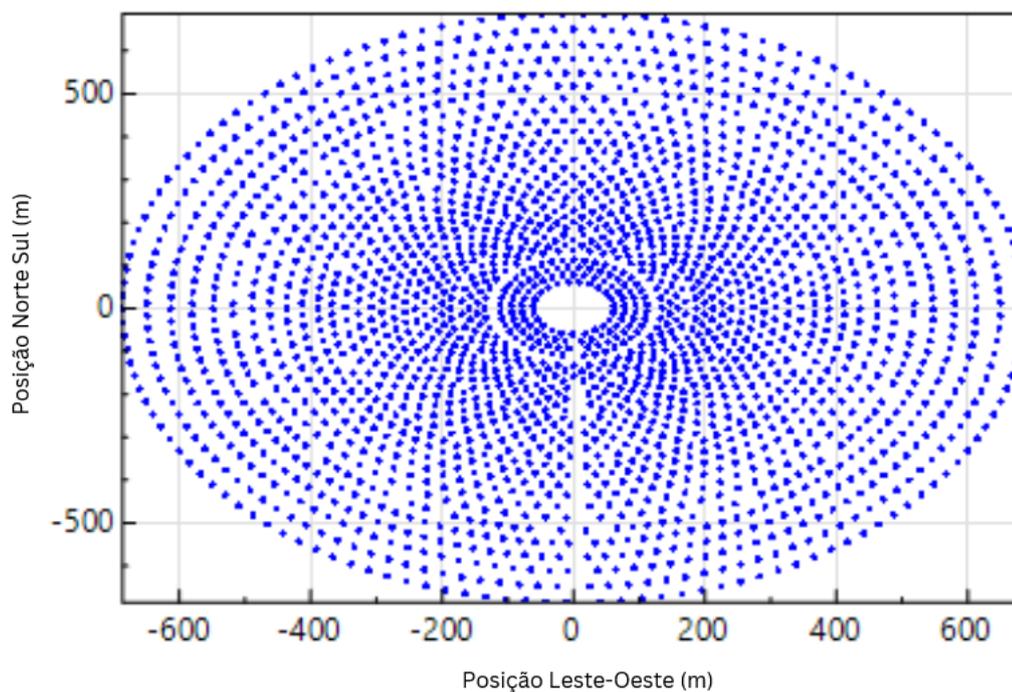


Figura 21: Campo Solar do sistema de 25,28MW.

Devido à nova configuração dos heliostatos, nova altura da torre e menor potência da turbina, outros parâmetros foram também redimensionados. As tabelas 4 e 5 mostram apenas os dados que foram modificados com relação à usina de 100MW.

Tabela 4: Parâmetros técnicos da planta do tipo torre solar de 50,7MW

	<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>
Capacidade da Planta	Potência Nominal	50,7MW
Campo de Heliostatos	Número de heliostatos	4.433
	Área refletida total	614.189,5m <sup>2</sup>
Torre e Receptor	Altura da torre	156,7m
	Diâmetro do receptor	13,37m
	Altura do receptor	12,45m
	Fluxo máximo de HTF no receptor	748,758kg/s
	Potência térmica no receptor	320,4MWt
Ciclo de Potência	Potência térmica do ciclo	133,5MWt
	Máximo fluxo de massa do HFT	312kg/s
Sistema de Armazenamento	Capacidade de armazenamento térmico	2.336,2MWt
	Volume do tanque de armazenamento	11.857m <sup>3</sup>
	Volume disponível de HFT	10.869m <sup>3</sup>

Tabela 5: Parâmetros técnicos da planta do tipo torre solar de 25,28MW

	<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>
Capacidade da Planta	Potência Nominal	25,28MW
Campo de Helióstatos	Número de helióstatos	2.226
	Área refletida total	308.411m <sup>2</sup>
Torre e Receptor	Altura da torre	106,7m
	Diâmetro do receptor	9,19m
	Altura do receptor	9,11m
	Fluxo máximo de HTF no receptor	367,6kg/s
	Potência térmica no receptor	157,3MWt
Ciclo de Potência	Potência térmica do ciclo	65,53MWt
	Máximo fluxo de massa do HFT	153,2Kg/s
Sistema de Armazenamento	Capacidade de armazenamento térmico	1.146,8MWt
	Volume do tanque de armazenamento	5.821m <sup>3</sup>
	Volume disponível de HFT	5.335m <sup>3</sup>

Por fim, os principais resultados encontrados na simulação podem ser encontrados na tabela 6.

Tabela 6: Resultados Gerais das plantas do tipo Torre Solar

<b>Planta</b>	<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>
Planta 100MW	Energia Gerada no Ano 1	493.175,744MWh
	Fator de Capacidade	57,7%
Planta 50,7MW	Energia Gerada no Ano 1	250.073,522MWh
	Fator de Capacidade	56,3%
Planta 25,28MW	Energia Gerada no Ano 1	121.295,392MWh
	Fator de Capacidade	54,8%

#### 4.2.2 Calhas Parabólicas

Para as usinas de calhas parabólicas, foi utilizada como usina referência a planta *Kathu Solar Park*, na África do Sul. Ela foi escolhida pela sua posição no hemisfério sul, sua potência nominal de 100MW, e também por possuir o menor LCOE dentre as usinas dessa topologia avaliadas no hemisfério sul. Contudo, alguns parâmetros foram alterados no intuito de melhorar a nossa capacidade de comparação dentre as tecnologias. Sendo assim, foi escolhido um período

de armazenamento de 17,5h, o mesmo utilizado na planta que utiliza a tecnologia de torre solar. Os dados utilizados como entrada na simulação podem ser observados na tabela 7.

Tabela 7: Parâmetros técnicos da planta do tipo calha parabólica

	<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>
Capacidade da Planta	Potência Nominal	100MW
Região de Operação	Localização	Patos, Paraíba
	Latitude	7,07° Sul
	Longitude	37,46° Oeste
	GHI Médio	6,38kWh/m <sup>2</sup> /dia
	DNI Médio	6,78kWh/m <sup>2</sup> /dia
	Temperatura ambiente média	25,9 °C
Coletor Parabólico	Tipo de coletor	<i>Siemens SunField 6</i>
	Área refletida por SCA	545m <sup>2</sup>
	Largura de abertura óptica	5,776
	Comprimento do arranjo de coletores	95,2m
	Número de módulos por arranjo	8
	Comprimento de um único módulo	11,9m
	Distância focal	2,17m
	Refletividade do espelho	0,925
	Eficiência óptica nominal	0,86
Campo Solar	Área refletida total	1.068.200m <sup>2</sup>
	Número de arranjos	245
	Área refletida por arranjo	4.360m <sup>2</sup>
	Múltiplo Solar	2,4
	Espaçamento entre as fileiras	20m
	Número de subseções no campo	2
Receptor e HTF	Tipo de receptor	<i>Siemens UVAC 2010</i>
	Diâmetro interno do tubo de absorção	0,066m
	Diâmetro externo do tubo de absorção	0,07m
	Diâmetro interno da proteção de vidro	0,109m
	Diâmetro externo da proteção de vidro	0,115m
	Tipo de HTF	<i>Therminol 66</i>
	Temperatura de saída do arranjo	393°C
	Temperatura de entrada do arranjo	293°C

	<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>
Armazenamento	Tempo de armazenamento	17,5h
	Número de tanques	2
	Eficiência do tanque	0,98

Nessa topologia, assim como foi feito na torre solar, foram alterados os valores da potência bruta de saída das turbinas para  $55\text{MW}$  e  $28\text{MW}$  para simulação de plantas menores de  $49,5\text{MW}$  e de  $25,2\text{MW}$ , respectivamente. Como na outra tecnologia, ao mudar esse campo, outros valores foram mudados automaticamente pelo SAM, as mudanças podem ser observadas nas tabelas 8 e 9 os demais parâmetros foram mantidos.

Tabela 8: Parâmetros técnicos da planta do tipo calha parabólica de  $49,5\text{MW}$ .

	<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>
Capacidade da Planta	Potência Nominal	$49,5\text{MW}$
Campo Solar	Área refletida total	$531,92\text{m}^2$
	Número de arranjos	122

Tabela 9: Parâmetros técnicos da planta do tipo calha parabólica de  $25,2\text{MW}$ .

	<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>
Capacidade da Planta	Potência Nominal	$25,2\text{MW}$
Campo Solar	Área refletida total	$270,32\text{m}^2$
	Número de arranjos	62

Como pode-se observar, o redimensionamento da usina de calhas parabólicas requer menos ajustes. Isso ocorre pois os coletores e receptores são modulares e podem ser replicados conforme a necessidade de aumento ou diminuição, diferentemente da torre solar que possui apenas um receptor central que deve ser redimensionado caso a potência desejada seja diferente, o que acaba obrigando a um rearranjo de todo o campo de heliostatos.

Analogamente ao que foi feito na tecnologia da torre solar, aqui também foram feitas várias iterações buscando a melhor maneira de despachar a energia produzida. Assim, a melhor forma de despachar a energia foi limitar o funcionamento da turbina em 70% da sua capacidade no período entre 9 e 16 horas e deixar a turbina operar em sua capacidade máxima nos períodos restantes. A entrada no SAM ficou conforme a figura 22.

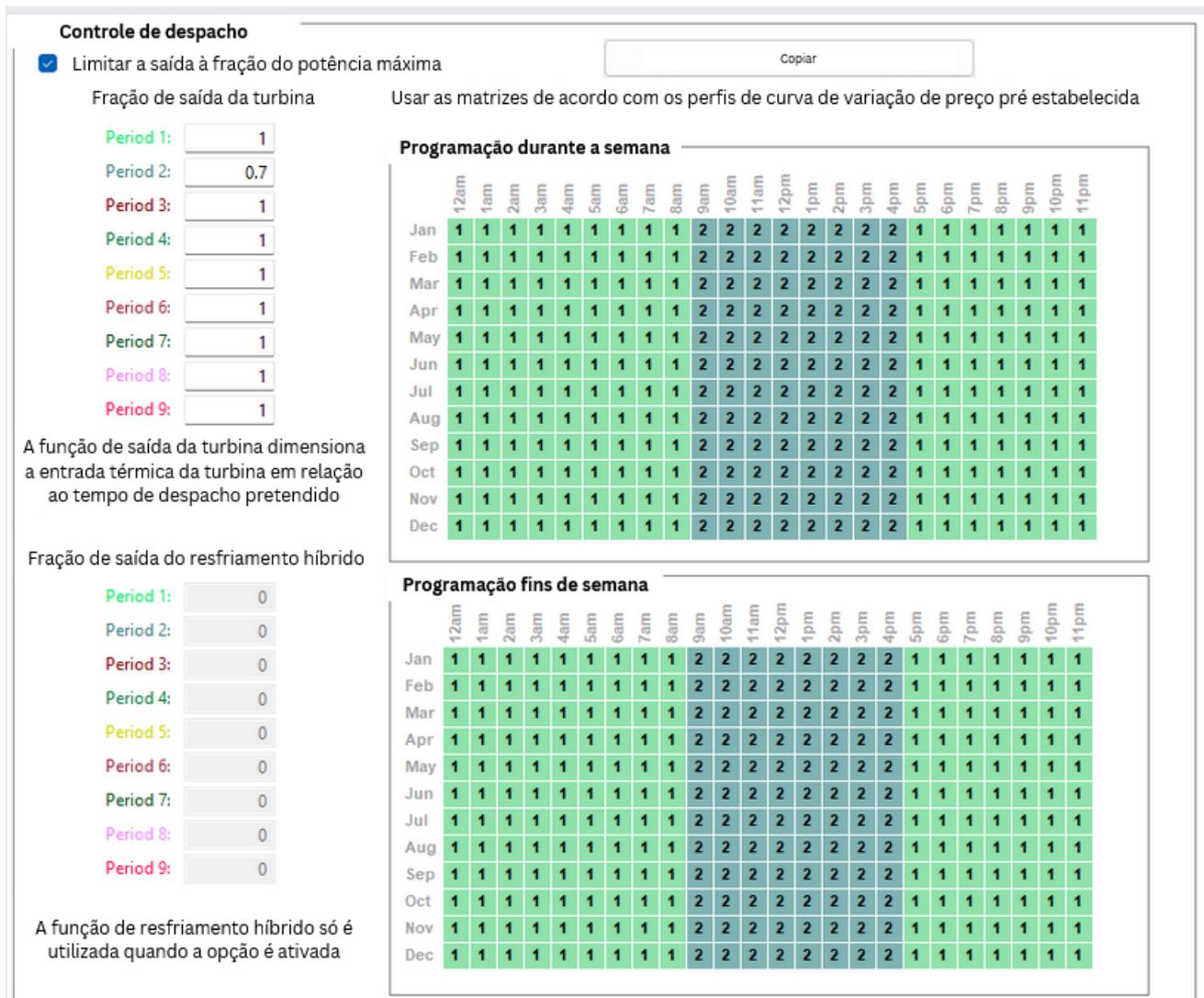


Figura 22: Controle de despacho das usinas de calha parabólica.

Os principais resultados obtidos das plantas do tipo calha parabólica podem ser observados na tabela 10.

Tabela 10: Resultados Gerais das plantas do tipo calha parabólica.

Planta	Parâmetro	Valor
Planta 100MW	Energia Gerada no Ano 1	490.103,968MWh
	Fator de Capacidade	56%
Planta 49,5MW	Energia Gerada no Ano 1	246.841,872MWh
	Fator de Capacidade	56,9%
Planta 25,2MW	Energia Gerada no Ano 1	125.548,136MWh
	Fator de Capacidade	56,9%

### 4.2.3 Fotovoltaica

A simulação da planta fotovoltaica foi feita na mesma localização das plantas heliotérmicas. Os parâmetros utilizados para a realização da simulação podem ser conferidos na tabela 11.

Tabela 11: Parâmetros técnicos da planta fotovoltaica

	<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>
Capacidade da Planta	Potência Nominal	100MW
	Localização	Patos, Paraíba
Região de Operação	Latitude	7,07° Sul
	Longitude	37,46° Oeste
	GHI Médio	6,38kWh/m <sup>2</sup> /dia
	DNI Médio	6,78kWh/m <sup>2</sup> /dia
	Temperatura ambiente média	25,9 °C
Disposição da Planta	Módulos utilizados	Trina Solar TSM-545DE19
	Módulos por fileira	31
	Número de módulos	245.675
	Área total dos módulos	636.298,25m <sup>2</sup>
	Fração de cobertura do solo	0,39
	Área do módulo	2,59m <sup>2</sup>
	Fração de cobertura do solo	0,39m
	Distância entre arranjos paralelos "Tracker"	2,5m Sim, um eixo
Inversor	Modelo do inversor	Huawei SUN2000-100KTL-USH0
	Capacidade CC do Inversor	101,448kW <sub>dc</sub>
	Capacidade CA do Inversor	100kW <sub>ca</sub>
	Número de Inversores	1.000
	Tensão CC mínima da MPPT	880V
	Tensão CC Máxima da MPPT	1.200V
Perdas	Degradação de desempenho	0,5% ao ano

Os principais resultados obtidos da simulação da planta fotovoltaica podem ser observados na tabela 12.

Tabela 12: Resultados Gerais da planta fotovoltaica.

Parâmetro	Valor
Energia Gerada no Ano 1	316.524,896MWh
Fator de Capacidade	27%

## 4.3 Resultados das Simulações

### 4.3.1 Condições do Local de Operação

Neste momento, analisa-se as condições climáticas do local de operação escolhido para a simulação: o município de Patos, no estado da Paraíba. Com uma média anual de GHI de  $6,38kWh/m^2/dia$  e um DNI médio de  $6,78kWh/m^2/dia$  um dos mais elevados do país. A figura 23 mostra as curvas médias mensais dos valores de irradiação do local.

Outros fatores que influenciam a manutenção e a geração da usina são as temperaturas ambientes e a velocidade do vento. Sendo assim, esses fatores podem ser observados nas figuras 24 e 25 respectivamente.

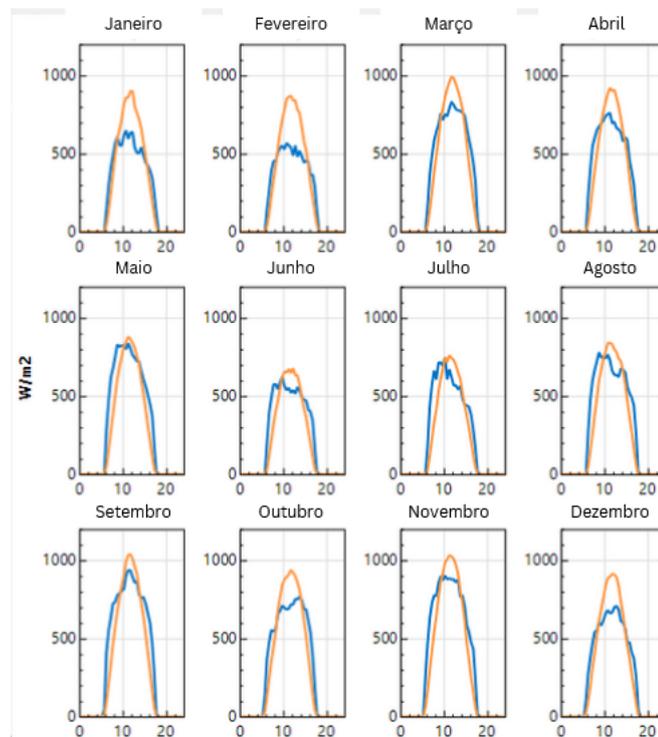


Figura 23: Curvas mensais de DNI (azul) e GHI (laranja) para Patos.

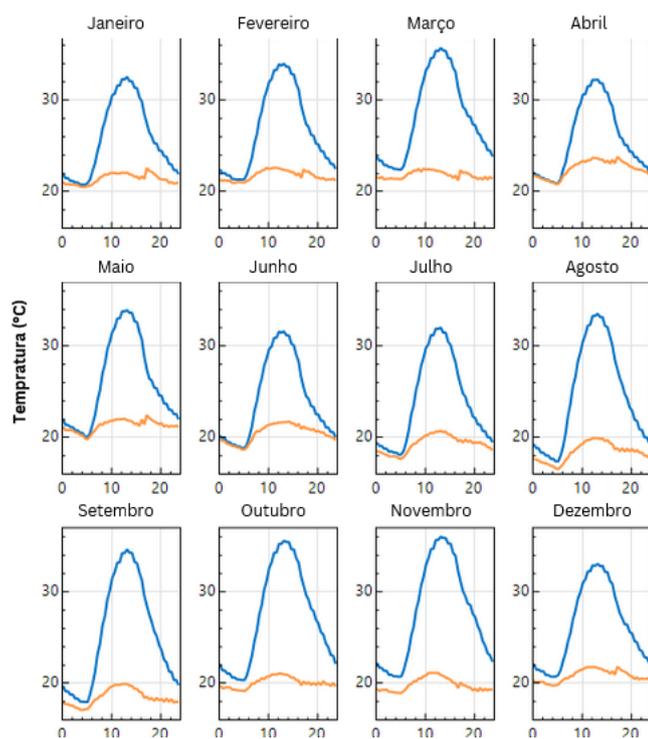


Figura 24: Curvas mensais de temperatura do bubo seco (azul) e úmido (laranja) para Patos.

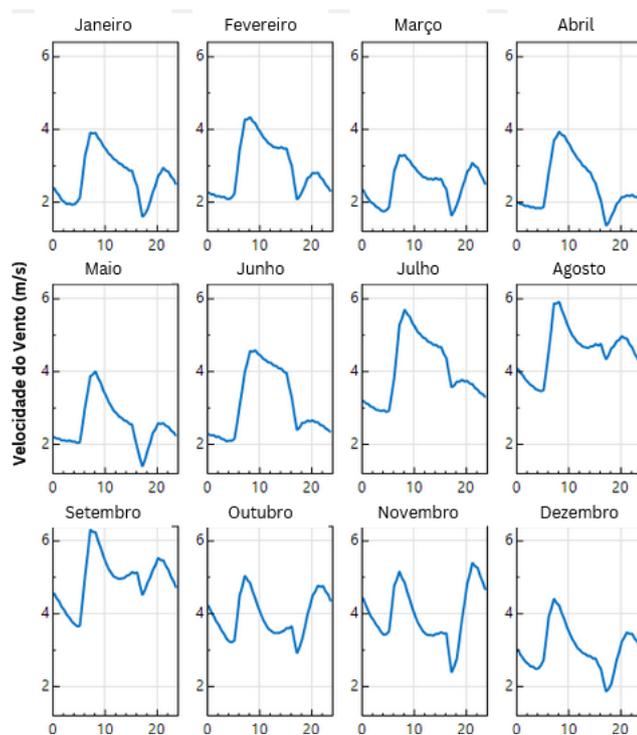


Figura 25: Curvas mensais de velocidade média do vento para Patos.

### 4.3.2 Análise Técnica

Considerando-se as entradas dos parâmetros da simulação especificados na seção 4.2, obtiveram-se os perfis de geração mensal conforme as figuras 26,28,30,32,34,36 e 38. Além disso, obtiveram-se os perfis de geração anual das Figuras 27,29,31,33,35,37 e 39.

A partir desses resultados, é possível perceber que o SAM está funcionando conforme o esperado e está respeitando a otimização feita nos horários de despacho, as curvas de geração de energia das usinas heliotérmicas respeitam o período de geração imposto a elas. Além disso, é possível fazer um comparativo de qual usina está melhor desempenhando nas situações. É possível perceber que ambas as topologias heliotérmicas não conseguem manter a geração durante as 24 horas nos meses de menor irradiação (junho, julho). Porém as usinas de calha parabólica possuem um desempenho um pouco pior nas últimas horas da madrugada devido ao modelo de otimização utilizado (após a otimização do despacho, as usinas de calha parabólica ficaram despachando 70% capacidade nos horários com sol, já as torres solares, apenas 40%).

Também é possível perceber a eficácia dos "Trackers" na usina fotovoltaica, pois a geração acompanha a disponibilidade de irradiação solar direta.

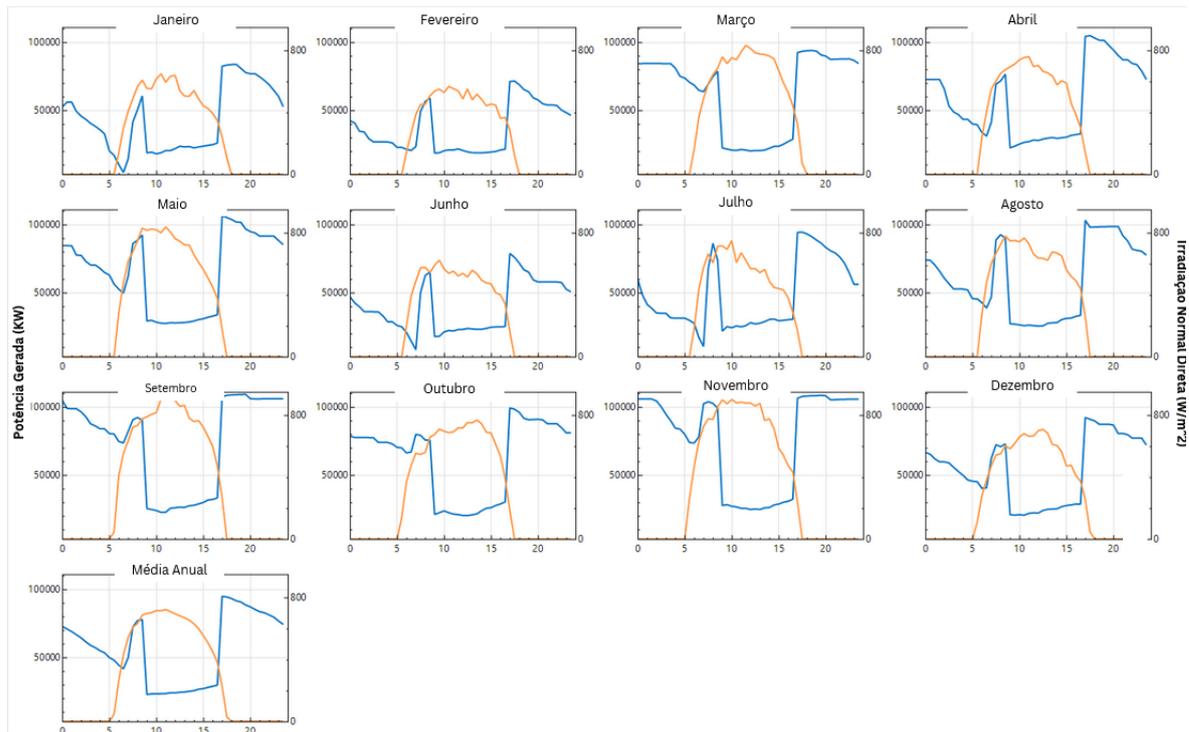


Figura 26: Curvas mensais médias de geração de potência (azul) e irradiação normal direta (laranja) da usina torre central de 100MW.

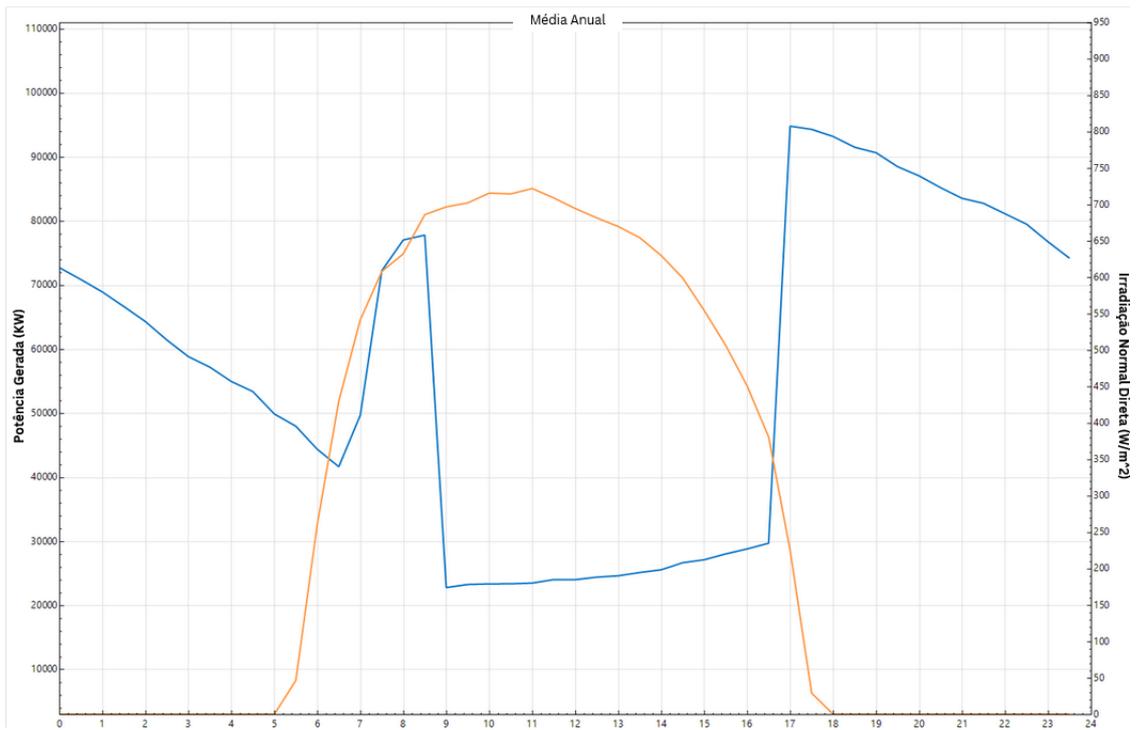


Figura 27: Curvas anual média de geração de potência (azul) e irradiação normal direta (laranja) da usina torre central de 100MW.

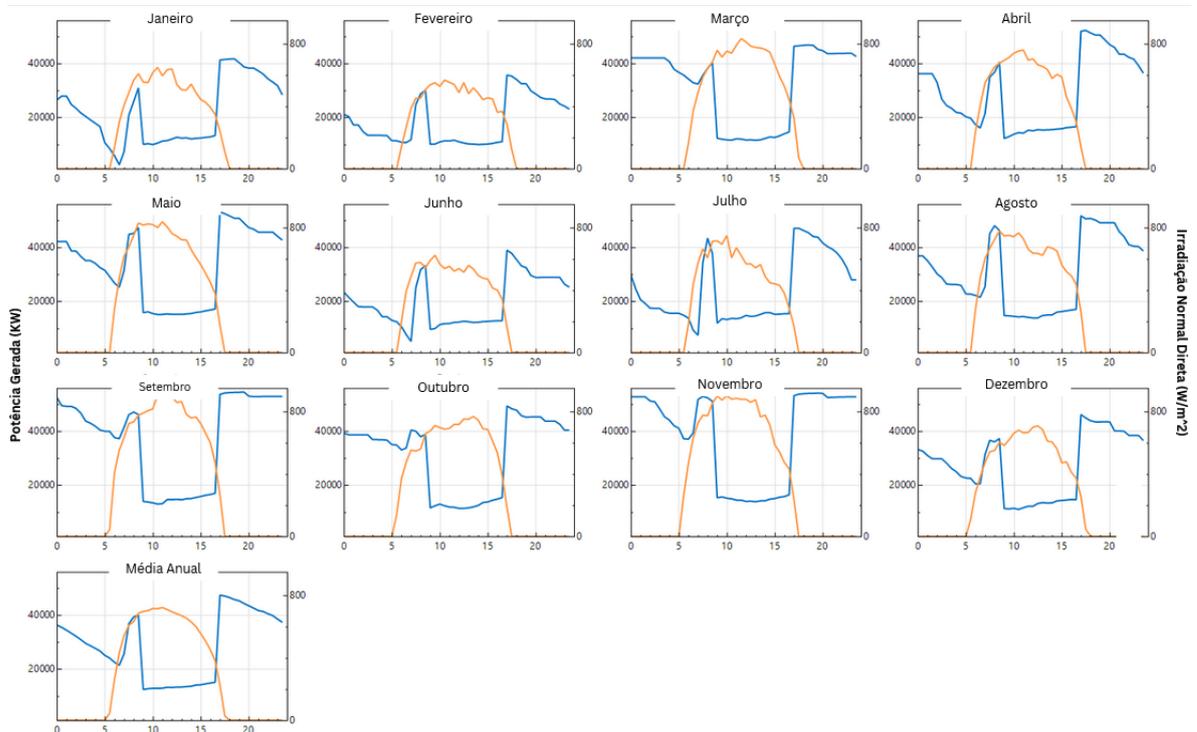


Figura 28: Curvas mensais médias de geração de potência (azul) e irradiação normal direta (laranja) da usina torre central de 50,7MW.

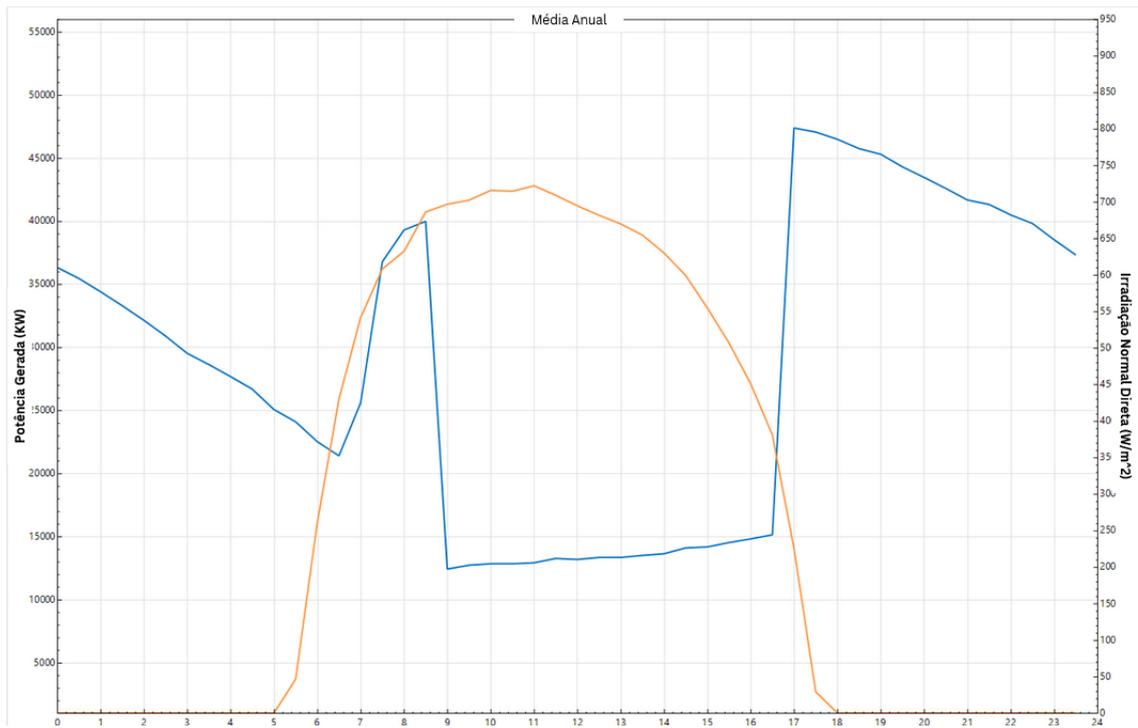


Figura 29: Curvas anual média de geração de potência (azul) e irradiação normal direta (laranja) da usina torre central de 50,7MW.

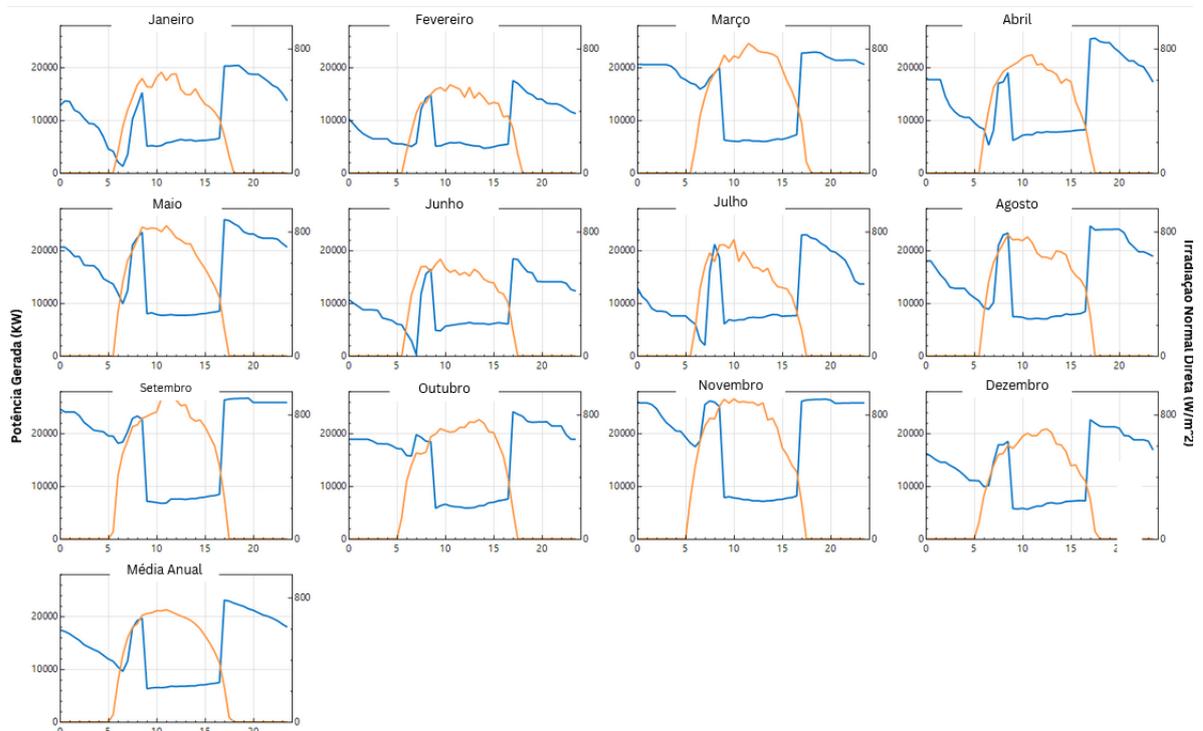


Figura 30: Curvas mensais médias de geração de potência (azul) e irradiação normal direta (laranja) da usina torre central de 25,28MW.

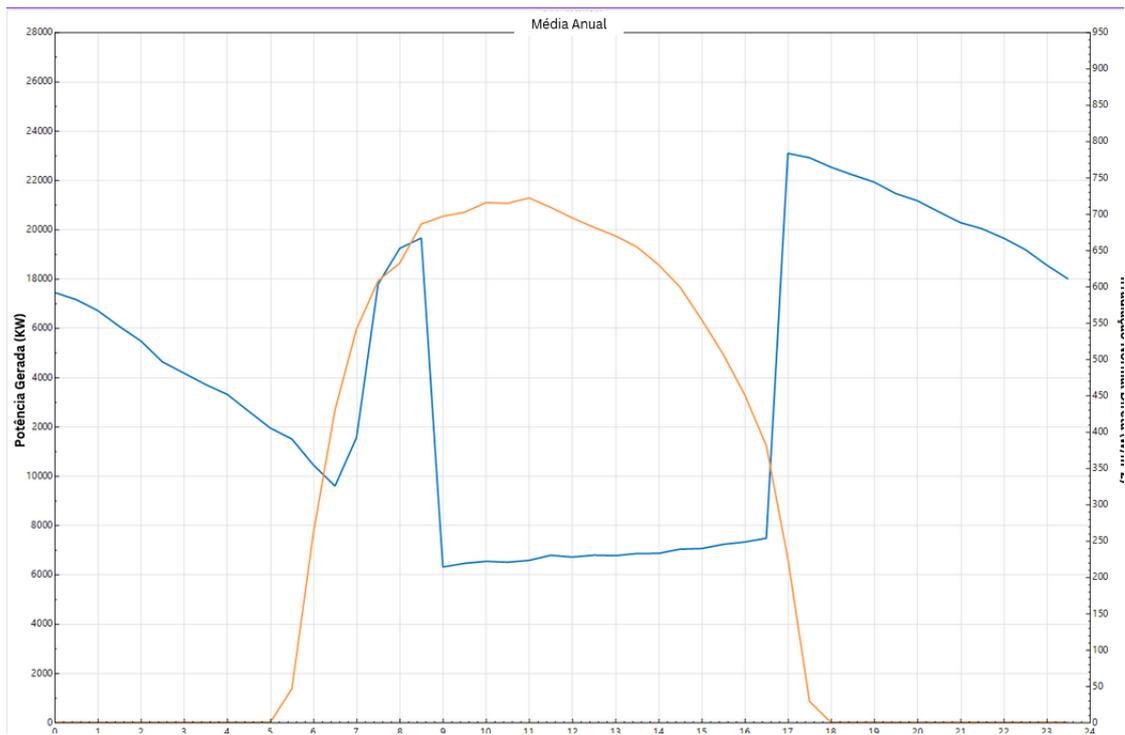


Figura 31: Curvas anual média de geração de potência (azul) e irradiação normal direta (laranja) da usina torre central de 25,28MW.

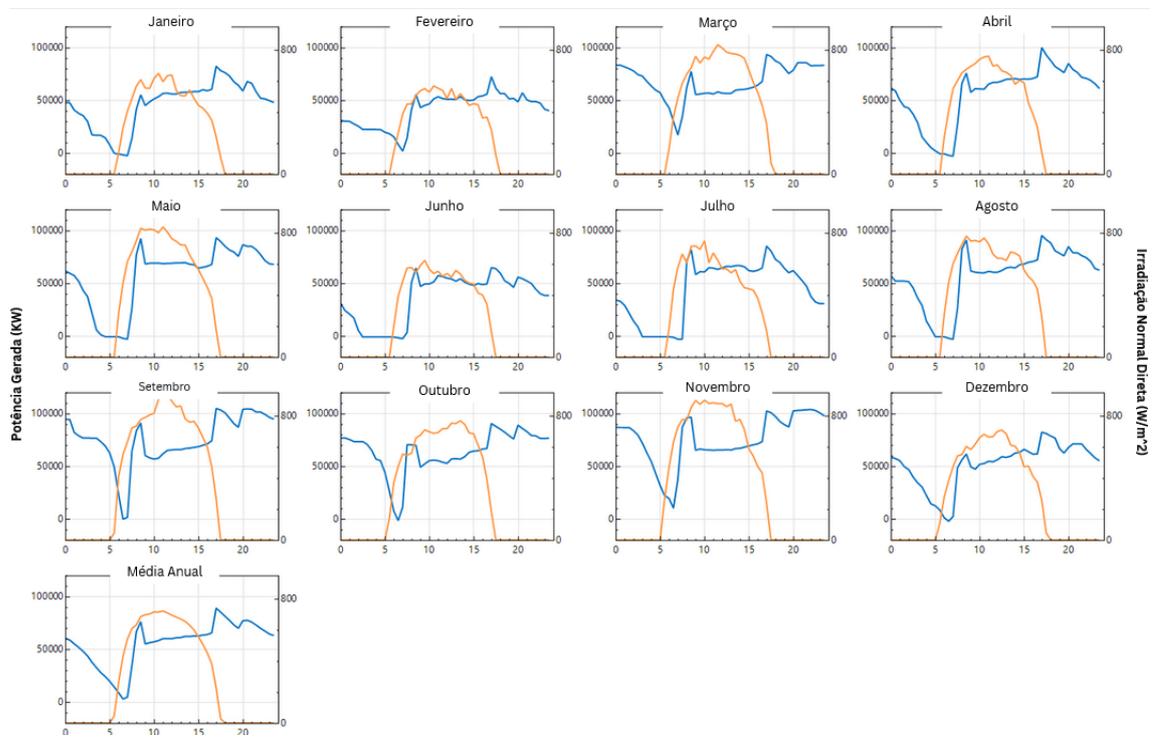


Figura 32: Curvas mensais médias de geração de potência (azul) e irradiação normal direta (laranja) da usina de calha parabólica de 100MW.

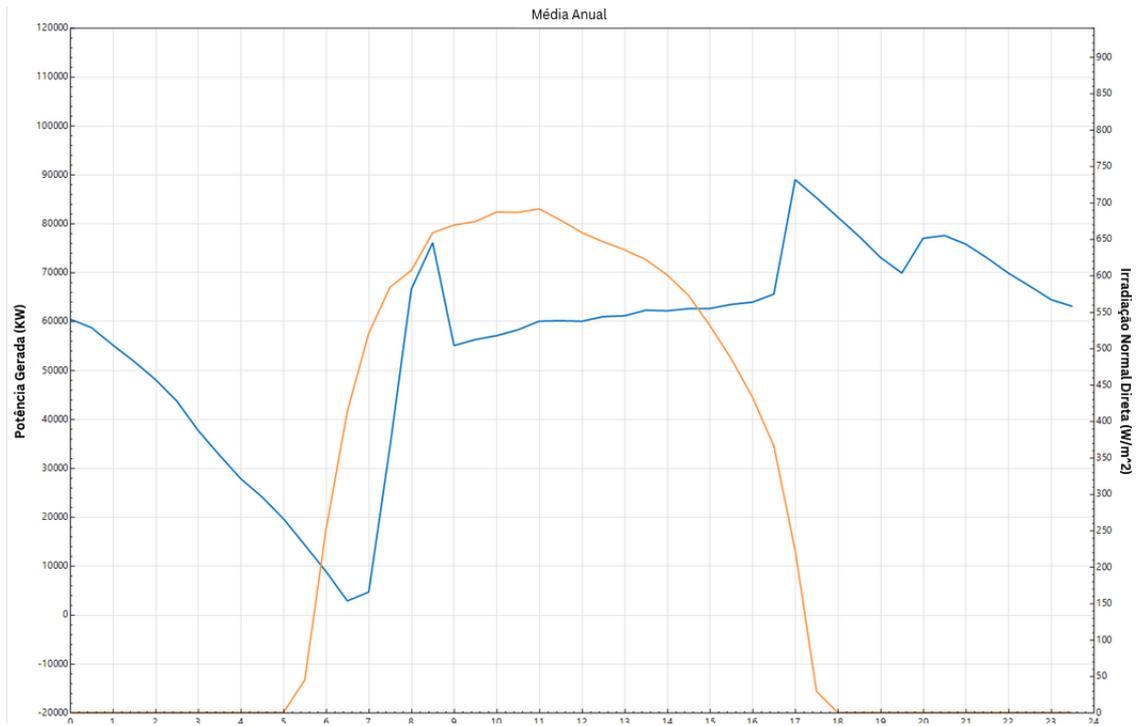


Figura 33: Curvas anuais médias de geração de potência (azul) e irradiação normal direta (laranja) da usina de calha parabólica de 100MW.

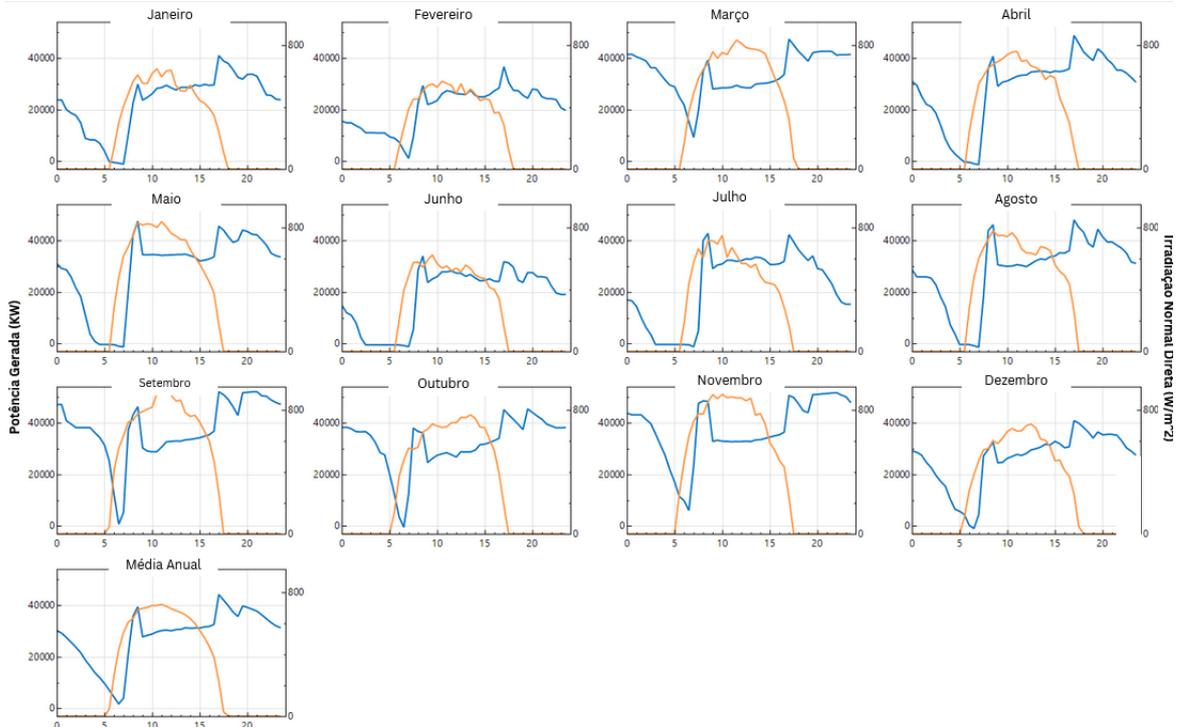


Figura 34: Curvas mensais médias de geração de potência (azul) e irradiação normal direta (laranja) da usina de calha parabólica de 49,5MW.

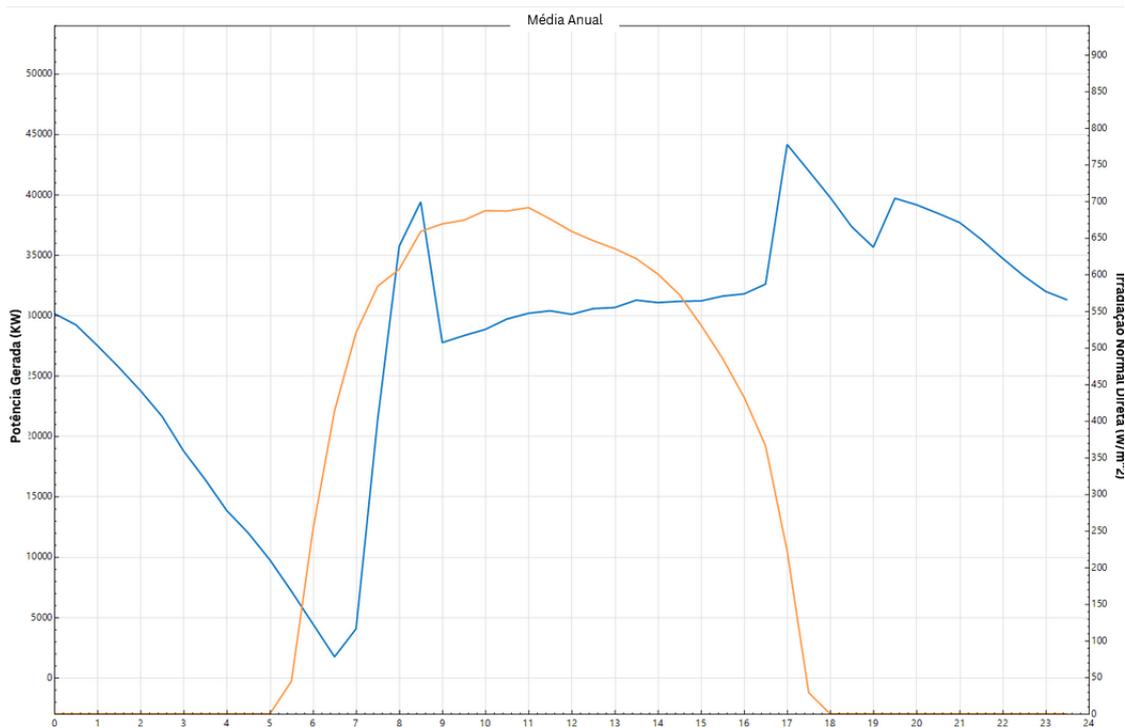


Figura 35: Curvas anuais médias de geração de potência (azul) e irradiação normal direta (laranja) da usina de calha parabólica de 49,5MW

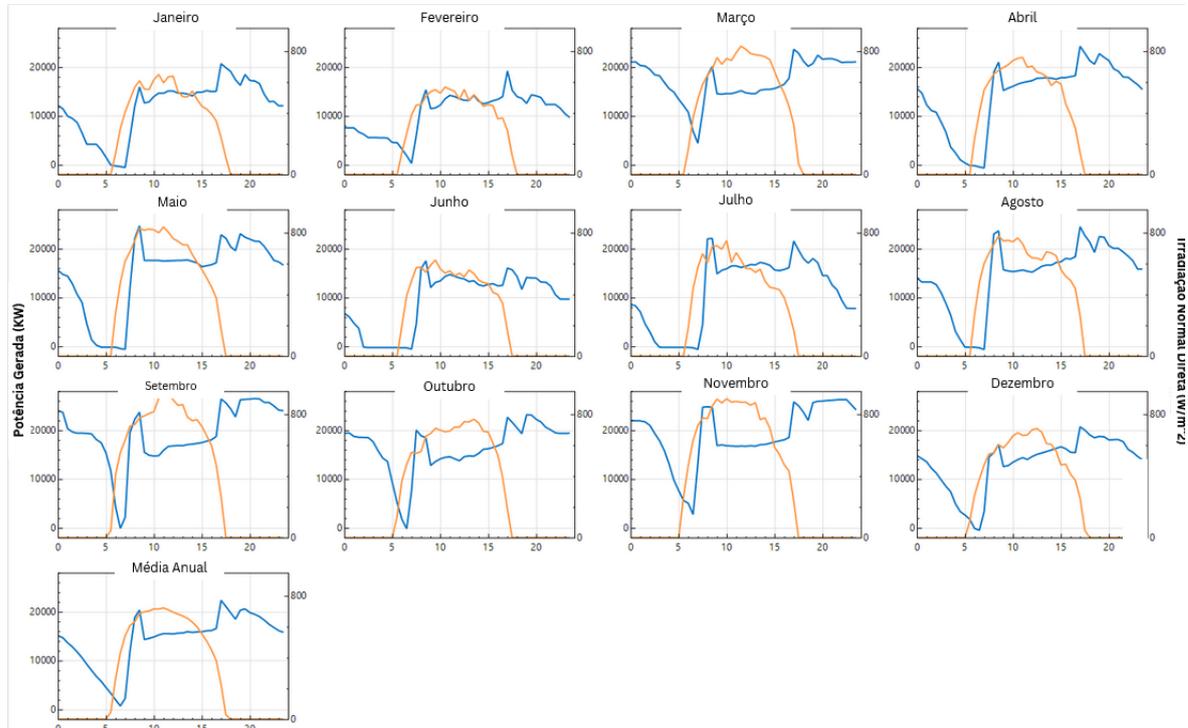


Figura 36: Curvas mensais médias de geração de potência (azul) e irradiação normal direta (laranja) da usina de calha parabólica de 25,2MW.

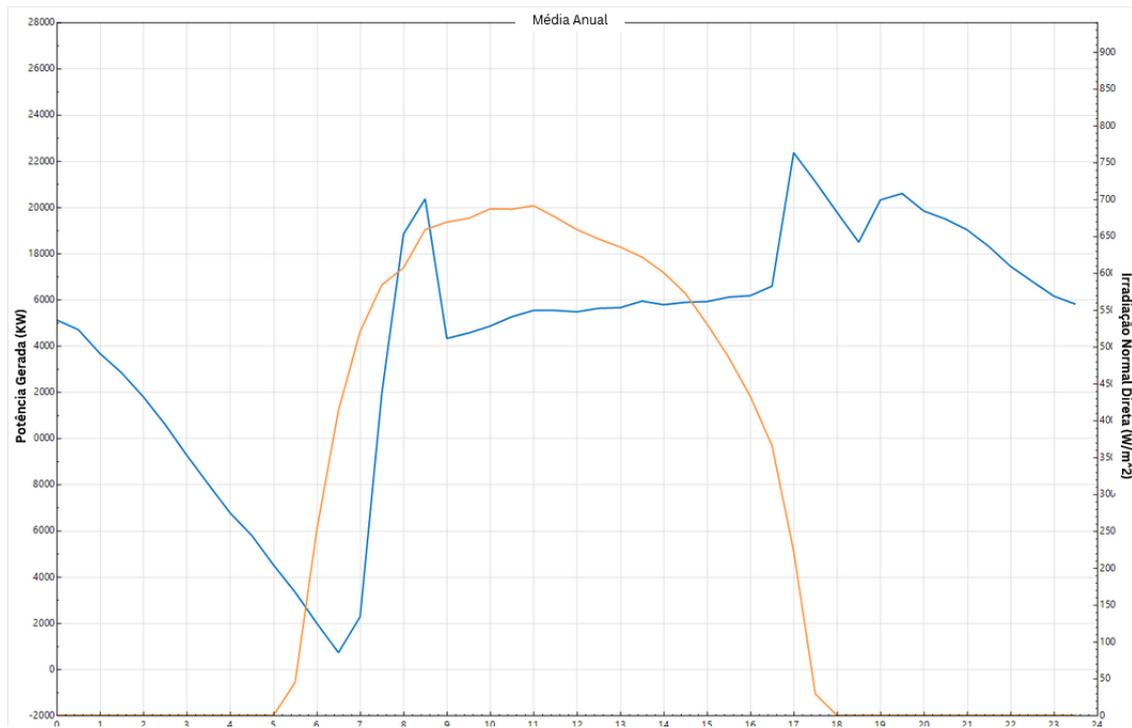


Figura 37: Curvas anuais médias de geração de potência (azul) e irradiação normal direta (laranja) da usina de calha parabólica de 25,2MW.

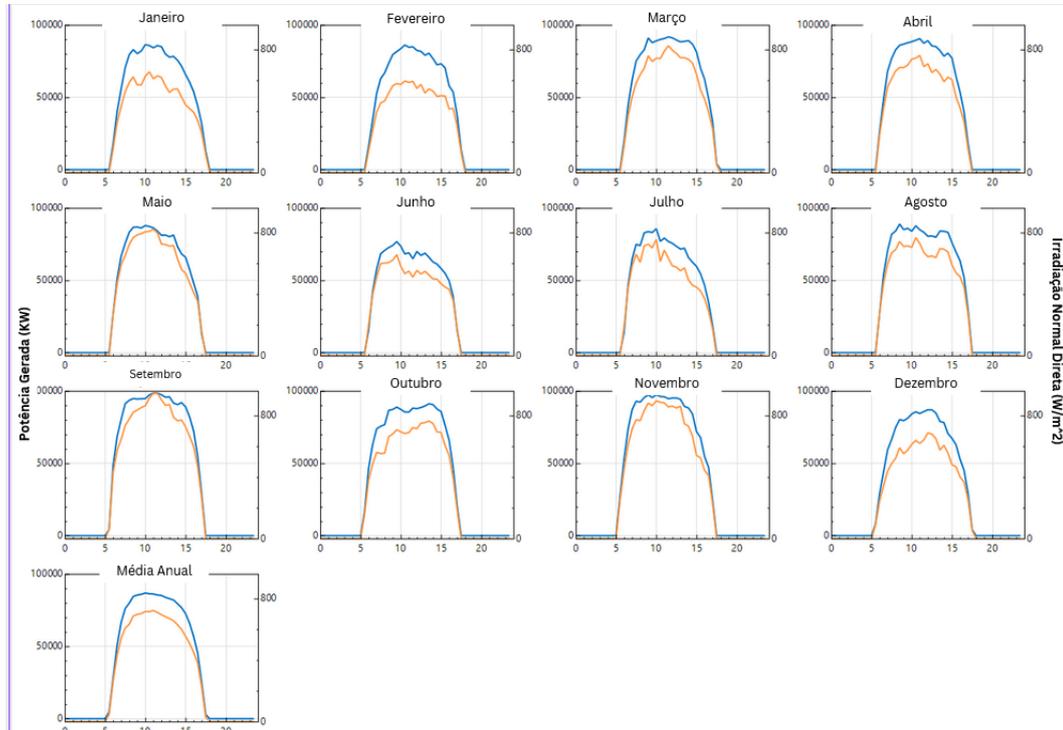


Figura 38: Curvas mensais médias de geração de potência (azul) e irradiação normal direta (laranja) da usina FV de 100MW.

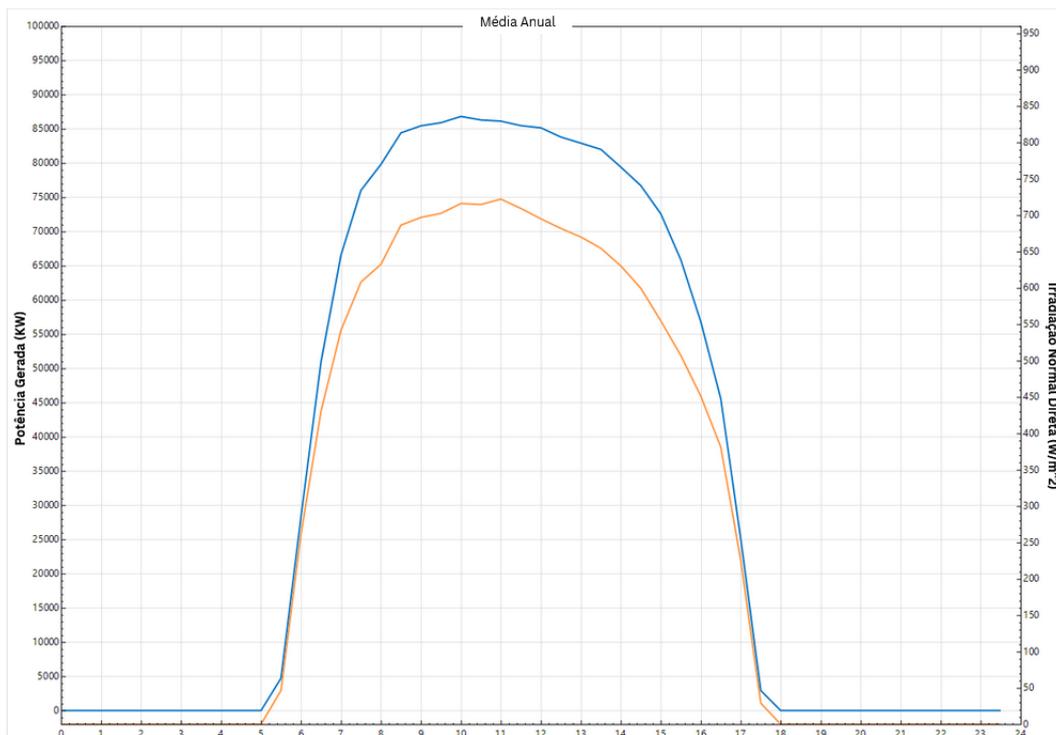


Figura 39: Curvas anual médias de geração de potência (azul) e irradiação normal direta (laranja) da usina FV de 100MW.

Somando-se as gerações das usinas heliotérmica com a usina fotovoltaica, obtiveram-se as curvas anuais médias de geração retratadas nas Figuras 40, 41, 42, 43, 44 e 45.

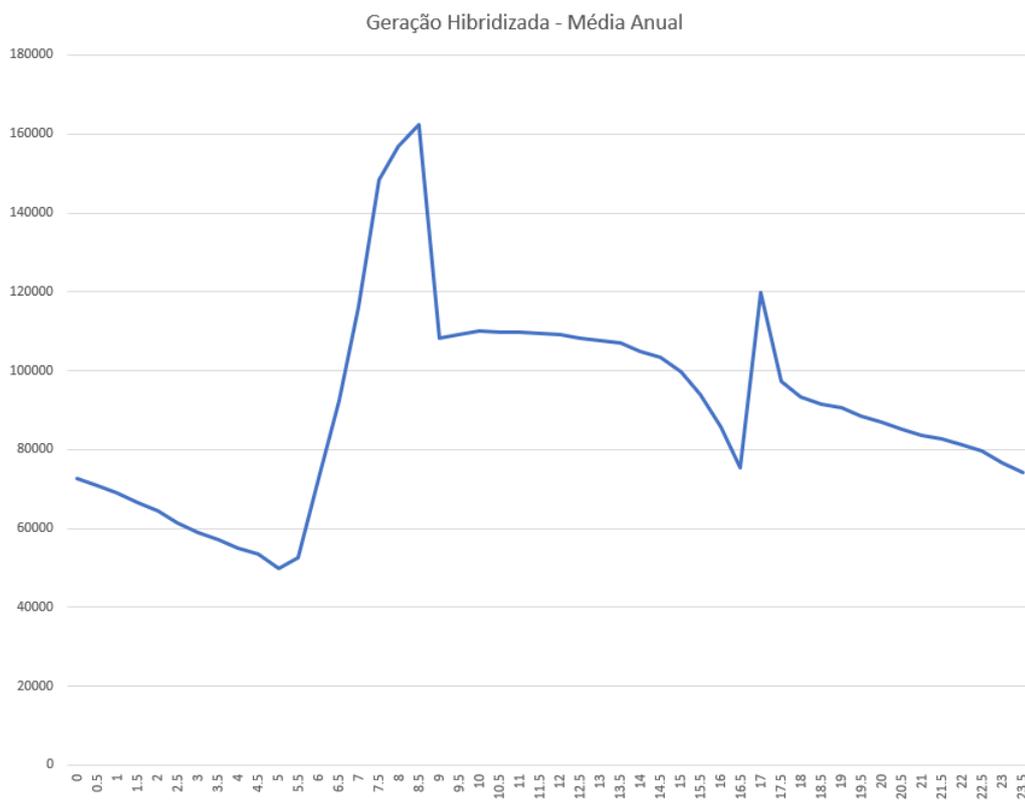


Figura 40: Geração híbrida da usina torre central de 100MW + usina fotovoltaica de 100MWp.

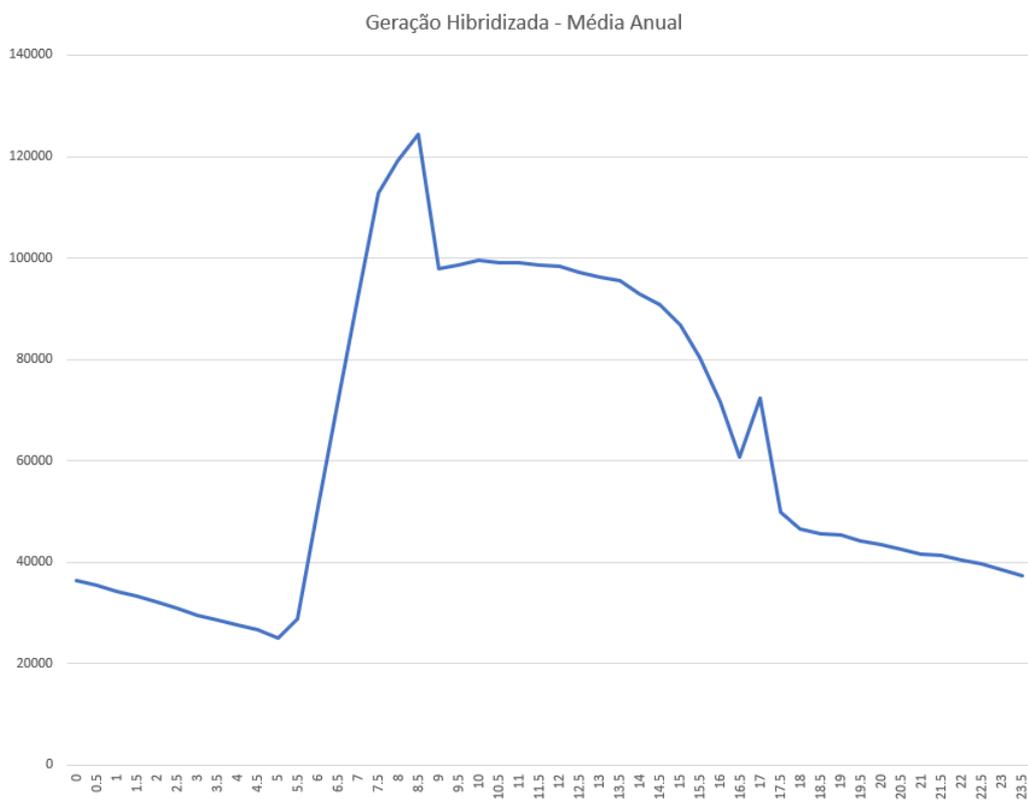


Figura 41: Geração híbrida da usina torre central de 50,7MW + usina fotovoltaica de 100MWp.

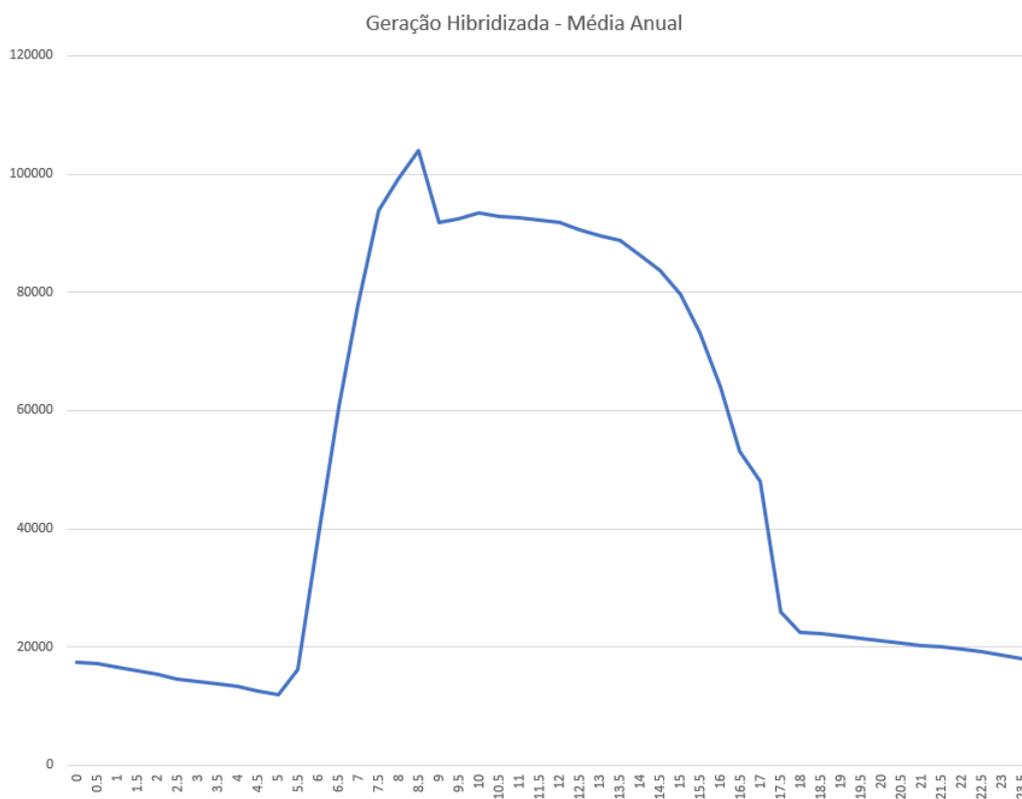


Figura 42: Geração híbrida da usina torre central de 25,28MW + usina fotovoltaica de 100MWp.

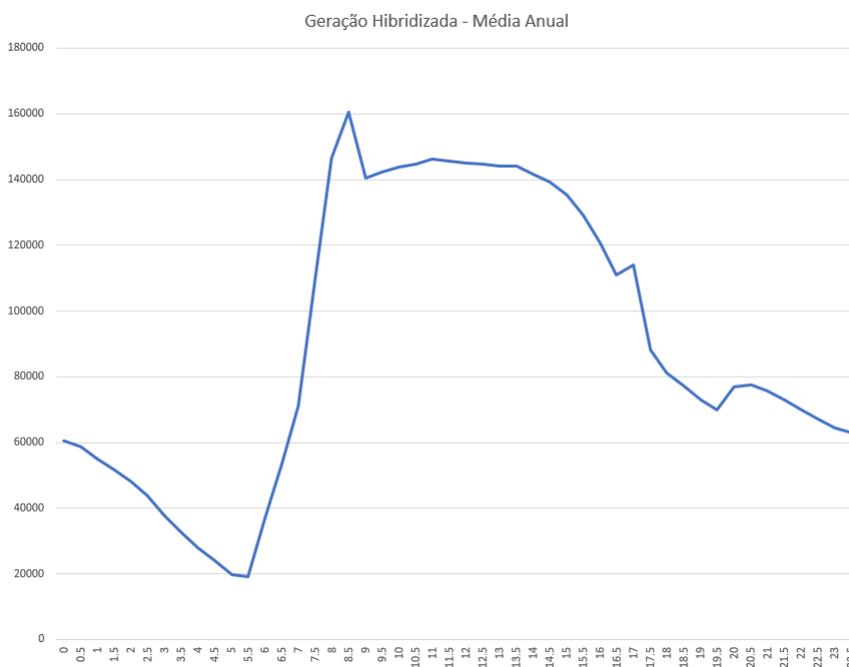


Figura 43: Geração híbrida da usina de calha parabólica de 100MW + usina fotovoltaica de 100MWp.

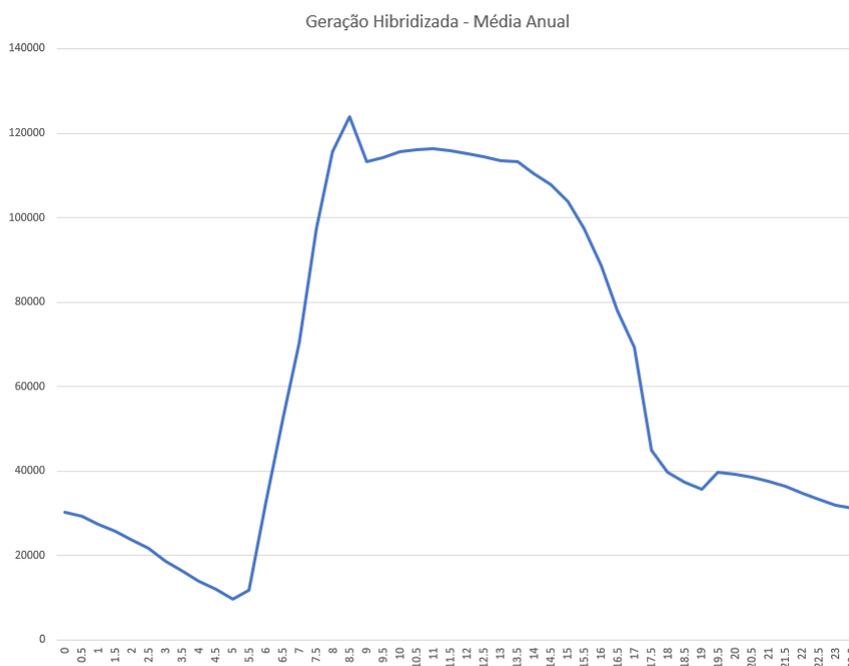


Figura 44: Geração híbrida da usina de calha parabólica de 49,5MW + usina fotovoltaica de 100MWp.

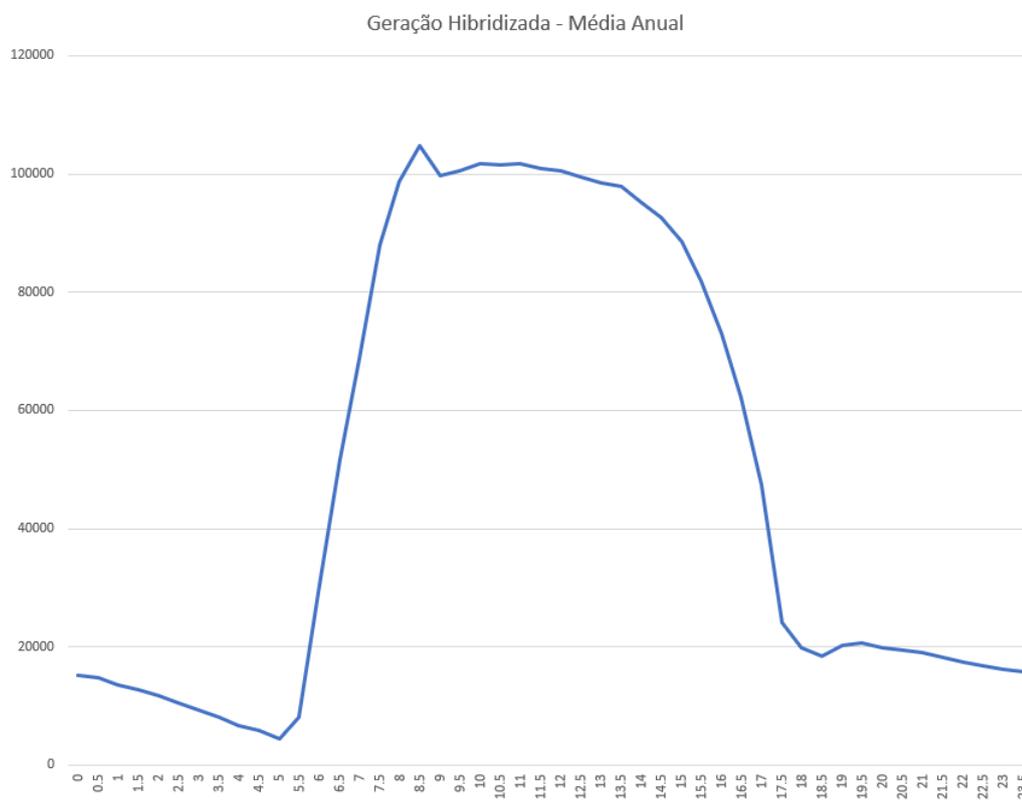


Figura 45: Geração híbrida da usina de calha parabólica de 25,2MW + usina fotovoltaica de 100MWp.

Por fim, temos a geração das usinas híbridizadas na tabela 13. Ou seja, nessas situações

as gerações das usinas foram somadas com a geração da usina fotovoltaica.

Tabela 13: Geração das usinas hibridizadas no ano 1.

Usina	Geração
Torre solar 100 MW	809.700,640 <i>MWh</i>
Torre solar 50,7 MW	566.598,418 <i>MWh</i>
Torre solar 25,28 MW	437.820,288 <i>MWh</i>
Calha parabólica 100 MW	806.628,864 <i>MWh</i>
Calha parabólica 49,5 MW	563.366,768 <i>MWh</i>
Calha parabólica 25,2 MW	442.073,032 <i>MWh</i>

#### 4.4 Análise Econômica

Após a avaliação dos resultados das simulações na seção 4.3, foi feita uma análise econômica das usinas hibridizadas a partir de seu fluxo de caixa descontado. Para isso as usinas heliotérmicas foram analisadas em conjunto com a usina fotovoltaica de 100MWp.

Como o SAM não possui uma funcionalidade disponível para a hibridização de usinas e também a parte econômica do simulador não permite a aplicação da realidade brasileira, o fluxo de caixa foi feito por meio da opção de exportar os dados do fluxo de caixa do programa para uma planilha, e depois foram tratados seguindo o modelo de fluxo de caixa exposto na seção 3.5. Os parâmetros econômicos de entrada para o fluxo de caixa descontado estão na tabela 14.

Tabela 14: Parâmetros econômicos utilizados para a construção do fluxo de caixa (TORRES, 2021)(AZEVEDO M. E. LOPES; DOMINGUES, 2023).

Parâmetro	Valor
Vida útil do projeto	30 anos
Tarifa de uso do sistema de transmissão	R\$1,5/kW.mês
Taxa de fiscalização da ANEEL	0,5% da receita bruta
Custo de operação e manutenção (O&M) - fixo	R\$ 70/kW.ano
Custo de operação e manutenção (O&M) - variável	R\$14,4/MWh
Depreciação linear	30 anos
Preço de venda da energia	R\$305/MWh
Taxa de câmbio	R\$4,80

Além disso, os valores totais dos projetos foram obtidos a partir dos valores fornecidos pelo o SAM e estão na tabela 15.

Tabela 15: Valor de investimento inicial das usinas.

Usina	Valor
Torre solar 100 MW	R\$ 3.738.696.806,40
Torre solar 50,7 MW	R\$ 1.750.023.409,78
Torre solar 25,28 MW	R\$ 971.020.409,33
Calha parabólica 100 MW	R\$ 4.197.832.956,10
Calha parabólica 49,5 MW	R\$ 2.086.640.229,79
Calha parabólica 25,2 MW	R\$ 1.061.602.038,72
Fotovoltaica de 100MW <sub>p</sub>	R\$ 627.372.475,68

Primeiramente, foi feito os fluxos de caixa das usinas somadas sem nenhuma incidência de juros. Em outras palavras, como se um investidor houvesse construído a usina hibridizada sem algum empréstimo. As receitas obtidas, portanto, já estão líquidas após a incidência de todas as alíquotas, tarifas e outras despesas. Esses fluxos de caixa podem ser observados nas Figuras 46, 47, 48, 49, 50 e 51. Os VPLs anuais podem ser observados nas Figuras 52, 53, 54, 55, 56 e 57.

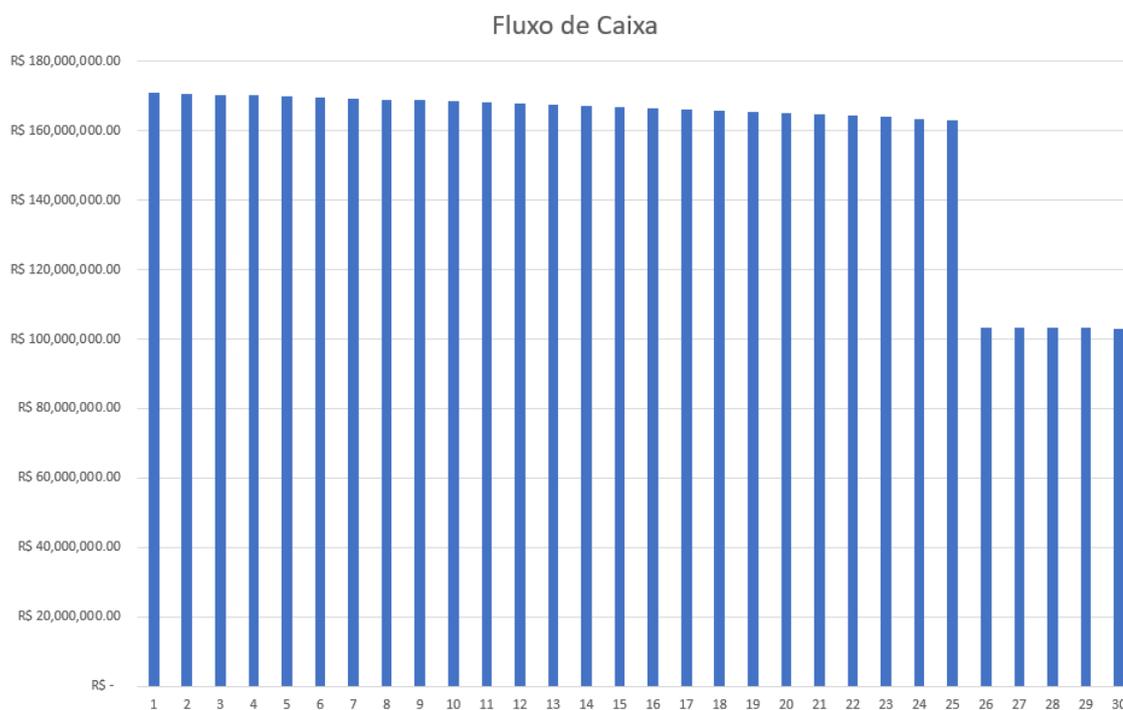


Figura 46: Fluxo de caixa sem juros da usina torre central de 100MW + usina fotovoltaica de 100MW<sub>p</sub>.

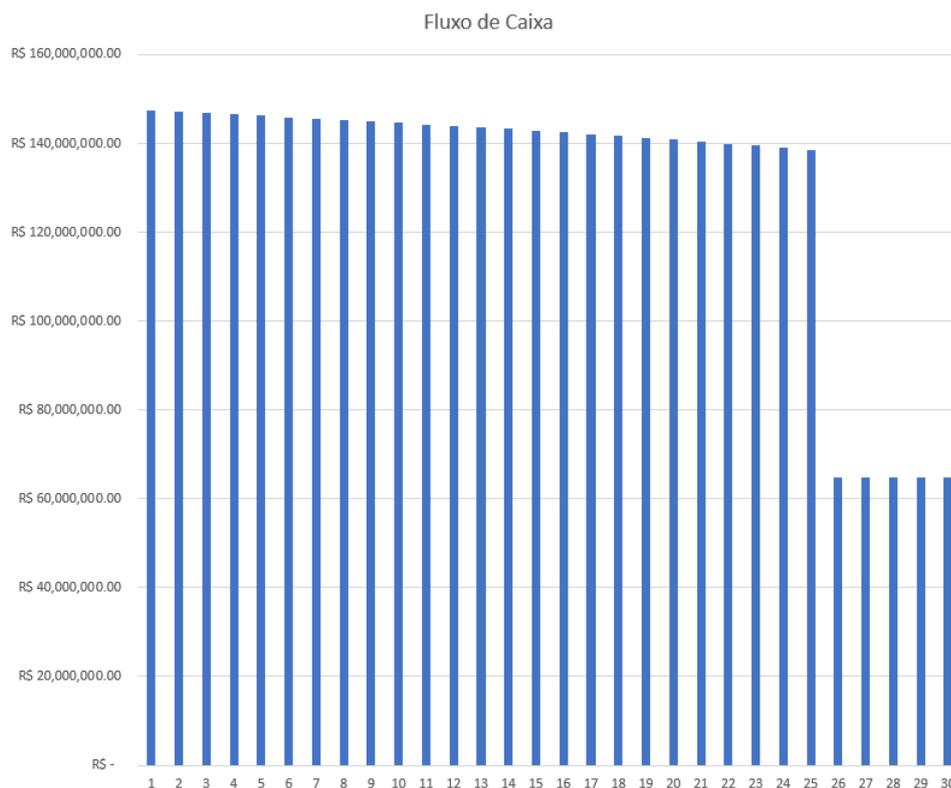


Figura 47: Fluxo de caixa sem juros da usina torre central de 50,7MW + usina fotovoltaica de 100MWp.

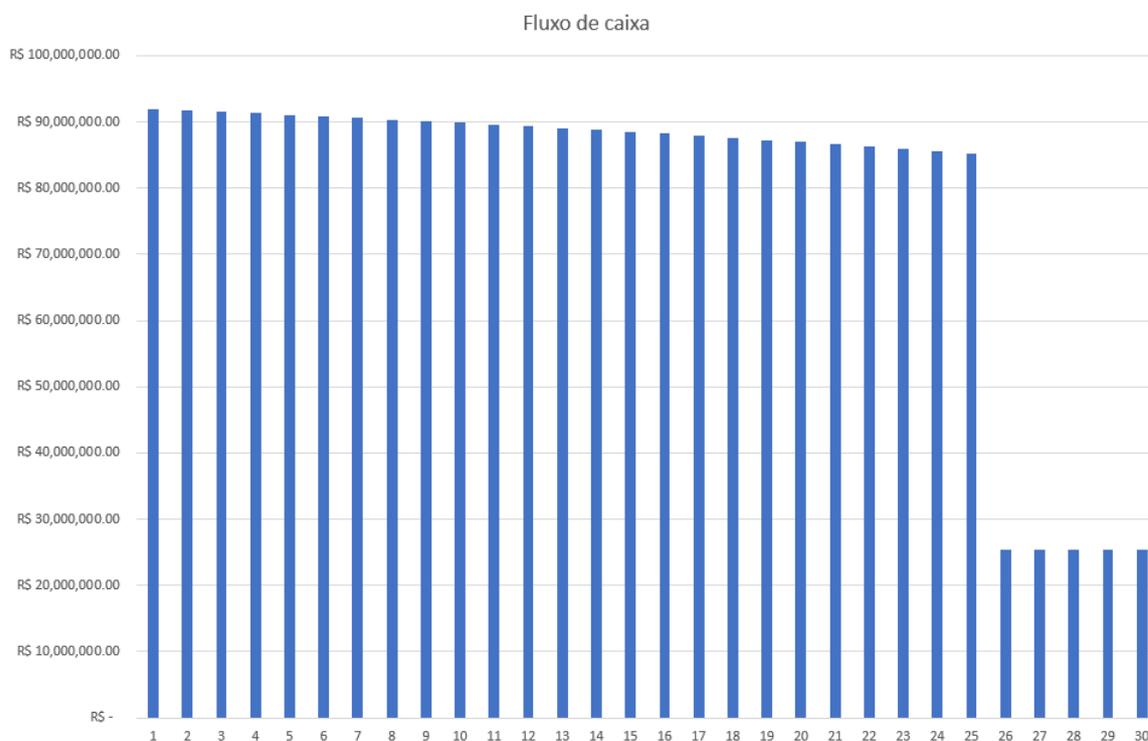


Figura 48: Fluxo de caixa sem juros da usina torre central de 25,28MW + usina fotovoltaica de 100MWp.

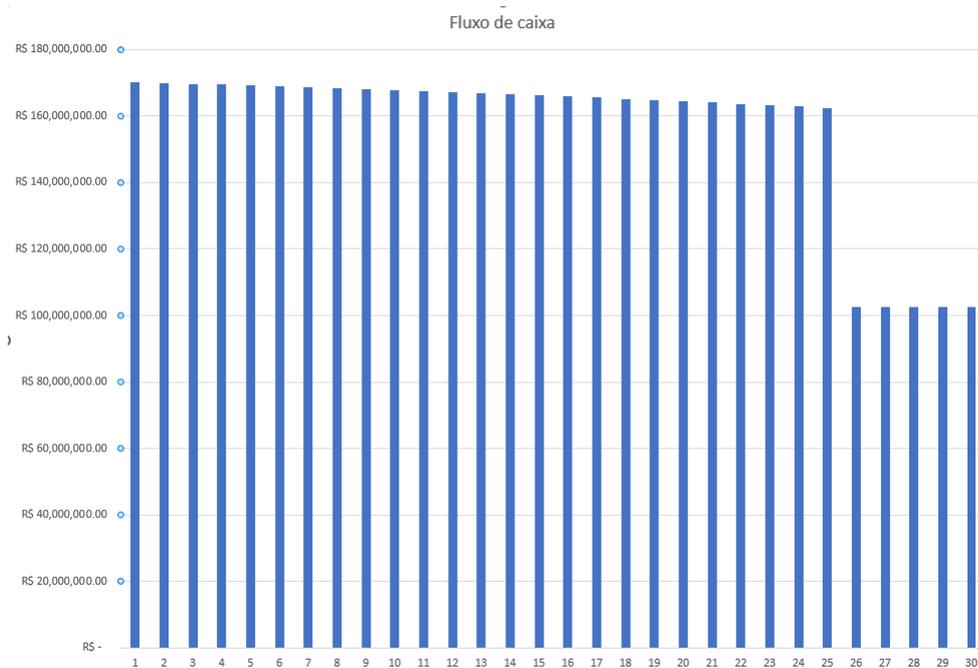


Figura 49: Fluxo de caixa sem juros da usina de calha parabólica de 100MW + usina fotovoltaica de 100MWp.

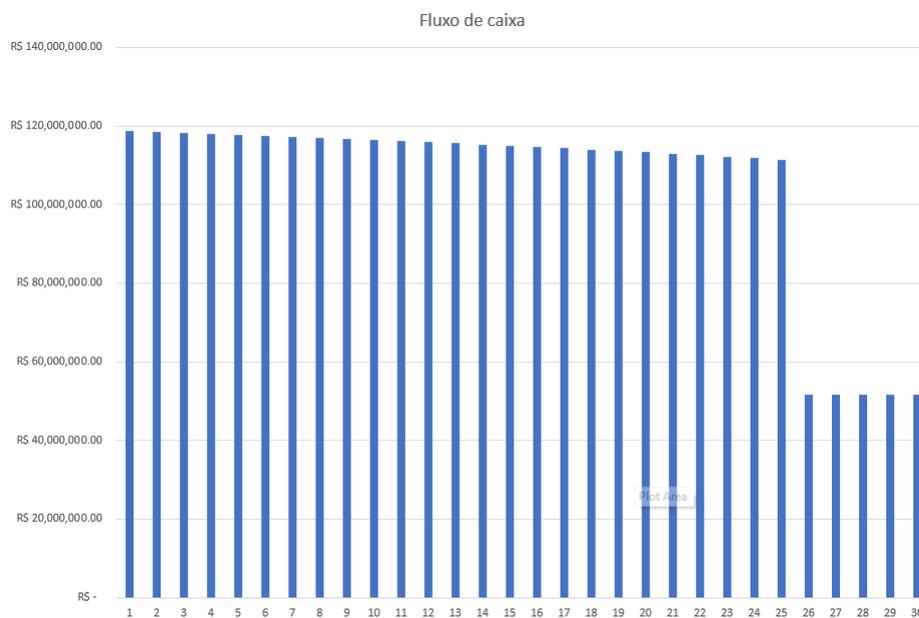


Figura 50: Fluxo de caixa sem juros da usina de calha parabólica de 49,5MW + usina fotovoltaica de 100MWp.

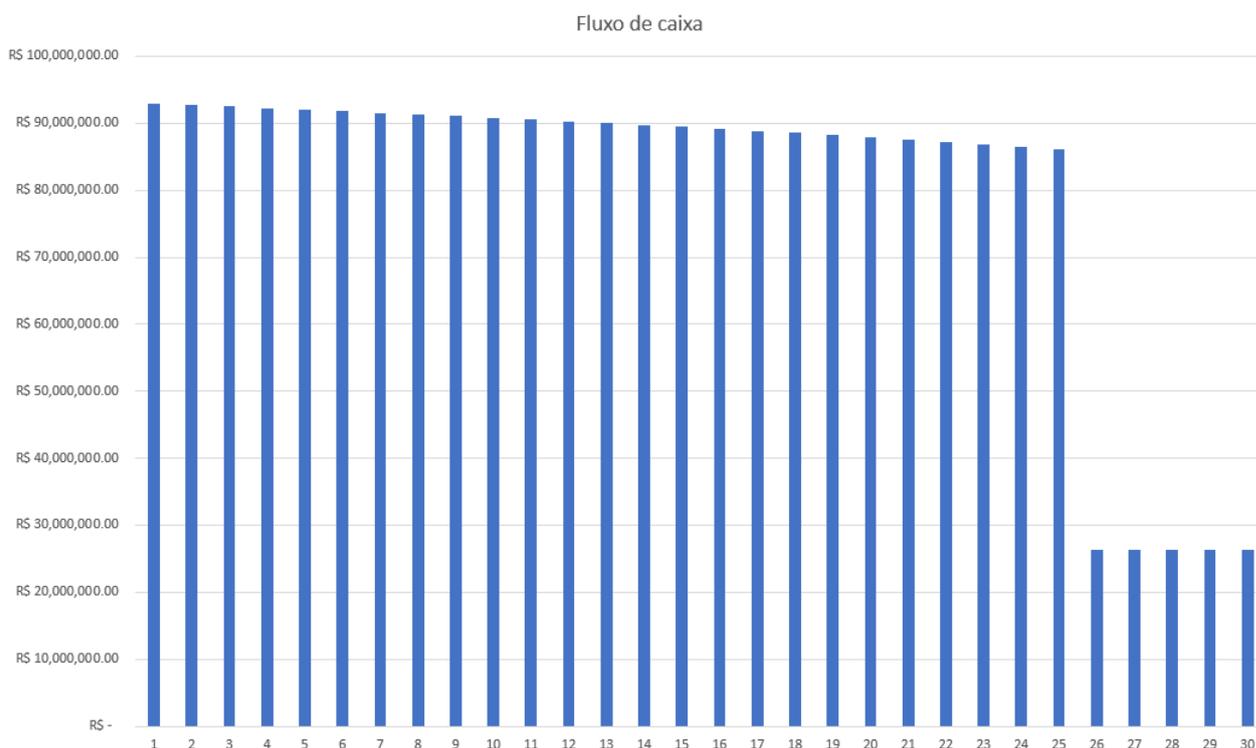


Figura 51: Fluxo de caixa sem juros da usina de calha parabólica de 25,2MW + usina fotovoltaica de 100MW<sub>p</sub>.

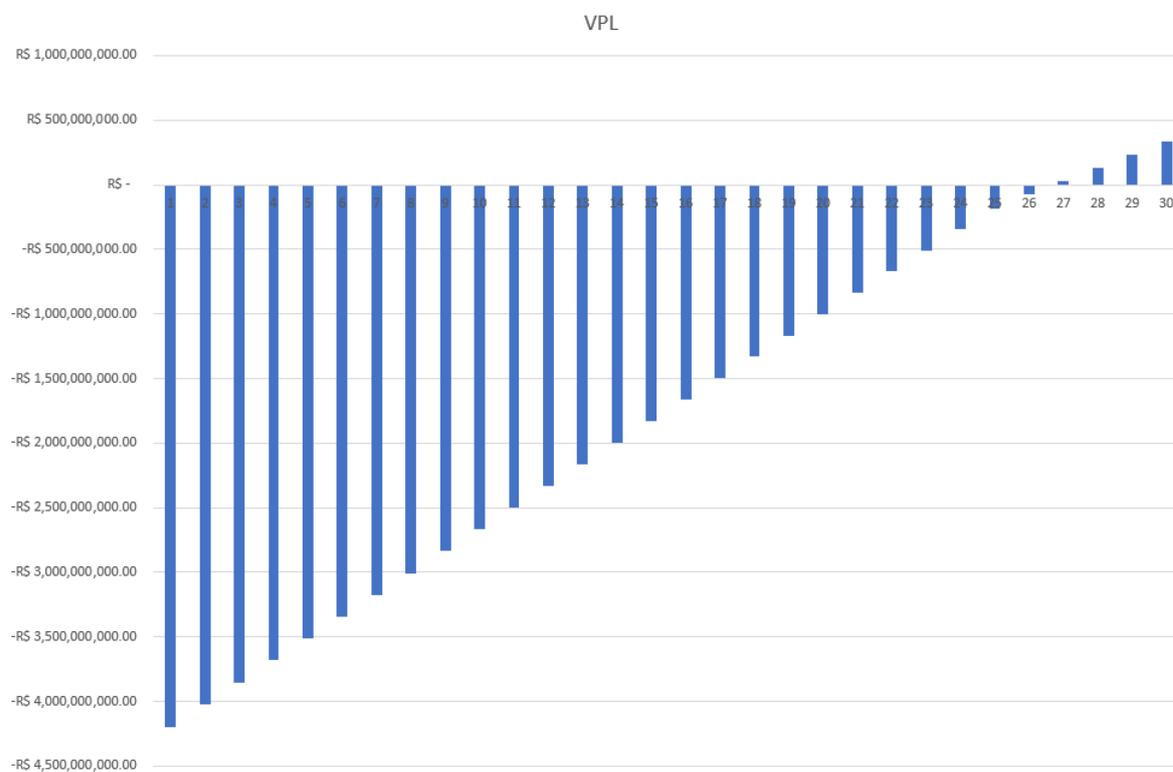


Figura 52: VPL sem juros da usina torre central de 100MW + usina fotovoltaica de 100MW<sub>p</sub>.

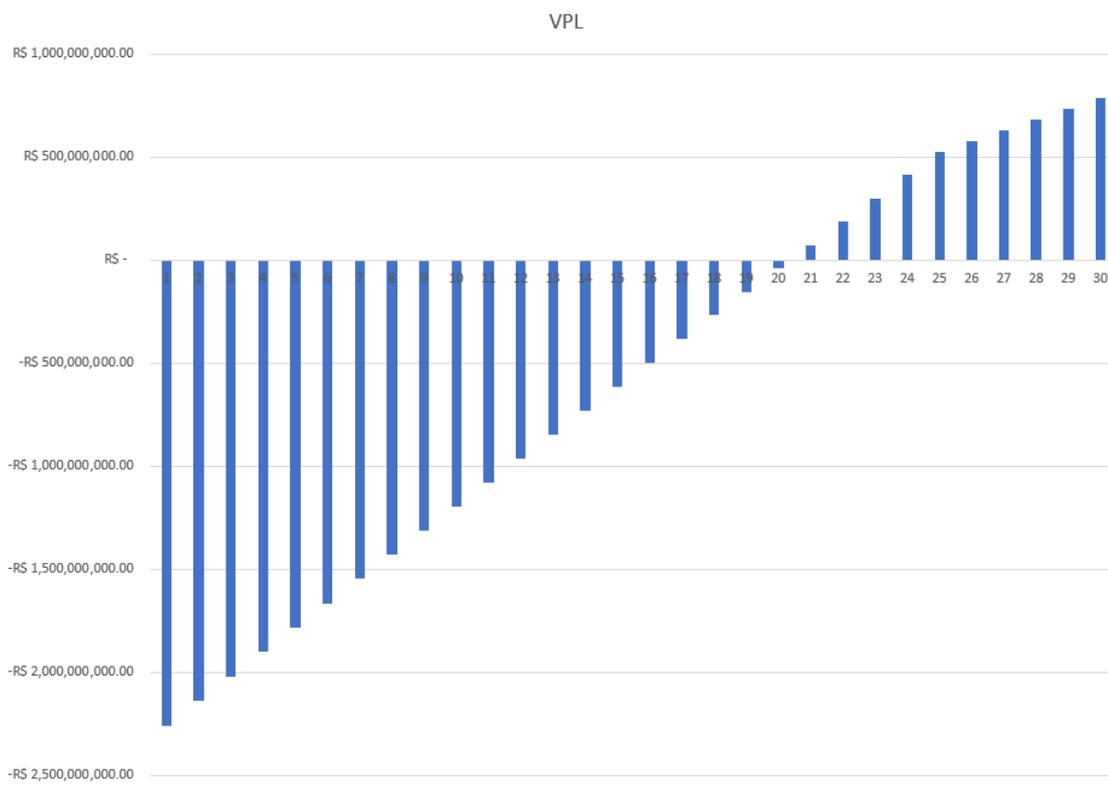


Figura 53: VPL sem juros da usina torre central de 50,7MW + usina fotovoltaica de 100MWp.

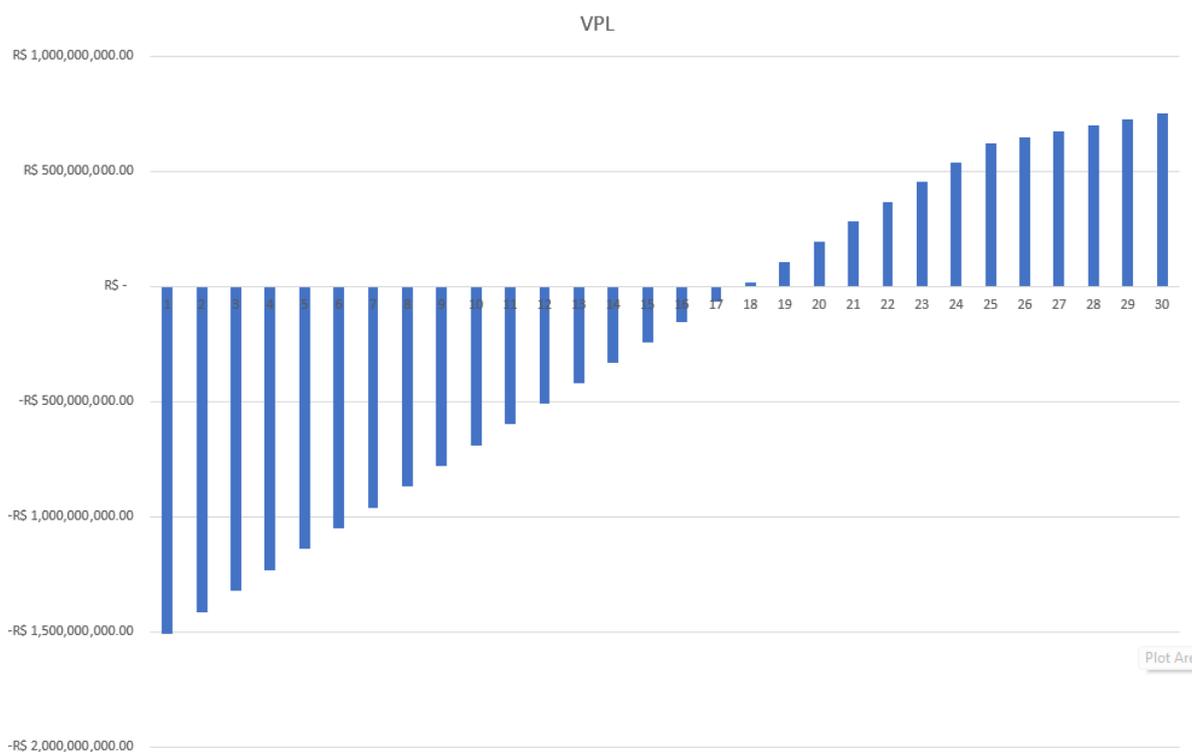


Figura 54: VPL sem juros da usina torre central de 25,28MW + usina fotovoltaica de 100MWp.

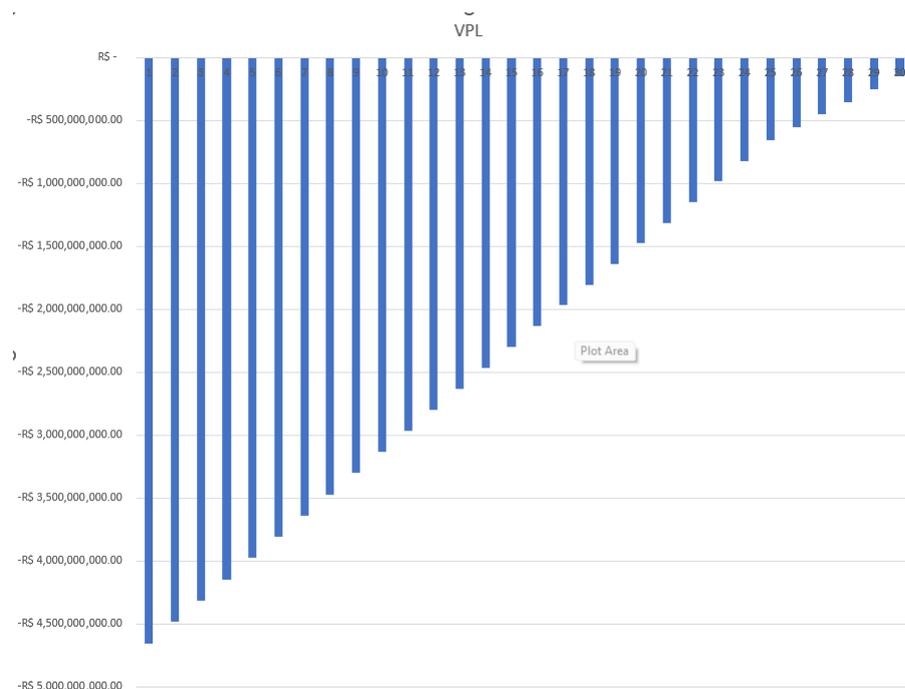


Figura 55: VPL sem juros da usina de calha parabólica de 100MW + usina fotovoltaica de 100MWp.

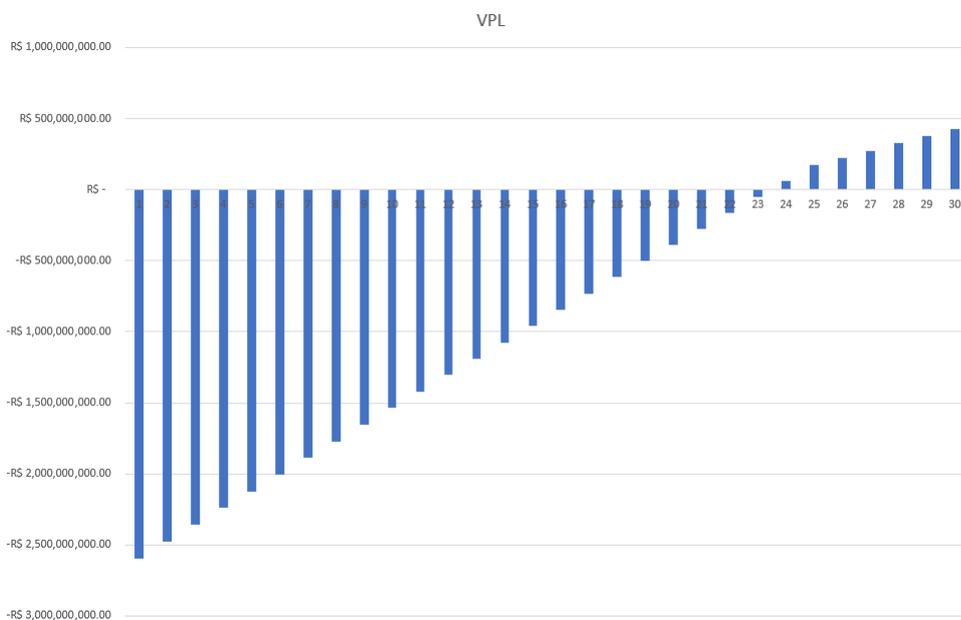


Figura 56: VPL sem juros da usina de calha parabólica de 49,5MW + usina fotovoltaica de 100MWp.

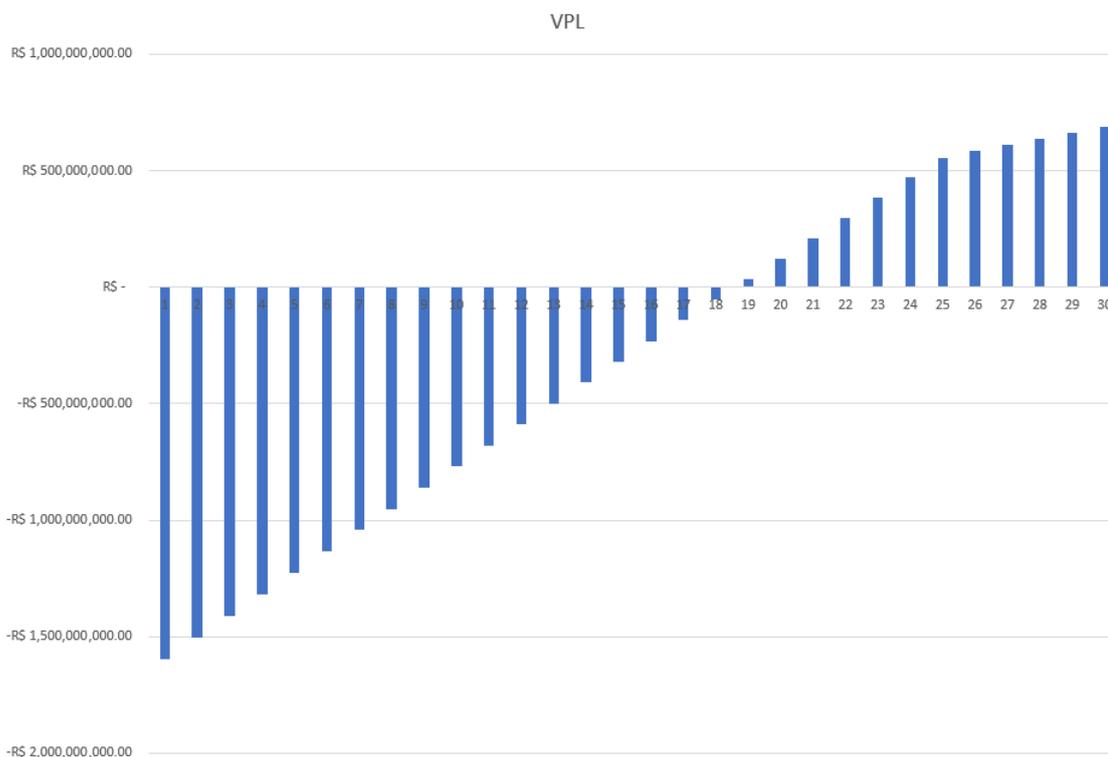


Figura 57: VPL sem juros da usina de calha parabólica de 25,2MW + usina fotovoltaica de 100MWp.

Posteriormente, foi feita uma análise pensando em uma realidade de financiamento do valor total da usina. Foram utilizados os valores da tabela 16 como referência.

Tabela 16: Parâmetros econômicos utilizados para a situação com um empréstimo com 30% de entrada.

Parâmetro	Valor
Juros anuais	7,00% ao ano(BNDES, 2023)
Porcentagem de entrada	30%

Assim, foram obtidos os fluxos de caixa que podem ser visualizados nas Figuras 58,59,60,61,62 e 63. Para os gráficos, não foram considerados os "anos 0" que apresentam o valores totais de investimento. A inclusão destes, faz com que a escala do gráfico fique pequena impossibilitando a observação dos outros valores. Além disso, em cada gráfico inseriu-se o fluxo de caixa descontado da Heliotérmica em análise sem hibridização (em azul), a usina fotovoltaica sozinha (em laranja) e a usina hibridizada (em cinza).

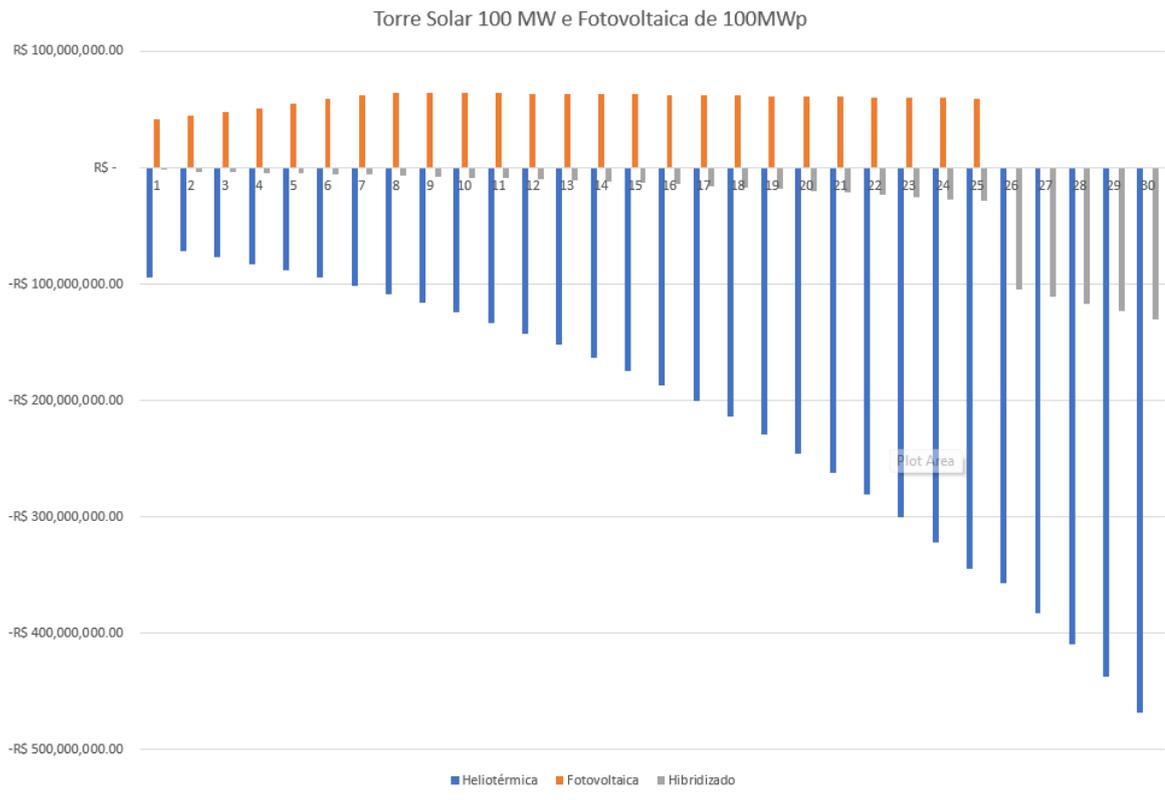


Figura 58: Fluxo de caixa descontado da usina torre central de 100MW + usina fotovoltaica de 100MWp

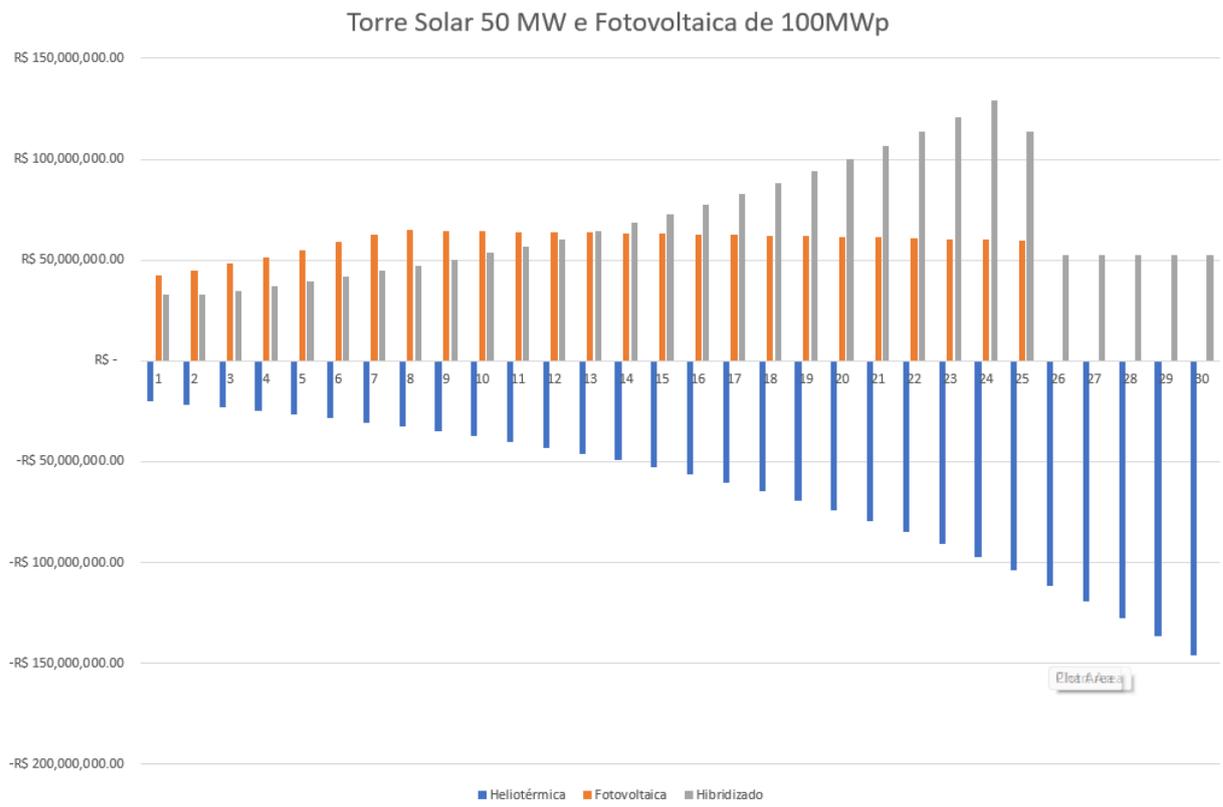


Figura 59: Fluxo de caixa descontado da usina torre central de 50,7MW + usina fotovoltaica de 100MWp

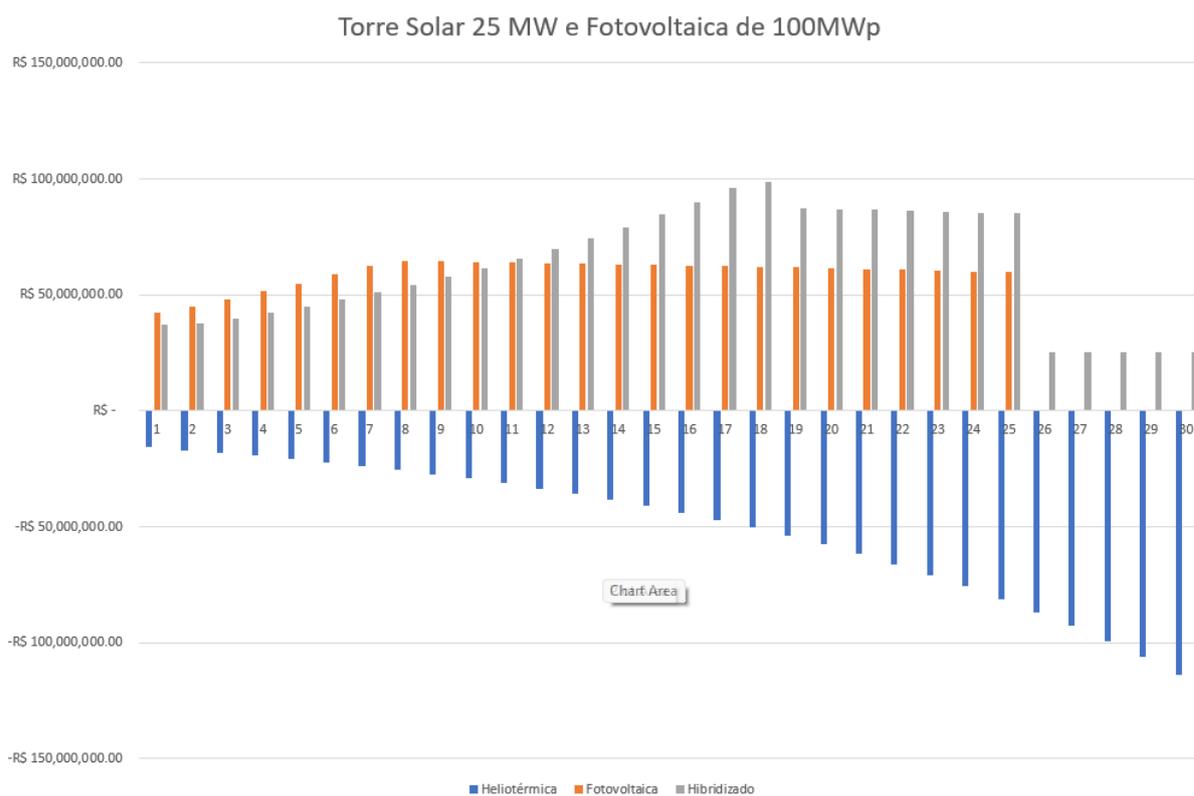


Figura 60: Fluxo de caixa descontado da usina torre central de 25,28MW + usina fotovoltaica de 100MWp

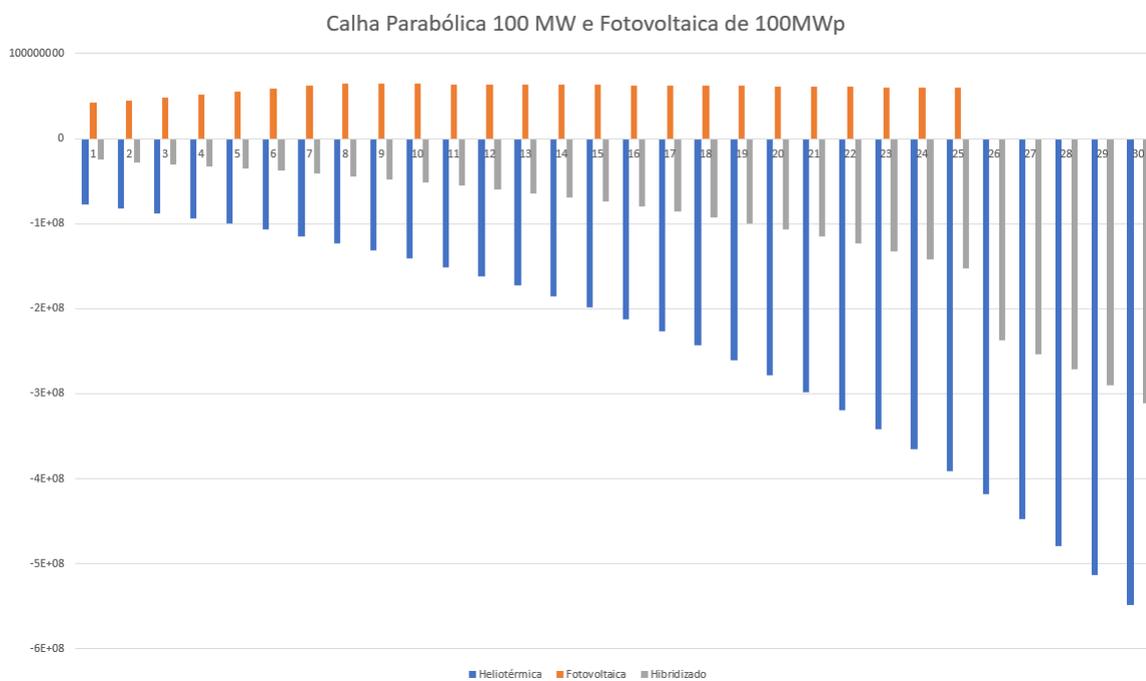


Figura 61: Fluxo de caixa descontado da usina de calha parabólica de 100MW + usina fotovoltaica de 100MWp

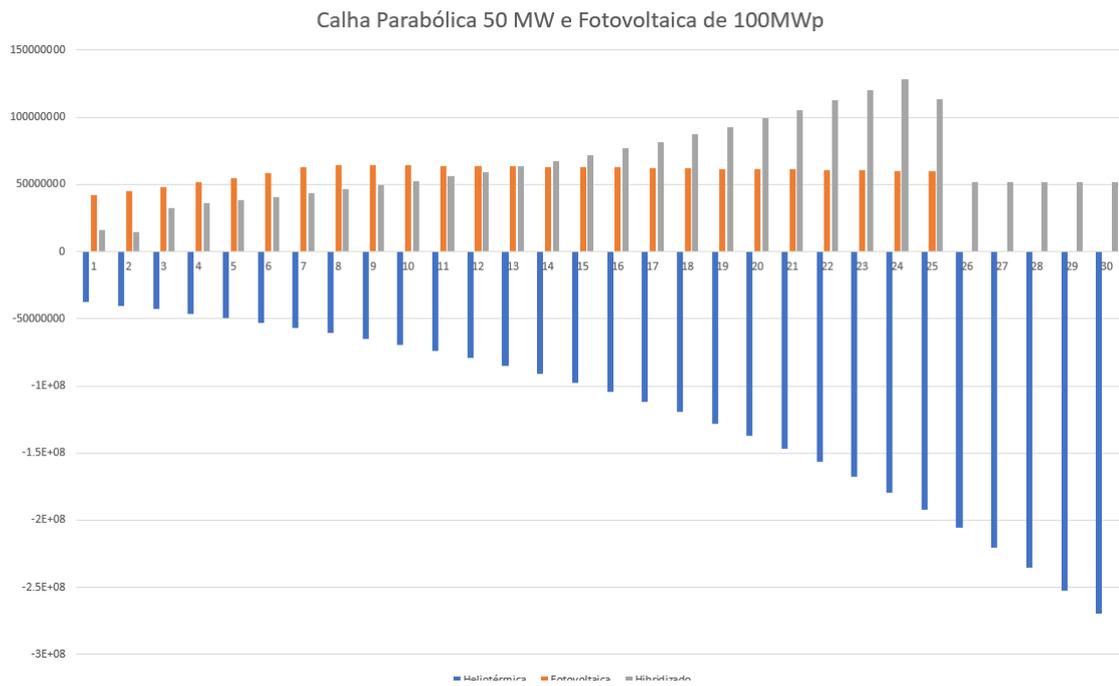


Figura 62: Fluxo de caixa descontado da usina de calha parabólica de 49,5MW + usina fotovoltaica de 100MWp

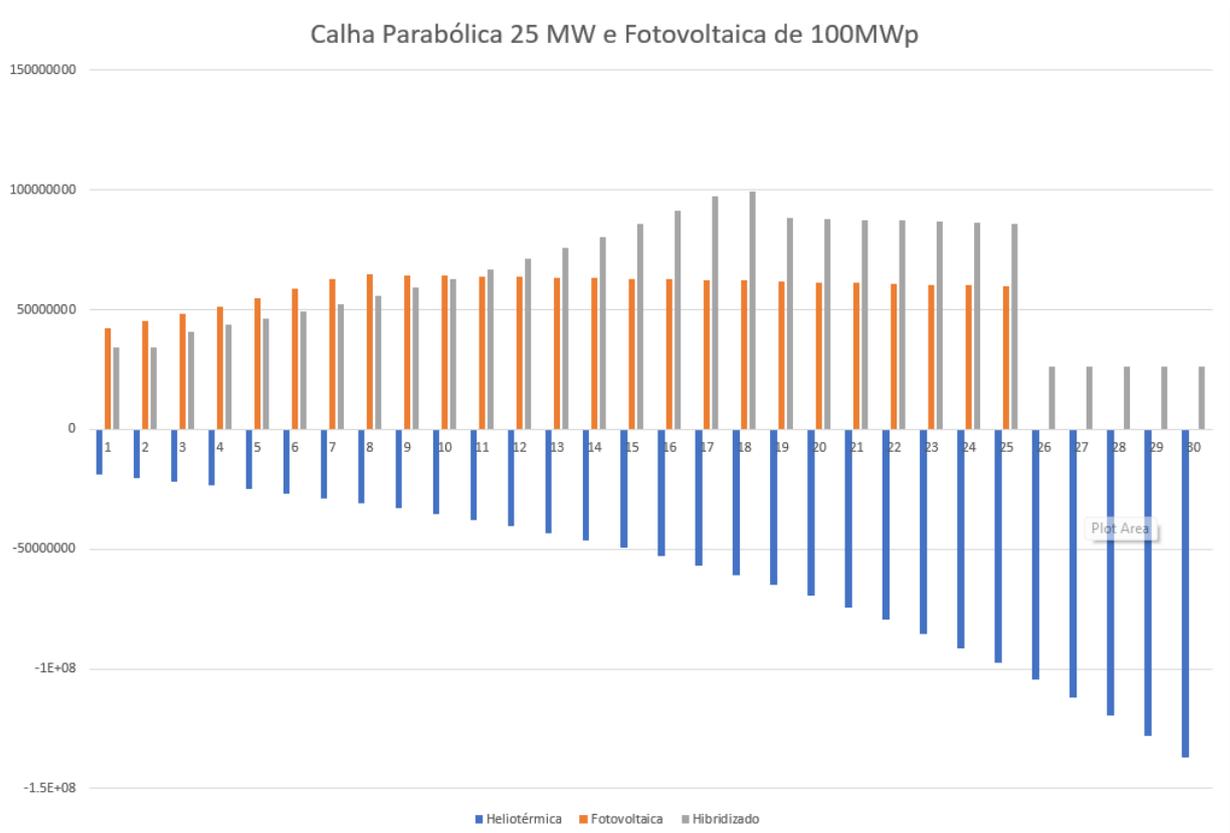


Figura 63: Fluxo de caixa descontado da usina de calha parabólica de 25,2MW + usina fotovoltaica de 100MWp

Uma característica importante dos fluxos de caixa é que como as usinas fotovoltaicas possuem vida útil de 25 anos e as usinas heliotérmicas de 30 anos, dos anos 26 ao 30 apenas as usinas heliotérmicas foram avaliadas.

A partir do fluxo de caixa descontado, do valor de incidência de juros anual de 7,00% e da equação 2.7.1, foi calculado o Valor Presente Líquido de cada situação avaliada. Além disso, também foi calculado o tempo de "*Payback*". Os resultados podem ser conferidos nas tabelas 17 e 18.

Tabela 17: Resultados dos indicadores econômicos das Torres Solares Híbridizadas com uma usina fotovoltaica de 100MWp

	<b>Torre solar 100MW</b>	<b>Torre solar 50,7 MW</b>	<b>Torre solar 25,28 MW</b>
	+	+	+
	<b>FV 100MWp</b>	<b>FV 100MWp</b>	<b>FV 100MWp</b>
VPL (R\$)	-3.785.979.101,62	378.753.026,65	1.144.314.349,56
<i>Payback</i>	-	25	18

Tabela 18: Resultados dos indicadores econômicos das Calhas Parabólicas Híbridizadas com uma usina fotovoltaica de 100MWp

	<b>Calha 100MW</b>	<b>Calha 49,5 MW</b>	<b>Calha 25,2 MW</b>
	+	+	+
	<b>FV 100MWp</b>	<b>FV 100MWp</b>	<b>FV 100MWp</b>
VPL (R\$)	-6.561.103.960,18	424.047.288,19	1.101.323.655,10
<i>Payback</i>	-	25	18

A partir do VPL de cada usina, é possível perceber que as usinas de potência somada de 150MW e 125MW possuem um VPL positivo, além disso, o foi obtido um tempo de *payback* de aproximadamente 25 e 18 anos respectivamente.

## 4.5 Considerações Finais

O capítulo 4 trouxe os principais resultados da aplicação do método exposto no capítulo 3. As conclusões dos resultados expostos serão feitas no próximo capítulo.

## 5 Conclusão

Esse trabalho propôs uma metodologia para a hibridização de duas tecnologias de geração de energia solar distintas (heliotérmicas e fotovoltaicas) no intuito de garantir a sua viabilidade econômica em território brasileiro e também melhorar o fator de capacidade da planta como um todo. As topologias escolhidas para as usinas heliotérmicas foram as torres solares e as calhas parabólicas devido à sua maior presença no mundo como um todo.

As simulações, que foram feitas levando em consideração o município de Patos na Paraíba tiveram resultados animadores do ponto de vista climático. Os resultados foram acima do esperado quanto à irradiação solar. Destaca-se os GHI médio de  $6,38kWh/m^2/dia$  e o DNI médio de  $6,78kWh/m^2/dia$ . Por conta disso, foram encontradas gerações de energia excelentes, destacam-se as usinas hibridizadas de  $200MW$  que no total que tiveram gerações anuais de mais de  $800GWh$ . Uma geração semelhante à planta referência do trabalho: o Cerro Dominador. Essa planta chilena gera em média  $950GWh$  por ano, porém a sua planta fotovoltaica é de  $110MW$ , um pouco maior que a simulada para o trabalho, e o local de instalação possui a melhor localização geográfica do mundo, tendo uma irradiação solar ainda maior.

Ademais, do ponto de vista técnico, é possível notar uma complementariedade das gerações, aumentando bastante o fator de capacidade da planta hibridizada, principalmente nas plantas hibridizadas com torres solares, em que a melhor otimização do despacho de energia foi em diminuir para 40% da potência nominal a saída da turbina geradora nos horários do dia.

Portanto, do ponto de vista técnico, podemos concluir que as condições climáticas do nordeste brasileiro são favoráveis para a instalação de usinas heliotérmicas hibridizadas com fotovoltaicas.

As análises econômicas mostram que a instalação de usinas heliotérmicas de grande porte não são viáveis economicamente. Isso, levando-se em conta os parâmetros escolhidos e apesar da hibridização de usinas fotovoltaicas de mesmo porte. Todavia, é preciso mencionar que caso o valor do dólar estadunidense estivesse com um valor um pouco menor, em torno de R\$4,00, ou que a taxa de juros no Brasil fosse em torno de 4% anualmente, as usinas heliotérmicas hibridizadas com usinas fotovoltaicas de mesma potência possuem um valor presente líquido positivo. Em outras palavras, em uma situação econômica um pouco melhor, essas usinas conseguiriam ser rentáveis.

Para as situações em que as usinas heliotérmicas são menores que as usinas fotovoltaicas, o valor presente líquido é positivo, o que pode mostrar um caminho a ser seguido para o início da implementação da tecnologia no Brasil.

Os melhores resultados levando-se em conta a geração de energia e o retorno financeiro foram as opções intermediárias, as plantas hibridizadas com  $100MWp$  de fotovoltaica e  $50MW$  de usina heliotérmica. Essas usinas possuem um tempo de *payback* de 25 anos e geram mais de  $560GWh$  ao ano.

Por fim, são apontados alguns fatores que facilitariam a implementação da tecnologia no Brasil:

- Primeiramente, o desenvolvimento de tecnologia brasileira para a construção das usinas, a dependência de materiais importados faz com que os custos para a construção da usina sejam todos em divisas externas, o que encarece a construção.
- Incentivos econômicos como uma isenção de taxa de transmissão poderiam ser fundamentais para o início do desenvolvimento da tecnologia no Brasil.
- Investimento em pesquisa para o desenvolvimento de tecnologias mais eficientes e mais viáveis economicamente.

## 5.1 Propostas para trabalhos futuros

- Efetuar o estudo buscando insumos nacionais já existentes.
- Realizar a hibridização da tecnologia com outras fontes renováveis.
- Avaliar a aplicação da usina para geração de energia térmica para processos industriais.
- Avaliar a viabilidade econômica das usinas hibridizadas utilizando o mercado de carbono como auxílio no financiamento do empreendimento.

## Referências

- AZEVEDO M. E. LOPES, B. M. O. R. L. B. A. D. A. L. F. F. G.; DOMINGUES, E. G. Linear fresnel reflector technology in brazil: a techno-economic evaluation. 2023. 61
- BNDES. *Taxa de Juros de Longo Prazo*. 2023. Disponível em: <<https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/guia/custos-financeiros/taxa-juros-longo-prazo-tjlp#evolucao>>. 68
- CERRO, G. *Grupo Cerro*. 2023. Disponível em: <<https://grupocerro.com/>>. 3, 17
- CESP. *Projeto P&D Termosolar-CESP Porto Primavera*. 2017. Disponível em: <[https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/arquivos/painel\\_luis\\_alexandre\\_-\\_ped\\_estrategico\\_heliotermica\\_cesp.pdf](https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/arquivos/painel_luis_alexandre_-_ped_estrategico_heliotermica_cesp.pdf)>. 3, 21
- CORDEIRO, P. Start mission to brazil, final report. 2004. Disponível em: <[http://www.solarpaces.org/wp-content/uploads/START\\_Brazil-Start-Mission-Rept.pdf](http://www.solarpaces.org/wp-content/uploads/START_Brazil-Start-Mission-Rept.pdf)>. 20
- DAMODARAN, A. *Applied Corporate Finance*. [S.l.]: Elsevier Inc., 2010. 24
- EPE, E. d. P. E. *Anuário Estatístico de Energia elétrica 2022*. 2022. Disponível em: <<http://shinyepe.brazilsouth.cloudapp.azure.com:3838/anuario-livro/>>. 9
- EPE, E. d. P. E. *Plano Nacional de Energia - 2030*. 2022. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-PNE-2030>>. 9
- EUROPEIA, C. *PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM*. 2023. Disponível em: <[https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/tools.html#TMY](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#TMY)>. 29
- FEDERAL, R. *Tributos federais administrados pela Receita Federal*. 2023. Disponível em: <<https://www.gov.br/receitafederal/pt-br/assuntos/orientacao-tributaria/tributos>>. 37
- FILHO, J. B. de M. *Plantas Heliotérmicas para o Centro de Referência em Energia Solar de Petrolina - CRESA*. 2019. Disponível em: <[https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/arquivos/painel\\_jose\\_bione\\_-\\_ped\\_apresentacao\\_heliotermica-chesf.pdf](https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/arquivos/painel_jose_bione_-_ped_apresentacao_heliotermica-chesf.pdf)>. 3, 21, 22
- GLOBO. *Pioneira no Brasil, usina termosolar entra em operação no Oeste Paulista*. 2022. Disponível em: <<https://g1.globo.com/sp/presidente-prudente-regiao/noticia/2022/03/21/pioneira-no-brasil-usina-termosolar-entra-em-operacao-no-oeste-paulista.ghtml>>. 21
- GUIMARÃES, L. dos S. O custo nivelado da eletricidade e seu impacto na transição energética. 2019. 25, 26
- IPCC. *Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change - Full Report*. 2022. Disponível em: <<https://www.ipcc.ch/report/sixth-assessment-report-working-group-3/>>. 3, 9, 10, 11
- ÎNIGO-LABAIRU, J.; DERSCH, J.; SCHOMAKER, L. Integration of csp and pv power plants: Investigations about synergies by close coupling. *MDPI*, 2022. 33
- KALOGIROU, S. A. *Solar Energy Engineering Processes and Systems*. [S.l.]: Elsevier Inc., 2014. 24
- LILLIESTAM LANA OLLIER, M. L. S. P. R. T. J. The near- to mid-term outlook for concentrating solar power: mostly cloudy, chance of sun. Disponível em: <<https://www.tandfonline.com/doi/full/10.1080/15567249.2020.1773580?scroll=top&needAccess=true&role=tab>>. 11

- LODI, C. Perspectivas para a geração de energia elétrica no Brasil utilizando a tecnologia solar térmica concentrada. 2011. 13
- NJOORE MARK M., S. J. E. Worldbank csp report. 2021. 3, 14
- NREL. *Concentrating Solar Power Projects*. 2023. Disponível em: <<https://solarpaces.nrel.gov/>>. 15
- NREL. *CSP Projects Around the World*. 2023. Disponível em: <<https://www.solarpaces.org/csp-technologies/csp-projects-around-the-world/>>. 3, 16, 19, 20, 27, 30
- NREL, N. R. E. L. *System Advisor Model*. 2023. Disponível em: <<https://sam.nrel.gov/>>. 3, 19
- OLIVEIRA, T. A. P. de. *Metodologia para análise de risco de investimento em fontes de geração heliotérmica do tipo torre solar no mercado regulado brasileiro*. Dissertação (Mestrado) — Universidade de Brasília, Novembro 2020. 24
- PARK, K. S. *Kathu Solar Park*. 2023. Disponível em: <<https://www.kathusolarpark.co.za/>>. 3, 16
- PEREIRA E. B.; MARTINS, F. R. G. A. R. C. R. S. L. F. J. L. R. R. A. S. L. T. G. M. P. S. V. S. J. G. *Atlas brasileiro de energia solar*. [S.l.]: INPE - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, 2017. 3, 11, 18
- PHILIBERT, C. Technology roadmap concentrating solar power. 2010. 14, 15, 16
- RESEARCHGATE. *Dimensionamento e Simulação de um Sistema de Energia Solar Térmica com Concentrador Parabólico e Motor Stirling*. 2023. Disponível em: <[https://www.researchgate.net/figure/Figura-15-Maricopa-Solar-Project\\_fig7\\_339882575](https://www.researchgate.net/figure/Figura-15-Maricopa-Solar-Project_fig7_339882575)>. 3, 15
- S.BRITO, C.-C. de Referência para Energias as Solar e Eólica Sérgio de. *Irradiação Solar*. 2018. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>>. 11
- TORRES, G. de S. *Análise comparativa técnica e econômica de usinas heliotérmicas e fotovoltaicas no Brasil*. Dissertação (Mestrado) — Universidade de Brasília, Agosto 2021. 17, 23, 24, 33, 61
- TSK. 2023. Disponível em: <<https://www.grupotsk.com/proyecto/central-termsolar-puerto-errado-ii-30-mw/>>. 3, 15
- WAGNER, M. J.; GILMAN, P. Technical manual for the sam physical trough model. *NREL*, 2011. 32
- WAGNER, M. J.; ZHU, G. A generic csp performance model for nrel's system advisor model. *SolarPACES*, 2011. 32, 33