

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA DE ENERGIA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**AVALIAÇÃO TÉCNICA-ECONÔMICA DAS TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO
HELIOTÉRMICA PARA O CASO BRASILEIRO, CONSIDERANDO SISTEMAS DE
ARMAZENAMENTO TÉRMICO E HIBRIDIZAÇÃO.**

Autor: Victor Andrés Patiño Mantilla

Itajubá, setembro de 2017

M.G. - Brasil

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA DE ENERGIA

Autor: **Victor Andrés Patiño Mantilla**

**AVALIAÇÃO TÉCNICA-ECONÔMICA DAS TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO
HELIOTÉRMICA PARA O CASO BRASILEIRO, CONSIDERANDO SISTEMAS DE
ARMAZENAMENTO TÉRMICO E HIBRIDIZAÇÃO.**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia da Universidade Federal de Itajubá como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Energia

Área de Concentração: Exploração do Uso Racional de Recursos Naturais e Energia

Orientador: **Prof. Dr. Osvaldo José Venturini**

Coorientador: **Prof. Dr. José Carlos Escobar Palacio**

Itajubá, setembro de 2017

M.G. - Brasil

COMPOSIÇÃO DA BANCA EXAMINADORA

Orientador: Prof. Dr. Osvaldo José Venturini
UNIFEI, Itajubá (MG)

Co-orientador: Dr. Jose Carlos Escobar Palacio
UNIFEI, Itajubá (MG)

Membro da banca: Dr. Electo Eduardo Silva
UNIFEI, Itajubá (MG)

Membro da banca: Dr. Diego Mauricio Yepes Maya
CEFET, Rio de Janeiro (RJ)

Dedicatória

Dedico esta dissertação, que representa uma etapa muito importante da minha vida, a minha mãe especialmente, pelo amor e apoio incondicional. A minha irmã, e meu pai pelo carinho e ensinamentos. À memória dos meus antepassados, graças a eles tive a oportunidade de chegar até hoje. À memória de Inés Patiño e Ma. Soledad... aprendi muito da vida com vocês.

Uma dedicatória especial à memória de Nikola Tesla me surpreende como cada um dos seus conhecimentos pode motivar e mudar gerações.

“Se o curso foi definido ao longo da história, não significa que a validez dos acontecimentos sejam os melhores caminhos para chegar até hoje em dia. Todo pode mudar, a mente pode se expandir.”

Agradecimentos

Ao longo do desenvolvimento desta dissertação passei por muitos desafios e experiências que marcaram uma etapa importante da minha vida, a Deus pela vida, tive a oportunidade de aprender da história da humanidade e assim, passar por acontecimentos que sendo capítulos bons ou ruins aprendo para melhorar e contribuir ao desenvolvimento da minha geração e das que estão por vir.

A minha família pelo carinho e companhia ao longo da minha vida, cada ligação e conversação na distância, me fizeram senti-los mais perto.

Em especial, desejo agradecer aos Doutores Osvaldo José Venturini e José Carlos Escobar pela orientação, disponibilidade e paciência, assim como os ensinamentos, me guiando, e dividindo os seus conhecimentos para o desenvolvimento deste trabalho.

Agradeço aos Professores do curso de Mestrado em Engenharia em Energia e aos Professores do NEST, por me guiar e dedicar seu tempo e compartilhar conhecimentos para acrescentar o amor à energia, em especial ao Dr. Arnaldo Martinez e à Dra. Regina Mambelli.

Aos amigos que compartilharam seu tempo neste importante período no Brasil; Leidy Mora, Edgardo Arrieta, Diego Izidoro, Flavia Gonçalves, German Lozano, agradeço vocês por estar comigo.

Aos colegas do curso de mestrado e do NEST.

Aos funcionários da UNIFEI que de alguma forma contribuíram no desenvolvimento deste projeto.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior –CAPES, pela concessão da bolsa de estudo.

Ao Brasil e todos os Brasileiros, que me acolheram e me ensinaram novas experiências de vida.

Epígrafe

“Se um método poderia ser encontrado para capturar, armazenar e utilizar a luz solar que cai em nosso telhado, poderia facilmente cobrir todas as nossas necessidades de energia doméstica, enquanto a luz solar que cai em grandes áreas abertas poderia facilmente mover todas as rodas da indústria humana.”

A concentração é necessária, se a luz é para ser convertida primeiro em calor, porque, de acordo com a segunda lei da termodinâmica, a energia livre pode ser extraída do calor apenas na medida em que pode ser mantida uma diferença de temperatura; quanto maior a diferença, maior o trabalho pode ser derivado a partir dele.”

Daniels Farrington (1964). *Direct Use of the Sun's Energy*.

RESUMO.

MANTILLA, V. A. (2017). Avaliação técnica-econômica das tecnologias de concentração Heliotérmica no Brasil, integrando sistema de Armazenamento Térmico e Hibridização, utilizando software SAM.

O uso de combustíveis fósseis para a geração de eletricidade leva a emissão de gases contaminantes para o meio ambiente. Na medida em que a população cresce, aumenta o uso inadequado dos recursos naturais do planeta. Assim, é necessário introduzir outras fontes alternativas, na medida em que a geração aumenta. Uma delas, que tem se desenvolvido nos últimos anos e pode se posicionar num futuro como grande geradora de energia elétrica, são as tecnologias que aproveitam a energia Heliotérmica. A tecnologia de concentração solar térmica (CSP) faz uso da radiação direta do sol. Assim, é importante avaliar o seu potencial, nos diferentes locais que são caracterizados por seus valores de radiação direta. A capacidade de trocar calor com sistemas e possibilitar o armazenamento de energia, é um dos grandes potenciais técnicos da tecnologia. Não obstante os custos ainda não são competitivos na medida em que os países não adotem políticas de incentivos. Assim, o objetivo desta pesquisa, é propor usinas com tecnologias de disco parabólico e cilíndrico parabólico nas condições climatológicas do Brasil, avaliando o potencial em regiões características (Sudeste, Centro e Nordeste) com diferentes medidas de radiação solar. Foram propostas inicialmente usinas com concentradores cilíndricos parabólicos operando com ciclo Rankine convencional, sendo configuradas assim: usina simples (CP), usina com armazenamento térmico (CP+AT), usina híbrida com caldeira auxiliar e armazenamento térmico (CP+AT+H). Em seguida foi analisada uma usina com concentradores cilíndricos parabólicos operando com um ciclo Rankine orgânico (CP-ORC). Finalmente foi proposta uma usina com concentradores de discos parabólicos e motor Stirling. Foram desenvolvidas análises tanto técnicas como econômicas para calcular o LCOE e o fator de capacidade de cada uma das usinas propostas. Para a cidade de Icapuí no estado de Ceará foram obtidos os melhores resultados, a usina com armazenamento térmico e hibridização apresentou um fator de capacidade de 72,2 e o LCOE de 12,82 USD¢/kWh, para concentradores cilíndrico parabólico. E fator de capacidade 23,1% e LCOE 16,15 USD¢/kWh para a tecnologia Dish-Stirling.

Palavras chaves: Energia Heliotérmica, Concentradores Cilíndricos Parabólicos, Dish-Stirling, Armazenamento térmico, Hibridização.

Abstract

MANTILLA, V. A. (2017). *Technical and economical evaluation of Concentrated Solar Power in Brazil, integrating Thermal Energy Storage and Hybridization in SAM.*

The use of fuels for a generation of electricity generates emissions of polluting gases to the environment. As the population grows, the use of natural resources on the planet increases. It is therefore necessary to introduce other alternative sources as the generation increases. One of them, which has developed in the last years and can position itself in the future as a great generator of electric energy, are the technologies that take advantage of Heliothermic energy. The solar thermal concentration (CSP) technology makes use of the sun's right radiation. Thus it is important to evaluate their potential in the different places that are characterized as places with good measurements of right radiation. The ability to exchange heat with systems and eventually be stored is one of the great technical potentials of the technology. However costs are not yet competitive as countries do not manage incentive policies. Thus, the objective of this research is to propose plants with parabolic and cylindrical parabolic disk technologies in the Brazilian climatological conditions, evaluating the potential in characteristic regions (Southeast, Center and Northeast) with different measurements of solar radiation. Initially, plants were proposed with parabolic cylindrical concentrators operating with conventional Rankine cycle, being configured as follows: Simple plant (CP), plant with thermal storage (CP + AT), hybrid plant with auxiliary boiler and thermal storage (CP + AT + H). Next, a plant with parabolic cylindrical concentrators operating with an Organic Rankine cycle (CP-ORC) was analyzed. Finally, a plant with parabolic disk concentrators and Stirling engine was proposed. Both technical and economic analyzes were developed to calculate the LCOE and the capacity factor of each of the proposed plants. For the city of Icapuí, the best results were obtained, the plant with thermal storage and hybridization presented a capacity factor of 72.2 and the LCOE of 12.82 USD¢/kWh, from parabolic trough. And capacity factor 23,1% and the LCOE of 16,15 USD¢/kWh for Dish-Stirling in Icapuí.

Keywords. *Concentrated Solar Power, Parabolic Trough, Dish-Stirling, Solar Thermal Energy, Hybridization.*

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Justificativa.....	4
1.2	Objetivos	5
1.2.1	Objetivo Geral.....	5
1.2.2	Objetivos Específicos.....	5
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	6
2.1	Recurso Solar e Energia Heliotérmica	6
2.1.1	Energia solar.....	6
2.1.2	Energia Heliotérmica.....	9
2.2	Tecnologias de concentração de energia solar	13
2.2.1	Estado atual das usinas com tecnologias CSP no mundo e projeções.....	16
2.2.2	Torre central com Helióstatos	20
2.2.3	Coletor Linear Fresnel.....	23
2.2.4	Concentrador Disco Parabólico com motor Stirling	25
2.2.5	Concentrador cilíndrico parabólico	26
2.2.6	Rastreamento Solar para tecnologias CSP	29
2.2.7	Armazenamento térmico de energia.....	31
2.3	Ciclos termodinâmicos	40
2.3.1	Ciclo Stirling	41
2.3.2	Ciclo Rankine.....	42
2.3.3	Ciclo Rankine Orgânico (ORC).....	43
3	CONSIDERAÇÕES DE PROJETO PARA USINAS COM TECNOLOGIAS CSP	45
3.1	Etapas do planejamento e desenvolvimento de usinas CSP	45
3.2	Ferramenta utilizada	48
3.2.1	Localização do projeto	49
3.2.2	Escolha das localidades com as condições climatológicas adequadas no Brasil	52
3.2.3	Irradiação de projeto.....	53
3.3	Parâmetros de projeto: Dish Stirling	54
3.3.1	Campo Solar.....	56
3.3.2	Motor Stirling.....	61
3.3.3	Parâmetros das perdas parasitas	61
3.4	Parâmetros de projeto: Concentrador cilíndrico parabólico	62
3.4.1	Configuração do campo solar.....	64

3.4.2	Fluidos de transferência de calor.....	66
3.4.3	Configuração do arranjo dos coletores e receptores.....	67
3.4.4	Ciclo de potência.....	67
3.4.5	Armazenamento de energia térmica.....	68
4	SIMULAÇÕES DE USINAS CSP NO BRASIL.....	71
4.1	Usinas com Tecnologia de concentração Cilindro Parabólico.....	71
4.1.1	Usina com Concentradores Cilíndricos Parabólicos simples (CP): sem armazenamento térmico, nem sistema de caldeira auxiliar.....	79
4.1.2	Usina com Concentradores Cilíndricos Parabólicos e armazenamento térmico, sem sistema de caldeira auxiliar (CP-AT).....	91
4.1.3	Usina com Concentradores Cilíndricos Parabólicos com armazenamento térmico, hibridizada com caldeira auxiliar (CP-AT-H).....	99
4.1.4	Usina com Concentradores cilíndricos parabólicos simples operando com ciclo Rankine orgânico (CP-ORC).....	105
4.2	Plantas com Tecnologia de concentração no formato de Disco Parabólico e Motor Stirling.....	113
5	ANÁLISE ECONÔMICA.....	122
5.1	Metodologia para a análise de custos.....	122
5.1.1	Concentradores cilíndricos parabólicos.....	122
5.1.2	Concentradores de Disco parabólico com motor Stirling.....	133
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	137
6.1	Conclusões.....	137
6.2	Sugestões para trabalhos futuros.....	139
7	REFERÊNCIAS.....	140
8	ANEXOS.....	148

LISTA DE FIGURAS

Figura 1-1. O aumento incessante de dióxido de carbono. Adaptado da NASA.	2
Figura 1-2. Histórico do preço do petróleo adaptado à Inflação média mensal do USD.	2
Figura 2-1. Geração de eletricidade ¹ de 1971 até 2014 por região.....	8
Figura 2-2. Espectro eletromagnético. Adaptado do livro Remote Sensing: The quantitative approach.	10
Figura 2-3. Diagrama dos processos de iteração da radiação solar com a atmosfera terrestre.	10
Figura 2-4. Mapa da Irradiação Solar Direta no mundo.....	12
Figura 2-5. Mapa da Irradiação Solar Direta no Brasil.	12
Figura 2-6 Potência para turbinas a vapor adequadas para CSP.	16
Figura 2-7. Capacidade instalada da tecnologia CSP no mundo, 2005-2015	16
Figura 2-8. Número de projetos em desenvolvimento, planejados, em construção, operacionais no mundo.....	19
Figura 2-9. Ilustração da tecnologia de Torre central com Helióstatos.....	21
Figura 2-10. Configuração de uma usina de Torre central com Helióstatos e armazenamento térmico.	22
Figura 2-11. Esquema geral de um sistema com tecnologia de concentração Linear Fresnel.	24
Figura 2-12. Usina com Fresnel Linear: geração de vapor direto, sem armazenamento.	25
Figura 2-13. Tecnologia de concentração Dish Stirling.....	26
Figura 2-14. Ilustração simplificada dos implementos utilizados na tecnologia de concentração cilindro parabólico.....	27
Figura 2-15. Esquema simplificado de uma planta CSP com concentrador cilíndrico parabólico.	28
Figura 2-16. Planta CSP com concentrador Cilíndrico Parabólico e Armazenamento Térmico.	29
Figura 2-17. Configurações e Tipos de rastreadores do sol.	31
Figura 2-18. Comportamento da energia num sistema CSP e a influência do armazenamento térmico.	32
Figura 2-19. Principal relação entre o Múltiplo Solar, Horas de carga plena e tamanho do armazenamento.	33
Figura 2-20. Representação simplificada da integração de um sistema de armazenamento térmico direto.	34
Figura 2-21. Representação simplificada da integração de um sistema de armazenamento térmico indireto.	34
Figura 2-22. Tipos de Armazenamento de calor.	35

Figura 2-23. Eficiência da geração de eletricidade usando energia solar, em função do nível de desenvolvimento.	36
Figura 2-24. Esquema de um sistema de Armazenamento Térmico com Sais Fundidos.....	38
Figura 2-25. Diagramas T-s e P-v do ciclo Stirling.	41
Figura 2-26. Fases teóricas de um ciclo Stirling com configuração Beta..	42
Figura 2-27. Ciclo Rankine ideal simples.	42
Figura 2-28. Diagrama <i>T-s</i> do ciclo Rankine	42
Figura 3-1. Fases ao longo do desenvolvimento de uma planta CSP.....	46
Figura 3-2. Hierarquia das empresas que participam no desenvolvimento de uma usina CSP.....	46
Figura 3-3. Visão geral de todos os componentes industriais relacionadas com a planta CSP	48
Figura 3-4. Estações meteorológicas no Brasil.	51
Figura 3-5. Locais escolhidos no Brasil.	53
Figura 3-6. Etapas de transformação de energia da tecnologia Dish-Stirling.	56
Figura 3-7. Esboço de uma usina CSP com cilindro parabólico, armazenamento térmico e caldeira auxiliar.....	63
Figura 3-8. Subseções do campo solar com concentradores cilíndricos parabólicos.	65
Figura 3-9. Controle de despacho da energia armazenada e da caldeira auxiliar.....	69
Figura 4-1. Média das diárias da Irradiação Direta (DNI) no ano para a cidade Icapuí - Ceara.	74
Figura 4-2. Média da Irradiação Direta (DNI) no ano para a cidade Brasília.	74
Figura 4-3. Média da Irradiação Direta (DNI) no ano para a cidade Curitiba.	75
Figura 4-4. Usina com concentradores cilíndricos parabólicos (simples).....	79
Figura 4-5. Potência líquida e DNI em janeiro, fevereiro, março e abril do TMY da usina CP na cidade Icapuí.....	86
Figura 4-6. Potência líquida e DNI em maio, junho, julho e agosto do TMY da usina CP na cidade Icapuí.....	86
Figura 4-7. Potência líquida e DNI em setembro, outubro, novembro e dezembro do TMY da usina CP na cidade Icapuí.....	87
Figura 4-8. Potência líquida e DNI em janeiro, fevereiro, março e abril do TMY da usina CP na cidade Brasília.	88
Figura 4-9. Potência líquida e DNI em maio, junho, julho e agosto do TMY da usina CP na cidade Brasília.	88
Figura 4-10. Potência líquida e DNI em setembro, outubro, novembro e dezembro do TMY da usina CP na cidade Brasília.	89
Figura 4-11. Potência líquida e DNI em janeiro, fevereiro, março e abril do TMY da usina CP na cidade Curitiba.	89

Figura 4-12. Potência líquida e DNI em maio, junho, julho e agosto do TMY da usina CP na cidade Curitiba.....	90
Figura 4-13. Potência líquida e DNI em setembro, outubro, novembro e dezembro do TMY da usina CP na cidade Curitiba.....	90
Figura 4-14. Esquema de uma usina com concentradores cilíndrico parabólico com armazenamento térmico.....	91
Figura 4-15. Potência líquida e DNI em janeiro, fevereiro, março e abril do TMY da usina CP+AT na cidade Icapuí.	94
Figura 4-16. Potência líquida e DNI em maio, junho, julho e agosto do TMY da usina CP+AT na cidade Icapuí.	95
Figura 4-17. Potência líquida e DNI em setembro, outubro, novembro e dezembro do TMY da usina CP+AT na cidade Icapuí.	95
Figura 4-18. Potência líquida e DNI em janeiro, fevereiro, março e abril do TMY da usina CP+AT na cidade Brasília.	96
Figura 4-19. Potência líquida e DNI em maio, junho, julho e agosto do TMY da usina CP+AT na cidade Brasília.	96
Figura 4-20. Potência líquida e DNI em setembro, outubro, novembro e dezembro do TMY da usina CP+AT na cidade Brasília.....	97
Figura 4-21. Potência líquida e DNI em janeiro, fevereiro, março e abril do TMY da usina CP+AT na cidade Curitiba.	97
Figura 4-22. Potência líquida e DNI em maio, junho, julho e agosto do TMY da usina CP+AT na cidade Curitiba.	98
Figura 4-23. Potência líquida e DNI em setembro, outubro, novembro e dezembro do TMY da usina CP+AT na cidade Curitiba.	98
Figura 4-24. Esquema de uma usina com concentradores cilíndrico parabólico com armazenamento térmico e caldeira auxiliar.	100
Figura 4-25. Potência líquida e DNI em janeiro, fevereiro, março e abril do TMY da usina CP+AT+H na cidade Icapuí.....	101
Figura 4-26. Potência líquida e DNI em maio, junho, julho e agosto do TMY da usina CP+AT+H na cidade Icapuí.	101
Figura 4-27. Potência líquida e DNI em setembro, outubro, novembro e dezembro do TMY da usina CP+AT+H na cidade Icapuí.	102
Figura 4-28. Potência líquida e DNI em janeiro, fevereiro, março e abril do TMY da usina CP+AT+H na cidade Brasília.	102
Figura 4-29. Potência líquida e DNI em maio, junho, julho e agosto do TMY da usina CP+AT+H na cidade Brasília.	103
Figura 4-30. Potência líquida e DNI em setembro, outubro, novembro e dezembro do TMY da usina CP+AT+H na cidade Brasília.....	103
Figura 4-31. Potência líquida e DNI em janeiro, fevereiro, março e abril do TMY da usina CP+AT+H na cidade Curitiba.	104

Figura 4-32. Potência líquida e DNI em maio, junho, julho e agosto do TMY da usina CP+AT+H na cidade Curitiba.	104
Figura 4-33. Potência líquida e DNI em setembro, outubro, novembro e dezembro do TMY da usina CP+AT+H na cidade Curitiba.	105
Figura 4-34. Potência líquida e DNI em janeiro, fevereiro, março e abril do TMY da usina CP-ORC na cidade Icapuí.	109
Figura 4-35. Potência líquida e DNI em maio, junho, julho e agosto do TMY da usina CP-ORC na cidade Icapuí.	109
Figura 4-36. Potência líquida e DNI em setembro, outubro, novembro e dezembro do TMY da usina CP-ORC na cidade Icapuí.	110
Figura 4-37. Potência líquida e DNI em janeiro, fevereiro, março e abril do TMY da usina CP-ORC na cidade Brasília.	110
Figura 4-38. Potência líquida e DNI em maio, junho, julho e agosto do TMY da usina CP-ORC na cidade Brasília.	111
Figura 4-39. Potência líquida e DNI em setembro, outubro, novembro e dezembro do TMY da usina CP-ORC na cidade Brasília.	111
Figura 4-40. Potência líquida e DNI em janeiro, fevereiro, março e abril do TMY da usina CP-ORC na cidade Curitiba.	112
Figura 4-41. Potência líquida e DNI em maio, junho, julho e agosto do TMY da usina CP-ORC na cidade Curitiba.	112
Figura 4-42. Potência líquida e DNI em setembro, outubro, novembro e dezembro do TMY da usina CP-ORC na cidade Curitiba.	113
Figura 4-43. Potência líquida e DNI em janeiro, fevereiro, março e abril do TMY da usina Dish-Stirling em Icapuí.	115
Figura 4-44. Potência líquida e DNI em maio, junho, julho e agosto do TMY da usina Dish-Stirling em Icapuí.	116
Figura 4-45. Potência líquida e DNI em setembro, outubro, novembro e dezembro do TMY da usina Dish-Stirling em Icapuí.	116
Figura 4-46. Potência líquida e DNI em janeiro, fevereiro, março e abril do TMY da usina Dish-Stirling em Brasília.	117
Figura 4-47. Potência líquida e DNI em maio, junho, julho e agosto do TMY da usina Dish-Stirling em Brasília.	117
Figura 4-48. Potência líquida e DNI em setembro, outubro, novembro e dezembro do TMY da usina Dish-Stirling em Brasília.	118
Figura 4-49. Potência líquida e DNI em janeiro, fevereiro, março e abril do TMY da usina Dish-Stirling em Curitiba.	118
Figura 4-50. Potência líquida e DNI em maio, junho, julho e agosto do TMY da usina Dish-Stirling em Curitiba.	119
Figura 4-51. Potência líquida e DNI em setembro, outubro, novembro e dezembro do TMY da usina Dish-Stirling em Curitiba.	119

Figura 5-1. LCOE atuais e projeção	126
Figura 8-1. Locais do mundo com usinas de Torre Central.	148
Figura 8-2. Locais do mundo com usinas com tecnologia Fresnel Linear.....	151
Figura 8-3. Locais do mundo com usinas com concentradores de disco parabólico.....	153
Figura 8-4. Locais do mundo com usinas com concentradores cilíndricos parabólicos.	155
Figura 8-5. Locais do mundo com usinas ainda planejadas.	161

LISTA DE TABELAS

Tabela 2-1. Resumo das determinações da constante solar revisada, no período de 1969 até 1980.....	7
Tabela 2-2. Composição atmosférica.....	8
Tabela 2-3. Características das tecnologias CSP.....	15
Tabela 2-4. Capacidade de geração de energia usando as tecnologias CSP no mundo.	18
Tabela 2-5. Produção de energia usando as tecnologias CSP no mundo.	18
Tabela 2-6. Resumo dos meios de transferência de calor usados na tecnologia de Torre Central.....	20
Tabela 2-7. Parâmetros técnicos da tecnologia Torre Central por porte.	21
Tabela 2-8. Características técnicas da tecnologia CSP com coletor Linear Fresnel por porte.	24
Tabela 2-9. Características técnicas da tecnologia concentrador Disco Parabólico em estágio comercial.....	26
Tabela 2-10. Características técnicas da tecnologia concentração de cilindro parabólico por porte. ...	28
Tabela 2-11. Opções técnicas para cada tecnologia da família CSP.....	35
Tabela 2-12. Configurações para armazenamento de energia térmica.....	36
Tabela 2-13. Propriedades e custos de três diferentes sais fundidos e Therminol VP-1.....	37
Tabela 3-1. Informações meteorológicas de algumas cidades do Brasil na base de dados do SWERA.	51
Tabela 3-2. Locais do Brasil escolhidos para o estudo.	53
Tabela 3-3. Parâmetros de projeto de alguns coletores.	58
Tabela 3-4. Parâmetros de design de alguns receptores usados atualmente em sistemas Dish-Stirling.	60
Tabela 3-5. Perdas parasitas do sistema Dish-stirling.....	62
Tabela 3-6. Custos e desempenho da tecnologia de concentração cilíndrico parabólico.....	64
Tabela 3-7. Fluidos de transferência de calor disponíveis no SAM.....	66
Tabela 3-9. Coletores disponíveis na biblioteca do SAM.	67
Tabela 3-10. Receptores disponíveis na biblioteca do SAM.....	67
Tabela 3-11. Valores típicos do tanque de armazenamento térmico.....	68
Tabela 4-1. Dados climatológicos e Irradiação do Projeto nos locais propostos.	75
Tabela 4-2. Parâmetros de design das usinas com concentradores cilindro parabólico.	76
Tabela 4-3. Parâmetros de design de uma usina com concentradores cilíndricos parabólicos e diferentes fluidos de transferência de calor.....	76
Tabela 4-4. Equipamentos do GateCycle.....	78
Tabela 4-5. Parâmetros de design das usinas com concentradores cilindro parabólico.	78

Tabela 4-7. Variação do Múltiplo Solar para a planta CP da cidade de Icapuí.....	82
Tabela 4-8. Análise do Múltiplo Solar e irradiação de projeto Brasília (CP).	82
Tabela 4-9. Variação do múltiplo solar para a usina proposta na cidade de Brasília.	83
Tabela 4-10. Análise do Múltiplo Solar e irradiação de projeto Curitiba (CP).....	83
Tabela 4-11. Variação do Múltiplo Solar para a usina proposta em Curitiba.	83
Tabela 4-13. Energia gerada por ano das usinas propostas (CP).	85
Tabela 4-14. Análise do Múltiplo Solar e Horas de armazenamento térmico, Icapuí (CP-AT).	92
Tabela 4-15. Análise do Múltiplo Solar e Horas de armazenamento térmico, Brasília (CP-AT).	93
Tabela 4-16. Análise do Múltiplo Solar e Horas de armazenamento térmico, Curitiba (CP-AT).	93
Tabela 4-17. Energia gerada por ano para as usinas propostas.	93
Tabela 4-18. Energia gerada por ano das usinas propostas (CP-AT-H).....	100
Tabela 4-19. Eficiência máximas para os fluidos para um ORC com recuperação.	106
Tabela 4-20. Análise do Múltiplo Solar e Irradiação do projeto para Icapuí (ORC).	107
Tabela 4-21. Análise do Múltiplo Solar e irradiação de projeto para Brasília (ORC).	107
Tabela 4-22. Análise do Múltiplo Solar e irradiação de projeto Curitiba (ORC).	108
Tabela 4-23. Energia gerada por ano das usinas propostas (ORC).	108
Tabela 4-24. Parâmetros de design da usina dish-Stirling.	114
Tabela 4-25. Perdas parasitas, associadas com os equipamentos do sistema.....	115
Tabela 4-26. Resumo dos resultados das plantas CP.	120
Tabela 4-27. Resumo dos resultados das plantas CP-AT.....	120
Tabela 4-28. Resumo dos resultados das plantas CP-AT-H.	120
Tabela 4-29. Resumo dos resultados das plantas CP-ORC.....	121
Tabela 4-30. Resumo dos resultados das plantas Dish-Stirling.	121
Tabela 5-1. Parâmetros financeiros.....	123
Tabela 5-2. Custos de capital para a tecnologia de concentração cilindro parabólico.	125
Tabela 5-3. Custos das usinas.	125
Tabela 5-4. Geração e Custos associados à planta em Icapuí (cenário base).....	129
Tabela 5-5. Geração e custos associados à planta em Icapuí (cenário alternativo).....	129
Tabela 5-6. Preço médio de contratação por leilão do Ministério de Minas e Energia do Brasil de 2013 a 2016 (R\$/MWh, a valores constantes).	130
Tabela 5-7. Geração e Custos associados à planta em Brasília a no (cenário base).....	131
Tabela 5-8. Geração e custos associados à planta em Brasília (cenário alternativo).	131
Tabela 5-9. Geração e Custos associados à planta em Curitiba no (cenário base).....	132

Tabela 5-10. Geração e custos associados à planta em Curitiba (cenário alternativo).....	132
Tabela 5-11. Parâmetros financeiros.....	133
Tabela 5-12. Custos associados com o sistema Dish-Stirling.....	134
Tabela 5-13. Principais resultados da análise econômica das plantas propostas em Icapuí.....	134
Tabela 5-14. Principais resultados da análise econômica das plantas propostas em Brasília.....	135
Tabela 5-15. Principais resultados da análise econômica das plantas propostas em Curitiba.....	135
Tabela 8-1. Usinas com tecnologia de Torre Central no mundo.....	149
Tabela 8-2. Usina com tecnologia de Torre Central e Hibridização com Biomassa na Espanha [45].	150
Tabela 8-3. Usina com tecnologia de Torre Central e ciclo combinado (ISCC) na Tunísia.....	150
Tabela 8-4. Usinas com tecnologia Fresnel Linear no mundo.....	152
Tabela 8-5. Usina com tecnologia Fresnel Linear e ciclo combinado (ISCC) na Espanha.....	152
Tabela 8-6. Usinas com concentrador de Disco Parabólico no mundo.....	154
Tabela 8-7. Usinas com tecnologia Dish-Stirling no mundo.....	154
Tabela 8-8. Usinas com tecnologia cilindro parabólicas instaladas no mundo.....	156
Tabela 8-9. Usina com tecnologia de concentração cilindro parabólico e Hibridização com Biomassa.	160
Tabela 8-10. Usina com concentrador cilindro parabólico hibridizado com usina auxiliar de carvão.	160
Tabela 8-11. Usina com concentradores cilindro parabólico com hibridização com ciclo combinado (ISCC).....	160
Tabela 8-12. Usinas em estagio de desenvolvimento.....	161
Tabela 8-13. Resumo dos resultados do ciclo de potência no GateCycle.....	162

LISTA DE ABREVIATURAS

Acs	Área do campo solar
Aerop	Aeroporto
CP	Usina Concentrador Cilindro Parabólico
CP-AT	Usina Concentrador Cilindro Parabólico e armazenamento térmico
CP-AT-H	Usina Concentrador Cilindro Parabólico, armazenamento térmico, hibridizada caldeira auxiliar
CP-ORC	Usina Concentrador Cilindro Parabólico com ciclo Rankine orgânico
CSP	<i>Concentrated Solar Power</i> (Energia Solar de Concentração)
NCol	Numero de Coletores
DHI	<i>Diffuse Horizontal Irradiation</i> (Irradiação horizontal difusa)
DNI	<i>Direct Normal Irradiation</i> (Irradiação normal direta)
GHI	<i>Global Horizontal Irradiation</i> (Irradiação horizontal global)
HTF	<i>Heat Transfer Fluid</i> (Fluido de transferência de calor)
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
ISCC	<i>Integrated Solar Combined Cycle</i> (Ciclo combinado solar integrado)
Lat	Latitude [°S]
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i> (Custo nivelado de energia)
Long	Longitude [°W]
NOAA	<i>National Oceanic and Atmospheric Administration</i> (Administração nacional atmosférica e oceânica de USA)
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i> (Laboratorio Nacional de Energias Renovaveis)
NSRDB	<i>National Solar Radiation Database</i> (Base de dados Nacional da Radiação Solar)
ORC	<i>Organic Rankine Cycle</i> (Ciclo Rankine Orgânico)
SAM	<i>System Advisor Model</i> (Modelo de gerenciamento de sistemas)
SCA	<i>Solar Collector Assembly</i> (Conjunto de coletores solares)
SWERA	<i>Solar and Wind Energy Resource Assessment</i> (Avaliação de recursos de energia solar e eólica)
TES	<i>Thermal Energy Storage</i> (Armazenamento de energia térmica)
TMY	<i>Typical Metereological Year</i> (Ano típico metereologico)

LISTA DE SIMBOLOS

A	Área [m ²]
A_{CS}	Área total do campo solar (m ²)
AEP	Produção anual de eletricidade
B_n	Numero de Beale
CC	Custo capital
d_{sepCol}	Distância de separação dos coletores
F	Frequência do ciclo do motor Stirling
FC	Fator de capacidade
FOC	Custo fixo por operação
h_H	Entalpia da fonte alta
h_L	Entalpia da fonte baixa
IR	Imposto de Renda (%)
\dot{m}	Vazão mássica (kg/s)
MS	Múltiplo solar
N_{Col}	Numero de coletores
O&M	Operação e manutenção
P	Pressão (Pa/ MPa)
P_{CS}	Potência elétrica do campo solar (W)
T	Temperatura (K; °C)
T_H	Temperatura de fonte alta
T_L	Temperatura de fonte baixa
V	Volume
VOC	Custo variável por operação
W_{liq}	Potência líquida
W_o	Potência de saída do motor Stirling (W)

1 INTRODUÇÃO

Este estudo apresenta diversas análises visando o desenvolvimento de subsídios para contribuir na integração de sistemas que aproveitem a energia Heliotérmica no Brasil, sendo o seu principal objetivo avaliar a geração de energia elétrica através de tecnologias de concentração solar térmica e integrar sistemas de armazenamento térmico, para promover o uso de outras fontes de geração de energia no país, e assim contribuir para a diminuição das emissões de gases de efeito estufa no mundo e diversificar a matriz elétrica do Brasil.

A nível mundial, as reservas de petróleo e de gás natural conhecidas divididas pelo consumo atual de energia resultam numa vida útil média de aproximadamente de 40 anos, e a produção de energia usando carvão é estimada em 200 anos. A queima de combustíveis fósseis contribui no efeito estufa, desta maneira é gerado dióxido de carbono (CO_2), que absorve a radiação infravermelha que atinge a atmosfera terrestre. O clima começa a mudar e os biosistemas que o compõem sofrem alterações, à medida que a atmosfera do planeta acumula o calor [1].

Em pesquisas realizadas pelo *National Oceanic and Atmospheric Administration* (NOAA), foram analisadas bolhas de ar antigas presas no gelo, permitindo avaliar os compostos da atmosfera da Terra e o clima num passado distante. Atualmente o nível de CO_2 na atmosfera é o maior que se detectou a qualquer momento nos últimos 400.000 anos. Quando o planeta experimentou o período glacial, o nível de CO_2 era cerca de 200 partes por milhão (ppm), e durante os períodos interglaciais mais quentes, o valor estava em torno de 280 ppm. Em 2013, os níveis de CO_2 ultrapassaram 400 ppm, pela primeira vez na história [2]. Este aumento incessante recente mostra uma relação notável com a constante queima de combustíveis fósseis, e pode ser bem contabilizado com base na simples premissa de que cerca de 60% das emissões de combustíveis fósseis ficam no ar [3]. Na Figura 1-1 pode-se observar as variações da concentração de CO_2 ao longo da história do nosso planeta.

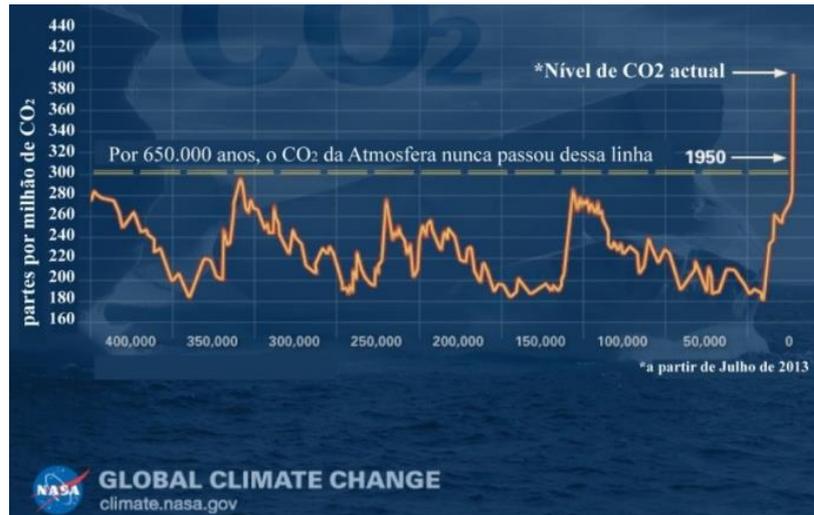


Figura 1-1. O aumento incessante de dióxido de carbono. Adaptado da NASA [4].

Os combustíveis fósseis são a base da economia mundial, pois a economia moderna depende da disponibilidade de energia. Sem combustíveis fósseis, uma economia moderna poderia parar de funcionar, se não há reservas adicionais ou outras fontes de energia que sustentem a crescente demanda. Sabe-se que 50% das reservas conhecidas de combustíveis fósseis (petróleo, gás natural e carvão) já foram utilizadas (sem considerar métodos de produção não convencionais, como gás de xisto e as areias betuminosas) [4].

O preço dos combustíveis fósseis tornou-se maior nos últimos anos. O preço do petróleo incrementou-se seis vezes desde 2001 até 2008, sendo que em 2008 o valor passou dos \$140 USD. Atualmente o preço tem diminuído por recentes explorações e descoberta de novas jazidas de petróleo. Porém estes valores podem mudar. As economias sempre tendem a crescer, mas se não tem disponibilidade de energias para atender mudanças futuras, não se poderá ter acesso ao desenvolvimento de novas rendas. Na Figura 1-2, encontra-se o histórico do preço do petróleo desde 1946 até 2016.

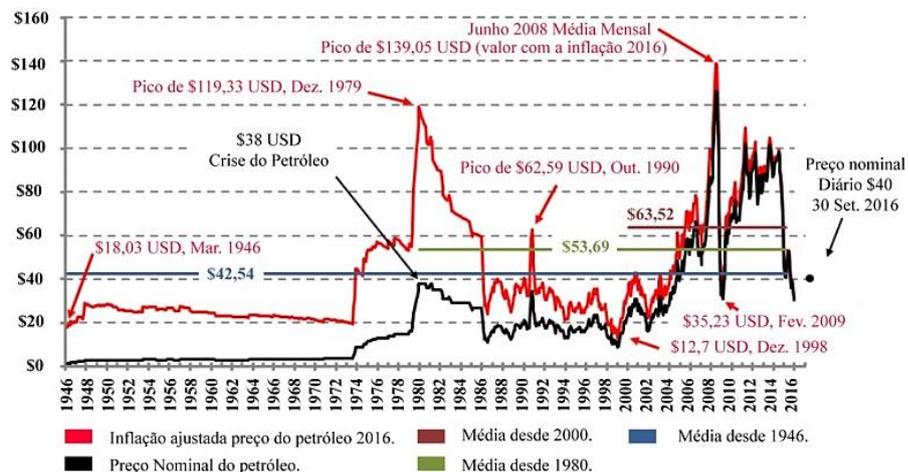


Figura 1-2. Histórico do preço do petróleo adaptado à Inflação média mensal do USD 2016 [5], [1].

Resumindo, para minimizar a dependência da matriz elétrica dos combustíveis fósseis e os impactos ao meio ambiente, existem duas opções [6]:

- Melhorar a eficiência dos processos que existem para geração de energia
- Usar fontes alternativas de energia, como as renováveis.

O mercado das fontes renováveis de energia atualmente é formado basicamente por: Hidráulica, Bioenergia, Geotérmica, Fotovoltaica, Heliotérmica e Eólica.

A geração de eletricidade a partir da energia hidráulica, geotérmica e algumas fontes de biomassa, tem sido competitiva com a geração de energia a partir de combustíveis fósseis. A energia Eólica e Fotovoltaica “onshore” também se tornam competitivas com os preços atuais dos combustíveis fósseis, sem ter em conta externalidades de impostos. No ano 2015 e no começo de 2016, essas tecnologias aumentaram as expectativas com baixos custos, sendo vencedoras em várias propostas apresentadas em leilões no mundo. Foram investidos aproximadamente 285,9 Bilhões de dólares em energias renováveis no final de 2015 [7].

O desenvolvimento da energia Heliotérmica atualmente no mundo tem atingido novas perspectivas. Países como Espanha e Estados Unidos são um claro exemplo que essa forma de geração de energia pode promover o desenvolvimento limpo de eletricidade, e garantir a geração de energia usando a radiação do Sol. A geração Heliotérmica é formada por tecnologias que concentram a irradiância direta em um ponto ou área. As tecnologias de concentração solar térmica têm a flexibilidade de se adaptar facilmente às usinas termelétricas instaladas atualmente no mundo, uma vez que um campo de concentração solar funciona como um trocador de calor que pode ser adaptado em usinas convencionais que usam ciclos Rankine.

Neste cenário, o preço dos sistemas de concentração solar térmica tem diminuído consideravelmente nos últimos anos, na medida em que se desenvolvem novas pesquisas que permitem conseguir melhores eficiências, e a flexibilização das leis dos países permitem a integração da energia Heliotérmica na matriz elétrica.

Neste sentido, esta pesquisa foi focada na geração de eletricidade com sistemas de concentração solar térmica em diferentes locais do Brasil, sendo escolhida uma cidade do nordeste (Icapuí), uma cidade do centro-oeste (Brasília) e uma cidade do sul do Brasil (Curitiba). Foi analisada a influência dos fluidos de transferência de calor usados nas usinas Heliotérmicas no mundo e considerou-se o uso de armazenamento térmico.

1.1 Justificativas

Aproveitar os recursos naturais corretamente é benéfico, tanto para os seres vivos quanto para o meio ambiente. O consumo de energia do mundo aumenta constantemente, em decorrência do desenvolvimento das economias dos países. Assim, a emissão de gases de efeito estufa aumenta, dado que grande parte da energia consumida vem da queima de combustíveis fósseis. O investimento gradual para a inserção de novas tecnologias, como as renováveis, não só gera reduções significativas de emissões contaminantes, mas também desenvolve conhecimentos e aprendizados que servem como base para promover e fazer uma tecnologia mais sólida, como no caso dos concentradores cilíndricos parabólicos.

De acordo com o *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) [8] no mundo há 84 projetos de usinas elétricas com tecnologia CSP (Concentração de Energia Solar), e no Brasil existe pouca experiência de projeto e operação destes sistemas, sendo que o Laboratório de Energia Heliotérmica da UNIFEI possui os primeiros equipamentos tipo Dish Stirling e concentradores cilíndricos parabólicos com ORC do país.

No desenvolvimento deste trabalho foram realizadas simulações para avaliar a integração das tecnologias de concentração solar cilíndrico parabólico e Dish-Stirling, considerando o cenário Brasileiro. Foram analisadas as regiões nordeste, centro-oeste e sul do Brasil, pelo mapa da radiação do Brasil onde nessas regiões se apresentam os maiores índices de irradiância solar direta [9]. De cada região foi escolhida uma cidade para se desenvolver as análises tanto técnicas como econômicas propostas. As cidades foram escolhidas por apresentar altos índices de irradiância direta em cada uma das regiões analisadas. No caso das usinas com coletores cilindro parabólicos, foram propostas usinas com ciclo Rankine convencional, e também será desenvolvido uma análise da integração de sistemas ORC. No caso das usinas com Dish-Stirling, foi proposta uma usina de 5,6 MW. Na literatura encontra-se ainda poucas informações e publicações referentes à caracterização de usinas de energia Heliotérmica que possam participar em leilões de energias renováveis. Os resultados, o desempenho do sistema, limitações e as contribuições que se consigam a partir deste trabalho, poderão proporcionar um avanço para continuar com a promoção da Energia Heliotérmica no Brasil.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo Geral

Avaliar cenários para a geração de eletricidade através das tecnologias de concentração de energia solar (térmica) integrando armazenamento térmico e hibridização por meio de simulação, e análises tanto técnica quanto econômica nas condições climatológicas no Brasil, utilizando o software SAM.

1.2.2 Objetivos Específicos

1. Revisar a bibliografia sobre o estado da arte das tecnologias da família CSP, com foco na geração de eletricidade e viabilizar a integração de acionadores primários do tipo motor Stirling e sistemas com Ciclo orgânico Rankine (ORC).
2. Estudar as tecnologias de concentração solar térmica, forma de construção, operação e integração de armazenamento e hibridização.
3. Simular diferentes configurações de usinas Heliotérmicas, adaptados às condições climatológicas do Brasil no System Advisor Model (SAM).
4. Selecionar o fluido de trabalho apropriado para as usinas com concentradores cilindro parabólico com ciclo Rankine convencional e para o caso com ciclo Rankine orgânico.
5. Realizar estudos da geração de energia elétrica com: Motor Stirling e ciclos termodinâmicos como Rankine convencional (RC) e Rankine Orgânico (ORC).
6. Avaliar a integração de armazenamento térmico em usinas com concentradores cilíndricos parabólicos.
7. Validar a eficiência da integração do Ciclo Rankine Orgânico com sistema de concentração solar cilindro parabólico.
8. Analisar a hibridização da tecnologia cilíndrico parabólico com armazenamento térmico, e combustíveis fósseis, visando à geração de energia elétrica de qualidade e o funcionamento sem interrupção da usina.
9. Realizar avaliação econômica dos diferentes arranjos de plantas “CSP” para o caso Brasileiro.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo são apresentadas as informações de projetos e pesquisas reunidos como uma revisão bibliográfica geral dos tópicos abordados neste trabalho. Inicialmente foi definido o conceito de Energia Solar e Energia Heliotérmica e a conexão direta que têm com o recurso solar. Somando-se a isto, foi discutida a derivação da irradiação solar normal direta *Direct Normal Irradiation* (DNI) e a influência na concepção de usinas Heliotérmicas. Assim, foram introduzidos os conceitos das configurações das tecnologias que formam a família dos projetos com *Concentrated Solar Power* (CSP), destarte, foram revisadas tanto as tecnologias de Torre Central com Helióstatos, Coletores Lineares de Fresnel, Concentrador de Disco Parabólico e os concentradores cilíndricos parabólicos, quanto sistemas de armazenamento térmico. Do mesmo modo, foram abordados os tópicos dos ciclos termodinâmicos utilizados com as tecnologias Heliotérmicas, e as perspectivas de Hibridização com sistemas que sustentem a geração de eletricidade nas usinas CSP.

2.1 Recurso Solar e Energia Heliotérmica

2.1.1 Energia solar

A energia solar, como recurso natural, tem potencial suficiente para suprir as necessidades energéticas do mundo. Na medida em que as tecnologias usadas para o seu aproveitamento, tenham viabilidade técnica-econômica, contrastando com impacto ambiental reduzido. A energia solar é uma fonte viável de energia, no sentido que ela é abundante e ilimitada para o nosso uso [10]. A geração de energia total do sol excede a geração de qualquer outra fonte de energia em várias ordens de magnitude. Esta energia solar incidente sobre a superfície e a atmosfera da terra pode ser obtida da Equação (2.1) [11].

$$Energia = Fluxo \times \acute{A}rea \times Tempo \quad (2.1)$$

O valor do fluxo de energia tornou-se um tema de análise no século passado, sendo que cientistas e laboratórios desenvolveram pesquisas para validar a constante solar. A irradiância ou também conhecida como a intensidade da radiação solar, é a potência solar instantânea que chega a uma área na superfície da terra, e as unidades usadas são as de Fluxo sobre área (Wm^{-2}). Acrescenta-se também que esta depende da distância entre o Sol e a

Terra, e variará em conformidade com a posição relativa entre estes dois. Com o objetivo de avaliar a variabilidade da intensidade da radiação solar, Fröhlich e Brusa (1981) [12] analisaram as informações da irradiância solar total e espectral no período de (1969-1980) e recomendaram o valor mostrado na Equação (2.2), o qual foi chamado de constante solar.

$$I_o = 1367 \pm 1,6 \text{ Wm}^{-2} \quad (2.2)$$

Na Tabela 2-1 é apresentado o resumo das determinações da constante solar revisada no período de 1969 até 1980 [12].

Tabela 2-1. Resumo das determinações da constante solar revisada, no período de 1969 até 1980. [12]

Data	Plataforma	Instrumento	Referência do Radiômetro	Valor da constante solar (Wm^{-2})
Agosto 1969	balloon	ACR III	WRR	1369
Junho 29, 76	rocket	ACR	ACR	1368
Nov. 16, 78	rocket	ACR	WRR	1365
Junho 14, 79	balloon	PMO 6-9	WRR	1366
Mai 22, 80	rocket	ACR	WRR	1365
Junho 20,80	balloon	PMO 6-9	WRR	1367
Fev. /julho 80	SMM satellite	ACR	ACRIM	1368
		Média		1367
		Desvio Padrão		1,6

O valor da constante solar estudado por Fröhlich e Brusa, tem sido foco de análise ao longo dos anos, sendo verificada com informações de satélites e estudos de modelos empíricos, sempre atingindo valores próximos e afirmando o grau de assertividade dos estudos publicados em 1981. A constante solar é estudada no limite superior da atmosfera terrestre, e o valor da Irradiância na estratosfera da terra é aproximadamente 342 Wm^{-2} . Quando ultrapassa o limite nominal da atmosfera terrestre, a radiação solar apresenta variações na sua intensidade, sendo que 67 Wm^{-2} são absorvidos na atmosfera, 107 Wm^{-2} são refletidos pela atmosfera, e assim 168 Wm^{-2} do total da radiação solar são absorvidos pela superfície da terra [13]–[15].

A atmosfera tem relação direta tanto com a quantidade quanto com o potencial da energia disponível na superfície terrestre. Destarte quantitativamente a atmosfera é composta principalmente por moléculas de gases como o Nitrogênio (N_2) e o Oxigênio (O_2), sendo o vapor de água (H_2O) e outros gases presentes em menor quantidade e maior variabilidade. Os gases que compõem a atmosfera terrestre são mostrados na Tabela 2-2. Além dos fenômenos climatológicos os gases presentes na atmosfera influenciam na percorrido da DNI até a superfície terrestre.

Tabela 2-2. Composição atmosférica (média). [16]

Gás	Símbolo Químico	Fração Molar
Nitrogênio	<i>N</i>	0,78
Oxigênio	<i>O</i>	0,21
Água	<i>H₂O</i>	0,04 até $< 5 \times 10^{-3}$
Argônio	<i>Ar</i>	0,0093
Dióxido de carbono ¹	<i>CO₂</i>	370×10^{-6} (Data: ano 2000)
Néon	<i>Ne</i>	$18,2 \times 10^{-6}$
Ozônio ¹	<i>O₃</i>	$0,02 \times 10^{-6}$ Até 10×10^{-6}
Hélio	<i>He</i>	$5,2 \times 10^{-6}$
Metano ¹	<i>CH₄</i>	$1,7 \times 10^{-6}$
Criptônio	<i>Kr</i>	$1,1 \times 10^{-6}$
Hidrogênio	<i>H</i>	$0,55 \times 10^{-6}$
Óxido Nitroso ¹	<i>N₂O</i>	$0,32 \times 10^{-6}$
Monóxido de Carbono ¹	<i>CO</i>	$0,03 \times 10^{-6}$ até $0,3 \times 10^{-6}$
Clorofluorcarbono ¹	<i>CFC</i>	3×10^{-6}
Sulfeto de Carbonila	<i>COS</i>	$0,1 \times 10^{-6}$

Concentrações de gases causados pelas atividades humanas. ¹

A área da secção transversal da Terra é de aproximadamente $1,27 \times 10^{14} m^2$. Em um ano normal de 365 dias, com 8760 horas, calcula-se pela equação (2.1) a quantidade de energia que a Terra recebe desde o sol, obtendo-se $1,52 \times 10^{18} kWh/ano$. Aproximadamente 4000 vezes da energia elétrica anual consumida no mundo, de 23816 TWh no ano 2014 [17], apontada na Figura 2-1.

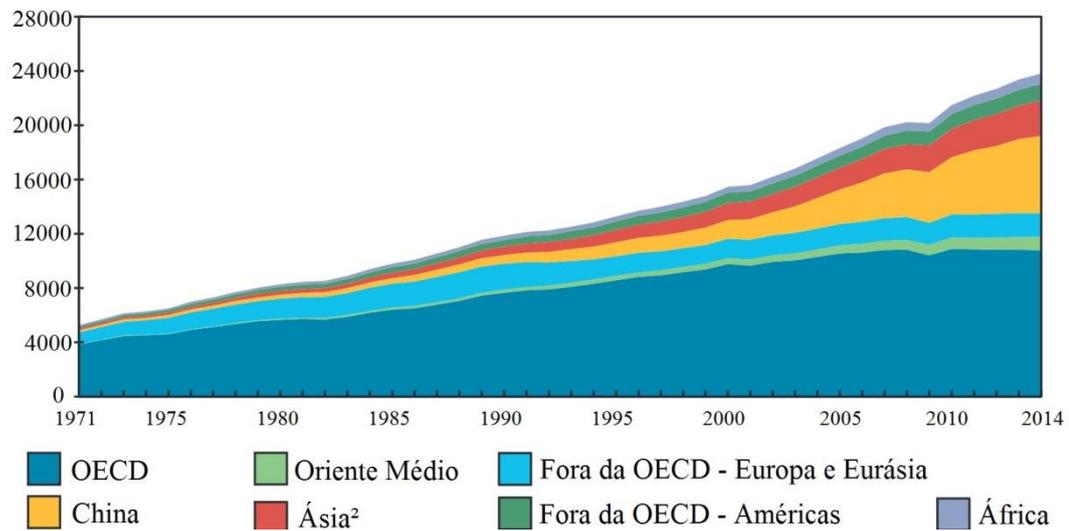


Figura 2-1. Geração de eletricidade¹ de 1971 até 2014 por região. [18]

¹ Excluída a produção de eletricidade a partir do armazenamento bombeado

² A china excluída da Ásia e os países de OCDE.

Cobrimo-se 0,16% da área da Terra com sistemas de conversão de energia solar com eficiências de 10%, seria suficiente para atender a demanda de eletricidade no mundo [10].

2.1.2 Energia Heliotérmica

A energia solar em forma de radiação recebida na atmosfera e na superfície da terra pode ser analisada descompondo-a em irradiação direta, irradiação difusa e albedo. A radiação solar recebida em uma superfície plana horizontal é chamada, segundo a norma ISO 9060 [19], como radiação solar hemisférica ou radiação global (GHI). Existem diversos fatores que influenciam a qualidade e quantidade da radiação solar incidente no plano, como: a localização, nebulosidade, alterações no clima e até a poluição do ar, entre outros. Alguns desses fatores fazem com que a radiação global apresente distintos valores ao longo do mundo. A radiação global normalizada pelo ISO é composta pela radiação solar direta e a radiação solar difusa (radiação solar dispersa na atmosfera), bem como a radiação refletida pelo terreno (Albedo).

A Energia Heliotérmica procedente do espectro eletromagnético proveniente do sol é energia térmica obtida a partir da Irradiação Normal Direta – *Direct Normal Irradiance* (DNI). No que tange ao aproveitamento de sistemas Heliotérmicos, o interesse foca-se exclusivamente na DNI, parcela que se precipita na superfície terrestre diretamente, sem reflexões. A DNI varia constantemente em relação ao tempo e, em um dia de análise, os valores mudam frequentemente, particularmente em locais com altas taxas de nebulosidade.

Diversos estudos fazem referência ao comportamento da DNI, no longo prazo. Lohmann [20], analisa a variabilidade da radiação solar de banda larga na superfície da terra, em períodos de 18 anos de observações de satélite a cada 3 horas. A DNI e a GHI na superfície da terra foram derivadas através de cálculos de transferência radiativa, e os parâmetros físicos utilizados descrevem a composição real da atmosfera. A validação da DNI é analisada com dados dos anos da irradiância de alta resolução derivados de satélites. Os resultados da DNI para períodos de tempo de 18 anos, mostram um significativo acréscimo em regiões subtropicais de $4 W/m^2$ por ano, com exceção da Austrália, onde se teve uma pequena diminuição de $1 W/m^2$ por ano. Os estudos desenvolvidos também mostraram que a DNI tem margens de erro de 20% da radiação anual medida. Também foi avaliada a influência e efeitos das erupções vulcânicas, apresentando uma diminuição de até 16% nas médias anuais. Não obstante, a GHI sofre mudanças pouco significantes. Os resultados

mostram um acréscimo de $0,8 W/m^2$ por ano, e variações anuais pouco menores que 4%. Os efeitos das erupções vulcânicas diminuem em somente 2.2% as médias anuais.

A DNI pode ser aproveitada diretamente em processos térmicos ou indiretamente sendo, transformada em eletricidade. A conversão é dita indireta quando o calor captado dos raios solares é concentrado e armazenado para depois ser transformado, por meio de ciclos termodinâmicos, em energia mecânica, que posteriormente é transformada em eletricidade. Mais de 99% da radiação solar direta encontra-se na faixa do espectro de ondas eletromagnéticas de $0,3\mu m$ e $3\mu m$, que são apresentados na Figura 2-2.

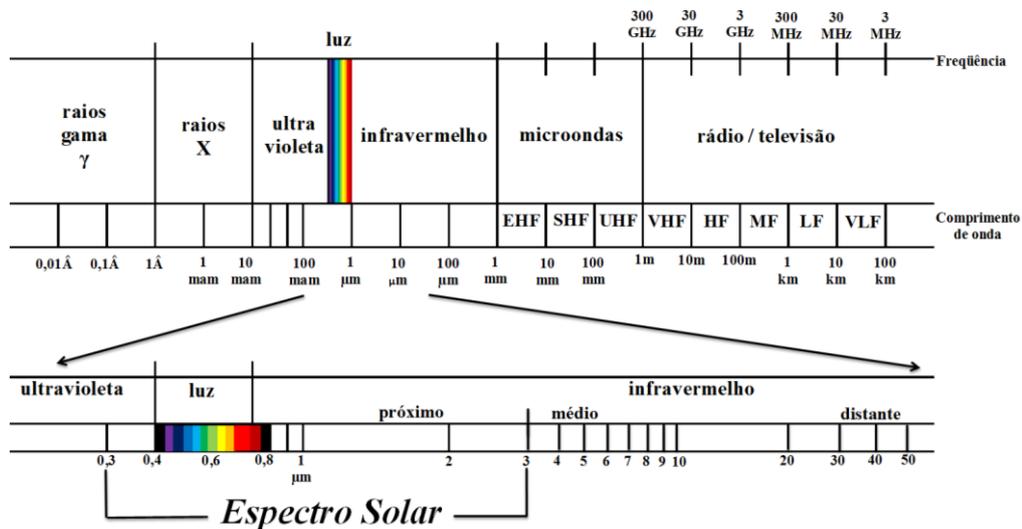


Figura 2-2. Espectro eletromagnético. Adaptado do livro Remote Sensing: The quantitative approach. [21].

Quando a radiação solar atravessa a atmosfera em direção ao solo terrestre, ela sofre modificações ocasionadas por processos físicos de espalhamento e absorção. Na Figura 2-3 são representados os principais processos da interação da radiação solar e da radiação térmica no sistema Atmosfera-Terra.

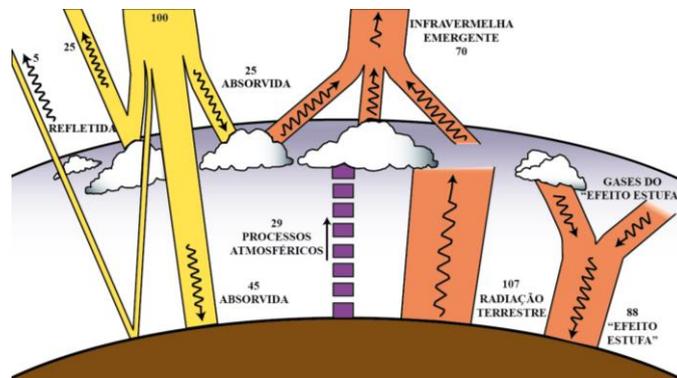


Figura 2-3. Diagrama dos processos de interação da radiação solar com a atmosfera terrestre. [22]

A radiação solar que ultrapassa a atmosfera em direção ao solo terrestre é ainda descomposta em radiação solar direta e difusa. A radiação solar direta que é absorvida na

superfície da terra se encontra em uma faixa de 35-80% da quantidade que ultrapassa a atmosfera, dependendo das condições climatológicas do local e da posição geográfica e da composição da atmosfera [22] [23], [24]. A radiação solar direta, na presença de nuvens e sombras, diminui consideravelmente, e assim para se planejar um projeto com CSP é necessário desenvolver estudos do local onde se pretende instalar a usina.

No Brasil, depois de se criar a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) no ano 2004 pela lei nº10.847, foi sancionada a lei nº10.848 que dispõe e altera conceitos da comercialização de energia elétrica expostos em outras leis. Destarte, foi criado o manual para empreendedores [25], para empreendimentos com tecnologia de concentração da radiação solar, a partir 2016. Tais empreendimentos, para participar de leilões no Brasil, teriam que ter no mínimo um ano de medição da irradiação direta normal no local (DNI) e, a partir do ano 2018, no mínimo de três anos desta medição.

Em consequência, locais com alta incidência de irradiância direta conduzem a usinas mais eficientes. Para que uma usina com tecnologia CSP torne-se viável economicamente, o limite inferior da irradiação direta no local deveria ter valores maiores do que $1800 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$ [26]. No entanto em pesquisas é definido um limite inferior de $1900 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$ até $2100 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$ [27], [28]. Estima-se que para medições abaixo desses valores, outras tecnologias de energia solar que aproveitam tanto a irradiância direta quanto a irradiância difusa, como a energia solar fotovoltaica, são mais aconselhadas.

As melhores medidas de DNI, usualmente são encontradas em áreas Áridas e Semiáridas com céus claros e geralmente em latitudes entre 15° e 40° . Regiões nas proximidades com o Equador apresentam alta presença de nuvens na atmosfera e clima úmido no verão, e para latitudes muito altas o clima normalmente é muito nublado. A DNI também é consideravelmente maior em locais com altitudes mais elevadas, uma vez que a absorção e a dispersão do espectro solar são muito mais baixas. Destarte, as áreas mais promissoras para instalar tecnologias CSP estão no Norte da África, Sul da África, Oriente Médio, Noroeste da Índia, Sudoeste dos Estados Unidos, México, Peru, Chile, a parte ocidental da China e a Austrália (vide Figura 2-4) [26].

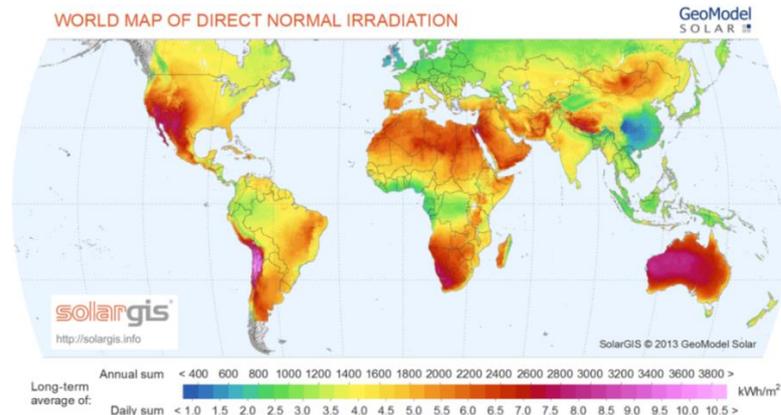


Figura 2-4. Mapa da Irradiação Solar Direta no mundo. [29]

Outras localidades podem ser adequadas, como algumas partes do sul da Europa e na Turquia, também locais do sul dos Estados Unidos, alguns países da Ásia Central, locais na Argentina, China. No caso do Brasil o potencial encontra-se principalmente na região Nordeste e em parte das regiões Centro-Oeste e Sudeste, como se mostra na Figura 2-5 [9].



Figura 2-5. Mapa da Irradiação Solar Direta no Brasil. [9]

As CSP podem ser consideradas tecnologias promissoras que procuram o aproveitamento da energia do sol na sua forma primária (calor). A energia Heliotérmica é gerada partindo da conversão de irradiação solar em calor, onde as temperaturas podem alcançar valores acima de 1000°C. As tecnologias de concentradores, Cilindro parabólico, Torre central, Disco Parabólico e Linear Fresnel, constituem a família CSP. O sucesso das usinas reside no potencial para aquecer o fluido de transferência de calor *Heat transfer fluid* (HTF) em temperaturas que vão desde os 200°C até passar os 1000°C.

Para o sucesso de uma usina Heliotérmica, é necessário ter presente na concepção do projeto quatro fatores técnicos principais: Coleta da Irradiação Solar, sua conversão em Calor, Transporte e armazenamento do calor e Conversão final em eletricidade, além da análise econômica [30]. O projeto ideal deve considerar o custo capital, custo de operação e manutenção, o custo da geração anual, necessidades ou parâmetros financeiros e o valor do tempo de uso da energia gerada [31].

As mudanças da posição da Terra em relação ao Sol em um ano estabelecem os ângulos de inclinação em relação ao norte (azimute) e em relação ao plano horizontal dos sistemas de concentração CSP, e assim é necessário o uso de sistemas que acompanhem a trajetória do sol continuamente.

Diversos estudos têm sido desenvolvidos para avaliar em detalhe zonas potenciais para a instalação das tecnologias CSP (especialmente nos Estados Unidos e no Norte da África), estendendo primordial atenção à disponibilidade de terras. Sem armazenamento, usinas com tecnologia CSP precisam cerca de 2 hectares por MW, em conformidade com a DNI e a escolha da tecnologia.

2.2 Tecnologias de concentração de energia solar

As plantas com tecnologias CSP utilizam equipamentos que concentram ou refletem a energia dos raios solares, não obstante só é aproveitada a Irradiação Normal Direta (DNI) que incide na superfície refletora para a geração de eletricidade (STE) [32]. É importante conhecer e diferenciar os conceitos teóricos da energia solar, sendo definidos assim:

- A Radiação define-se como o processo de transmissão de calor das ondas ou partículas através do espaço.
- Irradiância, é a magnitude usada para descrever a potência incidente pela unidade de superfície de qualquer tipo de radiação eletromagnética, a sua unidade é W/m^2 .
- Irradiação, é a Irradiância por unidade de tempo em uma superfície, a sua unidade é Wh/m^2 .

Para compreender o funcionamento das usinas com tecnologias CSP, é necessário compreender termos de conversão de energia. O processo da transformação da energia começa quando a irradiação é concentrada óticamente em um foco chamado de receptor, onde escoo o HTF, tipicamente água-vapor, sais fundidos ou ar. O HTF é superaquecido pelo calor

concentrado proveniente da irradiância refletida pelos espelhos colocados no refletor [28]. Esse fluido absorve o calor que pode ser usado diretamente em processos, ou pode ser transportado para posteriormente ser aproveitado usando um ciclo termodinâmico (ou um sistema de armazenamento para uso futuro). No ciclo de potência o calor é convertido em eletricidade que é alimentada à rede [33].

Os sistemas usados na transformação da energia Heliotérmica, possuem uma característica que estabelece uma distinção de todas as energias intermitentes: a possibilidade de incorporar um sistema de armazenamento térmico, que pode ser utilizado para períodos curtos de tempo ou para intervalos maiores, dependendo do dimensionamento do sistema, para viabilizar a geração de eletricidade e a eliminação das quedas de potência que apresentam outras tecnologias que fazem uso do sol. Consequentemente, no decorrer dos dias nublados ou em decorrência da sazonalidade da DNI, o calor armazenado potencializará as usinas com tecnologias CSP [26].

A energia pode ser armazenada em qualquer classe de sistema de armazenamento térmico sendo: sensível, latente ou termoquímico. A maioria das usinas em estágio comercial de sistemas CSP nos últimos anos foram concebidas com sistemas de armazenamento sensível, compostos por dois tanques com sais fundidos como meio de armazenamento [34].

O conceito de armazenamento térmico em usinas com tecnologias CSP é simples: ao longo do dia o calor excedente é desviado para outro sistema com materiais térmicos. Assim, quando a geração de energia se torna necessária, após o pôr do Sol, a energia armazenada é liberada para continuar o funcionamento do ciclo termodinâmico e a usina pode estender o tempo da produção de eletricidade se for o caso. Em outras palavras, uma parte da energia do Sol é estocada e quando o Sol gera mais energia do que a usina ou indústria é capaz de utilizar, uma parte dela pode ser guardada num depósito térmico separado. Acrescenta-se também, que ainda é possível integrar os CSP com outras fontes de energia.

Estudos recentes no Brasil analisam a hibridização da tecnologia CSP com sistemas que utilizam a biomassa como combustível. Em um caso particular de estudo, foram propostas usinas com geração de 30MW, com um total de 10 usinas CSP com fração de Biomassa de 30% em regiões semiáridas, e os resultados apresentam características importantes para a integração das tecnologias CSP na matriz energética brasileira com Custo nivelado de energia (LCOE) de 11,35 *USD/kWh*, não obstante o custo nivelado de

eletricidade não possa ainda competir contra o LCOE de tecnologias geradoras com combustíveis convencionais no Brasil, a construção de usinas nestes locais pode trazer muitos benefícios, em termos de criação de oportunidades de trabalho tanto locais, quanto regionais. [35]. Cada tecnologia CSP apresenta características únicas que as diferencia e as categoriza para serem instaladas em distintos cenários. Na Tabela 2-3, são mostradas as principais características das tecnologias.

Tabela 2-3. Características das tecnologias CSP. Adaptado e atualizado de [28], [36]

	Unidade	Torre central	Coletor Linear Fresnel	Disco Stirling	Cilindro Parabólico
Parâmetros técnicos					
Potência típica por usina	MWe	10-200	1-200	0,01-0,40	1-300
Temperatura de operação	°C	300-2000 (típico 565°C)	50-300	150-1500 (típico 750°C)	50-400 (típico 390°C)
Eficiência pico	%	20-27	18-22	20-30	23-27
Eficiência líquida [média anual]	%	15-30	8 - 10	20-32	15-16
Fator de concentração	Veze	300-1.000	25-200	1000-4000	80-200
Consumo de água para refrigeração [húmido/seco]	m ³ /MWh	3-4/0,2	3-4/0,2	<0,1	3-4/0,2
Parâmetros comerciais					
Maturidade tecnológica		Madura	Madura	Recente	Muito madura
Risco tecnológico		Médio	Médio	Alto	Baixo
Armazenamento de eletricidade		Sim	Limitado	Baterias	Limitado
Armazenamento Térmico		Sim	Sim	Não	Sim
Desenhos híbridos		Sim	Sim	Limitado	Sim
Demanda de área		Médio	Médio	Pequeno	Grande
Custo relativo		Alto	Muito Baixo	Muito Alto	Baixo
Parâmetros econômicos					
Custo por potência instalada	USD/W	4,0 ² ; >4,0 ¹	3,0 ²	12,57 ²	3,82-8,40 ² ; 6,65-10,50(6h) ¹ ; 2,30 ³
Custo de O&M	USD/kWh	0,2 até 0,35			

Com armazenamento térmico¹, sem armazenamento térmico², Geração direta de vapor³.

Para a seleção do bloco de potência, primeiro se busca garantir a disponibilidade das turbinas que se possam adaptar com as tecnologias CSP. Os principais pontos que as turbinas devem atingir para atender as necessidades das melhores centrais CSP são: responder ao arranque diário e rápido, e ter boa capacidade para mudanças rápidas de carga. Atualmente, no mundo a Siemens é líder na venda de turbinas cobrindo toda a gama de 1,5 MW a mais de 250 MW. Nas plantas com tecnologia CSP a eficiência é o fator mais importante, porém turbinas com capacidades inferiores de 1,5 MW se tornam pouco viáveis para usinas CSP comerciais. Na Figura 2-6 pode-se observar algumas das turbinas que são utilizadas nos projetos atuais.

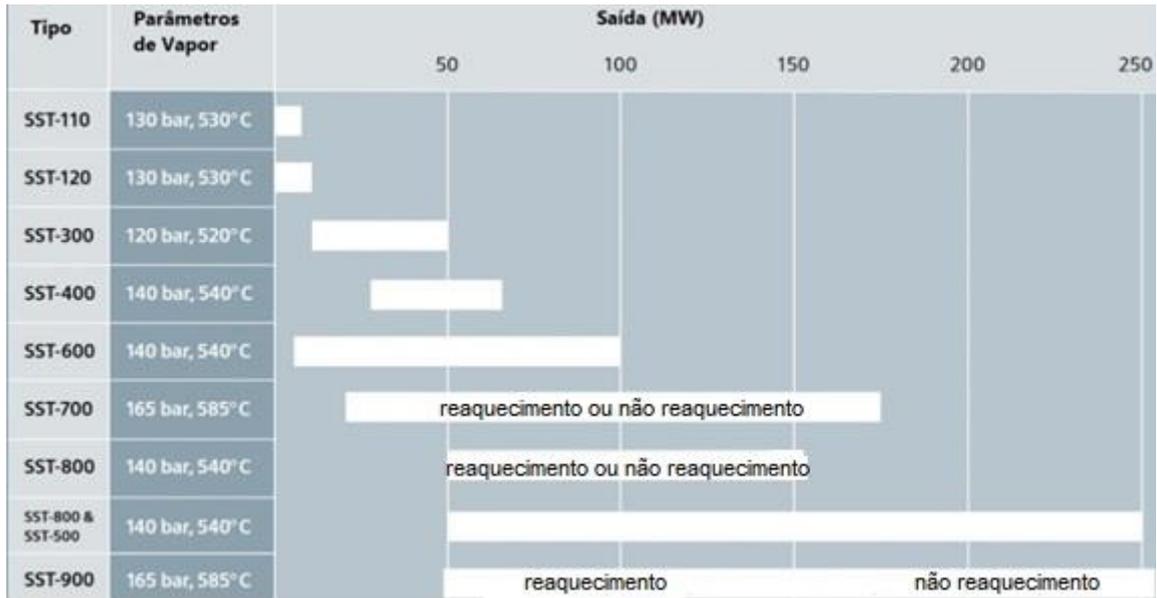


Figura 2-6 Potência para turbinas a vapor adequadas para CSP. [37]

2.2.1 Estado atual das usinas com tecnologias CSP no mundo e projeções

Das tecnologias que conformam a família de Energia Heliotérmica, só as tecnologias que utilizam os concentradores cilindros parabólicos são consideradas suficientemente maduras, para ter a confiabilidade dos investidores. As outras tecnologias apresentam um futuro promissor, e ainda são consideradas na fase experimental, destarte é mais complicado conseguir financiamento para estes projetos. Contudo as tecnologias de aproveitamento Heliotérmico já passaram da estrutura científica e de pesquisa, e já foram desenvolvidas plantas que superam 10 MW de capacidade instalada em todos os casos [38]. Em conformidade com o Global Status Report 2016, a geração de energia Heliotérmica em 2015 no mundo, atendeu uma oferta de 4,8 GW de eletricidade (vide Figura 2-7) [7].

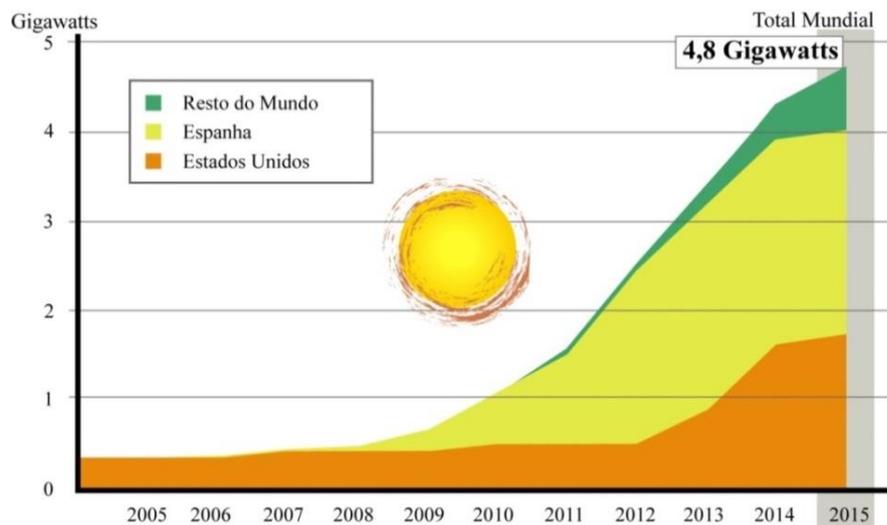


Figura 2-7. Capacidade instalada da tecnologia CSP no mundo, 2005-2015 [7].

O ano 2015 foi um ano com desafios e mudanças para a Energia Heliotérmica. O proeminente crescimento no mercado CSP dos anos anteriores, sofreu uma desaceleração ligeira em 2015. A capacidade aumentou somente 480MW para atingir quase 4,8GW. No entanto, uma grande quantidade de novos projetos começou a ser implementada em 2016. Assim, várias usinas devem entrar em operação em 2017 [39]. 2015 foi um ponto de partida em mudanças na expansão do mercado CSP, Espanha e os Estados Unidos representaram quase 90% da capacidade instalada [40], no final do ano diversas usinas estavam em construção na Austrália, Chile, China, Índia, Israel, México, Arábia Saudita e África do Sul. Marrocos e África do Sul ultrapassaram os Estados Unidos em capacidade adicionada, desta maneira estima-se que Marrocos pode se tornar o primeiro país em desenvolvimento do mercado global CSP. Assim, em 2015 foi iniciado o complexo Noor-Ouarzazate no Marrocos, que será desenvolvido por etapas, e espera-se uma capacidade instalada de 500MW para 2018. O projeto Noor I foi iniciado com uma capacidade de 160MW [41].

Apesar do desenvolvimento comercial da família CSP ter se iniciado focado nos concentradores cilíndrico parabólico, atualmente encontra-se agora proporcional entre os concentradores cilíndrico parabólico e os de torre central. Da família CSP, o Linear Fresnel e os concentradores de Disco parabólico com motor Stirling tornaram-se em grande parte pouco viáveis devido os seus requisitos técnicos do momento. No ano 2015 e começo de 2016 considerando as usinas instaladas e dos projetos de pesquisa desenvolvidos, concluiu-se que tecnologias de armazenamento térmico de energia (TES) seriam fundamentais para manter a competitividade das tecnologias CSP com outras tecnologias renováveis e convencionais[42].

Segundo o *Technology Roadmap – Concentrating Solar Power* da IEA, as usinas com tecnologias CSP para o ano 2050 poderiam fornecer 11,3% da eletricidade do mundo, sendo 9,6% de usinas unicamente com tecnologias que aproveitem a energia solar concentrada e 1,7% de usinas CSP Híbridizadas com combustíveis de reserva (fóssil ou biomassa) [26].

Espera-se que no ano 2020, nas localidades onde a irradiância solar direta é mais constante e a irradiação que incide sobre o lugar é mais potente, as tecnologias CSP sejam usadas como fonte de energia para fornecer potência nas horas de pico e intermediárias, e por conseguinte, as tecnologias com CSP seriam uma fonte geradora base para o consumo a partir dos anos 2025-2030. Na atualidade, usinas com CSP têm sido instaladas ao redor do mundo. Na tabela 2-4 pode-se observar a capacidade instalada no final de 2015, sendo um total de 4652 MW, dos quais o Brasil não teve participação. Posteriormente, na Tabela 2-5, pode-se

constatar que no final de 2014 foram gerados ao redor de 9004 *GWh* em plantas com CSP no mundo, segundo o IRENA [43].

Tabela 2-4. Capacidade de geração de energia usando as tecnologias CSP no mundo. [43]

CAP (MW)	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Mundo	412	479	537	782	1261	1727	2591	3857	4392	4652
África					20	65	65	65	68	218
Algeria						25	25	25	25	25
Egypto						20	20	20	20	20
Marrocos					20	20	20	20	23	23
África do Sul					0	0	0	0	0	150
Ásia					3	8	16	73	223	223
China					3	5	8	14	14	14
Índia						3	4	54	204	204
Korean Rep						0	0	0	0	0
Tailândia							5	5	5	5
Europa	11	11	63	284	739	1156	2007	2307	2308	2308
France						0	0	0	0	0
Alemanha			2	2	2	2	2	2	2	2
Itália					5	5	5	5	6	6
Espanha	11	11	61	282	732	1149	2000	2300	2300	2300
Médio Este			6	23	23	23	23	123	123	123
Iran IR			0	17	17	17	17	17	17	17
Israel			6	6	6	6	6	6	6	6
Emiratos Árabes								100	100u	100u
N América	401	465	465	472	473	472	476	1286	1667	1777
USA	401	465	465	472	473	472	476	1286	1667	1777
Oceania	0	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Austrália	0e	3	3	3	3	3	3	3	3	3

Tabela 2-5. Produção de energia usando as tecnologias CSP no mundo. [44]

PROD (GWh)	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Mundo	551	685	905	948	1679	3069	5042	6221	9004
África					0	173	259	255	242
Algeria						100	187	186	190
Egypto						68	33	34	16
Marrocos						5	39	35	35
África do Sul					0	0	0	0	0
Ásia					1	5	12	91	334
China					1	1	1	1	7
Índia						4	6	84	321
Korean Rep						0	0	0	0
Tailândia							5	5	5
Europa	0	8	16	103	771	1969	3785	4780	5468
France						0	0	0	0
Alemanha			0	0	0	0	0	0	0
Itália					9	9	9	9	12
Espanha	0e	8	16	103	761	1959	3775	4770	5455
Médio Este			7	26	26	26	26	79	269
Iran IR			0	19	19	19	19	19	19
Israel			7	7	7	7	7	7	7
Emiratos Árabes								54	243
N América	550	673	879	816	879	893	959	1014	2688
USA	550	673	879	816	879	893	959	1014	2688
Oceania	1	4	4	4	4	4	2	3	4
Austrália	1	4	4	4	4	4	2	3	4

O acréscimo da implantação das usinas com tecnologias CSP pode ser relacionado com um acontecimento na Europa. Quando no ano 2004 o governo da Espanha decidiu incentivar o uso das energias renováveis incluindo a energia solar através da introdução de um incentivo especial chamado de *Special Feed in Tariff* (FIT). O FIT marcou um passo importante para iniciar um notável desenvolvimento das tecnologias CSP na Europa e no mundo inteiro.

A Figura 2-8 mostra o número de plantas CSP, onde foram considerados os projetos que se encontram disponibilizados na base de dados da organização CSP World, sendo os concentradores cilíndrico parabólico a tecnologia mais utilizada no mundo, seguido da tecnologia de Torre Central com Helióstatos. A informação disponibilizada pela organização CSP World, é referência dos projetos conhecidos no ano 2015 [45].

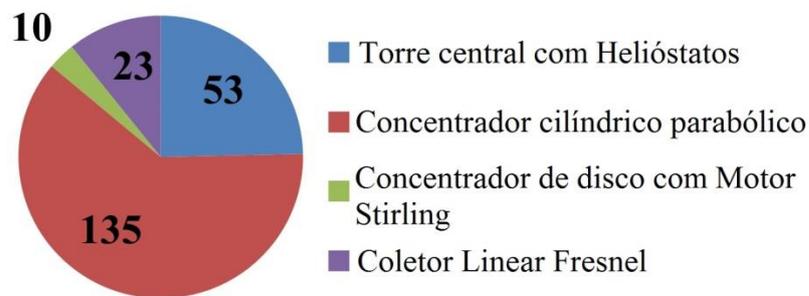


Figura 2-8. Número de projetos em desenvolvimento, planejados, em construção, operacionais no mundo. [45]

No Anexo N° 1, encontra-se a informação disponibilizada pela organização CSP World das usinas CSP categorizadas por tecnologia, como mapas da distribuição das usinas no mundo. Destarte observa-se que a Espanha, ainda é o país onde há maior cobertura de usinas CSP, mas, projetos que se encontram em fase de desenvolvimento e construção podem ser encontrados majoritariamente na África, Ásia, Estados Unidos e alguns poucos na América do Sul, como no caso do Chile.

Em outros países o estado atual das usinas com tecnologias CSP está aumentando, na África do Sul as primeiras usinas instaladas em 2015 foram KaXu Solar One, com 100MW, e Bokpoort, com 50MW nessa ordem [46]. Adicional a essas usinas, recentemente em 2016 entrou em operação a usina Khi Solar com 50MW, totalizando uma capacidade instalada de 200MW neste país. Além disso, está se construindo outras usinas com capacidade de 200MW [47].

Nos Estados Unidos foram adicionados 110MW no projeto Crescent Dunes para atingir, no final do 2015, mais de 1,7GW em operação. No início de 2016, nos Estados

Unidos a influência dos custos baixos da energia solar fotovoltaica e do gás natural causaram atrasos indefinidos em vários projetos com tecnologias CSP [48].

2.2.2 Torre central com Helióstatos

A tecnologia CSP de Torre central é constituída principalmente por uma torre no centro do campo, na qual, na sua parte superior, se encontra o receptor. O receptor é responsável por absorver a energia do sol refletida por espelhos que são colocados ao redor da torre no campo. Os espelhos são chamados de Helióstatos, os quais são distribuídos no campo em arranjos de 180° ou 360° ao redor da torre [28].

Para garantir a maior eficiência na reflexão dos Helióstatos nas usinas CSP, é necessário utilizar sistemas de seguimento solar de dois eixos com motores e elementos eletrônicos de controle, para assim conseguir se posicionar perpendicularmente ao sol a cada instante. Assim, a irradiação solar direta que atinge a área dos espelhos será refletida para o topo da torre, onde se encontra o receptor. Os Helióstatos são controlados por um computador central que faz os cálculos dos ângulos de cada espelho [49].

O receptor capta a radiação concentrada pelos Helióstatos concentrada na forma de calor, que é transportado por meio do HTF para o gerador de vapor da usina, localizado na base da torre. O HTF circula na área central da usina, destarte o calor é trocado fazendo uso de trocadores de calor, que assim é conduzido para a etapa de potência que visa gerar energia elétrica. A Tabela 2-6 faz uma comparação dos fluidos de trabalho utilizados na tecnologia de Torre Central.

Tabela 2-6. Resumo dos meios de transferência de calor usados na tecnologia de Torre Central. [33]

HTF	Transferência de calor	Faixa de temperatura	Preço	Perigo ambiental	Observações
Ar	Ruim	Bom	Bom	Não	
Água/Vapor	Bom	Média	Bom	Não	
Sal fundido	Bom	Média	Médio	Não	Pode ser usado como TES
Metais Líquidos	Excelente	Bom	Ruim	Potencial	
Partículas Sólidas	Bom	Excelente	Bom	Não	Pode ser usado como TES

Em contraste com as plantas que usam as tecnologias de concentração cilindro parabólico ou coletor Linear Fresnel, nas torres centrais não há um sistema de tubulações no campo solar; permitindo-se assim um desenho compacto da parte térmica [50]. A Figura 2-9 apresenta um esboço com os componentes básicos da tecnologia torre central com Helióstatos.

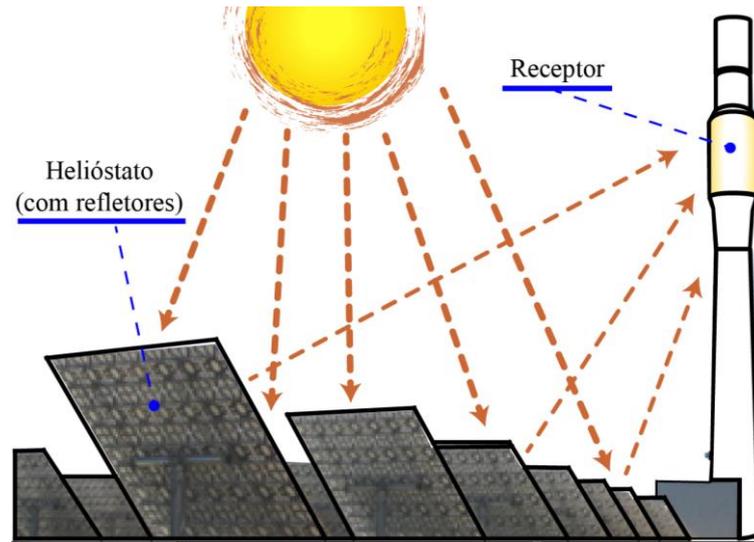


Figura 2-9. Ilustração da tecnologia de Torre central com Heliostatos.

Em princípio, as usinas de torre solar oferecem um design mais eficiente do que os sistemas lineares, e assim conseguem atingir temperaturas mais elevadas, chave para melhorar a eficiência do bloco de potência. Estes sistemas exigem maiores fatores de concentração para minimizar as perdas de calor no receptor. Ao permitir elevadas temperaturas com boas eficiências no coletor, se obtém ganhos na conversão do calor em energia mecânica e, conseqüentemente em eletricidade. No entanto, a eficiência real do receptor é variável com o tempo. Em usinas com receptor linear, os receptores podem ser isolados num envelope de vidro ao vácuo, o que não é o caso das plantas com torre solar. As usinas de Torre central são menos sensíveis às variações sazonais do que as plantas com receptor linear, que têm maiores perdas ópticas no inverno [26]. Na Tabela 2-7, são apresentadas as características gerais da tecnologia de Torre Central.

Tabela 2-7. Parâmetros técnicos da tecnologia Torre Central por porte. [49]

Tamanho	Pequeno	Médio	Médio	Médio
Meios de transferência de calor	Ar comprimido	Vapor	Sais fundidos	Ar ambiente
Estado da arte	Comercial desde 2009	Comercial desde 2007	Comercial desde 2011	Planta de demonstração desde 2008
Tmin [°C]	500	100	150	500
Tmax [°C]	1000	300	565	680
Pressão [bar]	Não disponível	40	110	Não disponível
Em telhados	Não disponível	Não	Não	Não
Poder Térmico [MWth]	0,3 até 10	10 até 200	10 até 200	10 até 200
Armazenamento		Água pressurizada	Sais fundidos	Dissipador de calor de cerâmica
Projetos	Aora Solar	PS10	Gemasolar	Solarturm Jülich

Nas usinas de torre solar, tem se desenvolvido dois modelos de receptores, sendo um externo e outro de cavidade. Os receptores externos são tubos verticais que captam a irradiância proveniente dos Helióstatos. No modelo de cavidade, o fluxo atinge o interior de uma cavidade que é coberta por uma espécie de janela. Embora a tecnologia apresente desafios com os materiais, no futuro pode ser a mais eficiente. O design reduz perdas de calor, mas a área do receptor é limitada. E assim, para aumentar o número de Helióstatos no campo, é necessário instalar mais de um receptor na torre solar [51].

Um exemplo de uma usina Heliotérmica de Torre central com Helióstatos e sistema de armazenamento de dois tanques é apresentado na Figura 2-10, onde o HTF são sais fundidos que circulam pelo campo solar e no sistema de armazenamento de tanques. A irradiância é concentrada pelos Helióstatos até o topo da torre, daí no receptor é sobreaquecido o HTF que troca calor para operar o ciclo termodinâmico. Este tipo de usina caracteriza-se por utilizar o mesmo HTF tanto para o campo solar quanto para o armazenamento de calor.

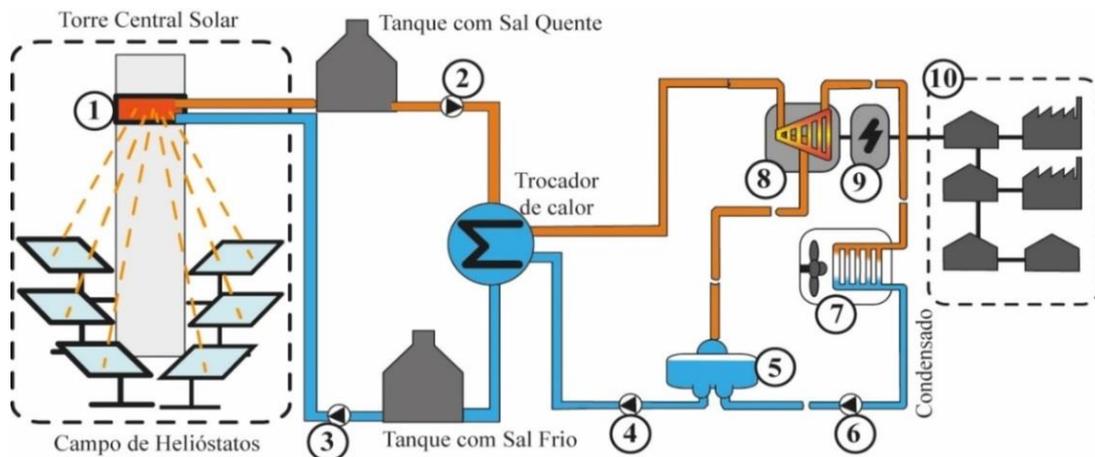


Figura 2-10. Configuração de uma usina de Torre central com Helióstatos e armazenamento térmico.

Os seguintes equipamentos fazem referência à Figura 2-10:

1. Receptor Solar
2. Bomba para o sal quente
3. Bomba para o sal frio
4. Bomba de alimentação de água saturada
5. Desareado
6. Bomba de extração (vapor húmido)
7. Resfriamento
8. Turbina a vapor
9. Gerador

10. Usuários finais

2.2.3 Coletor Linear Fresnel

As tecnologias CSP de Coletor Linear Fresnel usam segmentos longos e finos de espelhos (planos) para concentrar a irradiância normal direta sobre um receptor fixo localizado em uma linha focal comum, são utilizados concentradores secundários para maximizar a eficiência do tubo absorvedor. Os concentradores secundários usualmente atingem eficiências de 95% [52]. Estes espelhos, por serem planos, são mais fáceis de construir e produzir, contudo espelhos planos têm mais perdas óticas, gerando menor eficiência no sistema. Os espelhos podem concentrar até mais de 30 vezes a intensidade normal da energia do sol [53]. Conseqüentemente a energia é absorvida em forma de calor no HTF, dessa forma dependendo do design da usina, o fluido passa por um trocador de calor ou no caso do vapor d'água, é enviado diretamente à turbina. Os receptores dos sistemas tipo Linear Fresnel, apresentam a menor média anual da conversão em eletricidade em comparação com as outras três tecnologias CSP [54].

A concepção da tecnologia CSP com coletor Linear Fresnel segue um conceito parecido com o do coletor cilindro parabólico, também necessitando de grandes áreas [55], mas apresentam algumas importantes diferenças;

- A linha focal, onde a energia do Sol é absorvida, é fixa, facilitando o uso de fluido sob pressão, já que as conexões não precisam ser flexíveis [50].
- No caso de utilizar água sob pressão diretamente no receptor (~60 bar / 300°C), não seria necessário incluir um Trocador de Calor no sistema. Desta forma pode-se movimentar a turbina diretamente com o vapor. Se o que se pretende é trabalhar a temperaturas mais altas, teria de se escolher como HTF no receptor os sais fundidos (~450°C). Por conseguinte, é necessário bombear o fluido através de uma série de trocadores de calor para gerar vapor saturado ou superaquecido com o objetivo de movimentar as pás da turbina e gerar eletricidade [50]. A Figura 2-11 mostra o esquema dos componentes básicos da tecnologia Linear Fresnel.

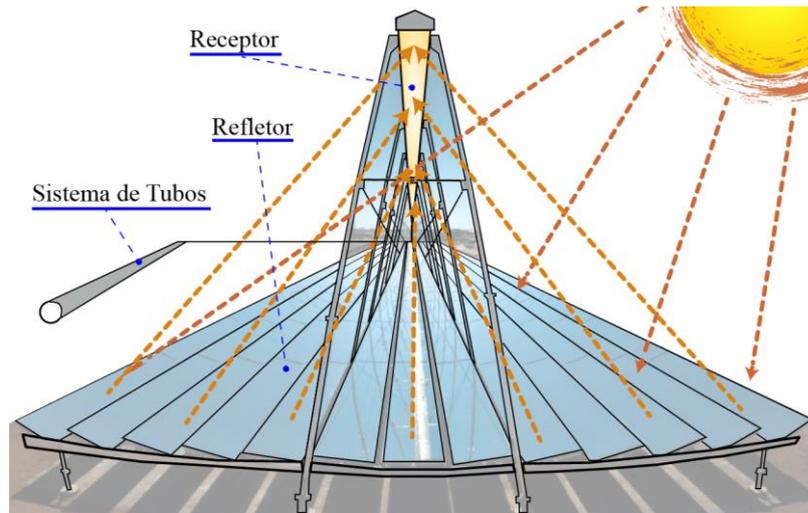


Figura 2-11. Esquema geral de um sistema com tecnologia de concentração Linear Fresnel.

As usinas com Linear Fresnel são a opção mais atraente para a geração de eletricidade comparada com as outras CSP, isto posto, esta tecnologia apresenta maior simplicidade, robustez e baixo custo capital. [56]. A Tabela 2-8, apresenta as características mais importantes da tecnologia de coletor Linear Fresnel, sendo considerações importantes na concepção de uma usina.

Tabela 2-8. Características técnicas da tecnologia CSP com coletor Linear Fresnel por porte. [49]

Tamanho	Pequeno (<10m comprimento)	Pequeno (<10m comprimento)	Grande (>10m comprimento)	Grande (>10m comprimento)
HTF	Óleo térmico	Água quente / vapor	Vapor	Sais fundidos
Estado da arte	Comercial - 2005	Comercial - 2006	Comercial - 2008	Demonstração - 2013
Tmin [°C]	<0	100	100	143
Tmax [°C]	390	300	400	535
Pressão [bar]	~15 (queda de pressão)	45 (pressão de vapor)	106 (pressão de vapor)	1
Exigência de espaço	2400	2400	1600	Não disponível
Em telhados	Sim	Sim	Não	Não
Poder Térmico [MWth]	0,05 até 5	0,05 até 5	5 até 50	5 até 50
Armazenamento		Água / Tanques	Água / Tanques	Sais fundidos
Projetos de demonstração	PSE AG	PSE AG, Solar Euromed (AF1)	Kimberlina plant, Novatec Solar	Novatec Solar, Areva Solar

Nos campos solares com tecnologia de coletor Linear Fresnel, usualmente, na etapa de potência, é usado o ciclo Rankine, com vapor saturado geralmente a 270°C e 55bar de pressão, ou vapor superaquecido a 380°C e 50bar de pressão. A Fig. 2-12, mostra os elementos utilizados no sistema de concentração solar Linear Fresnel com ciclo Rankine e sem armazenamento.

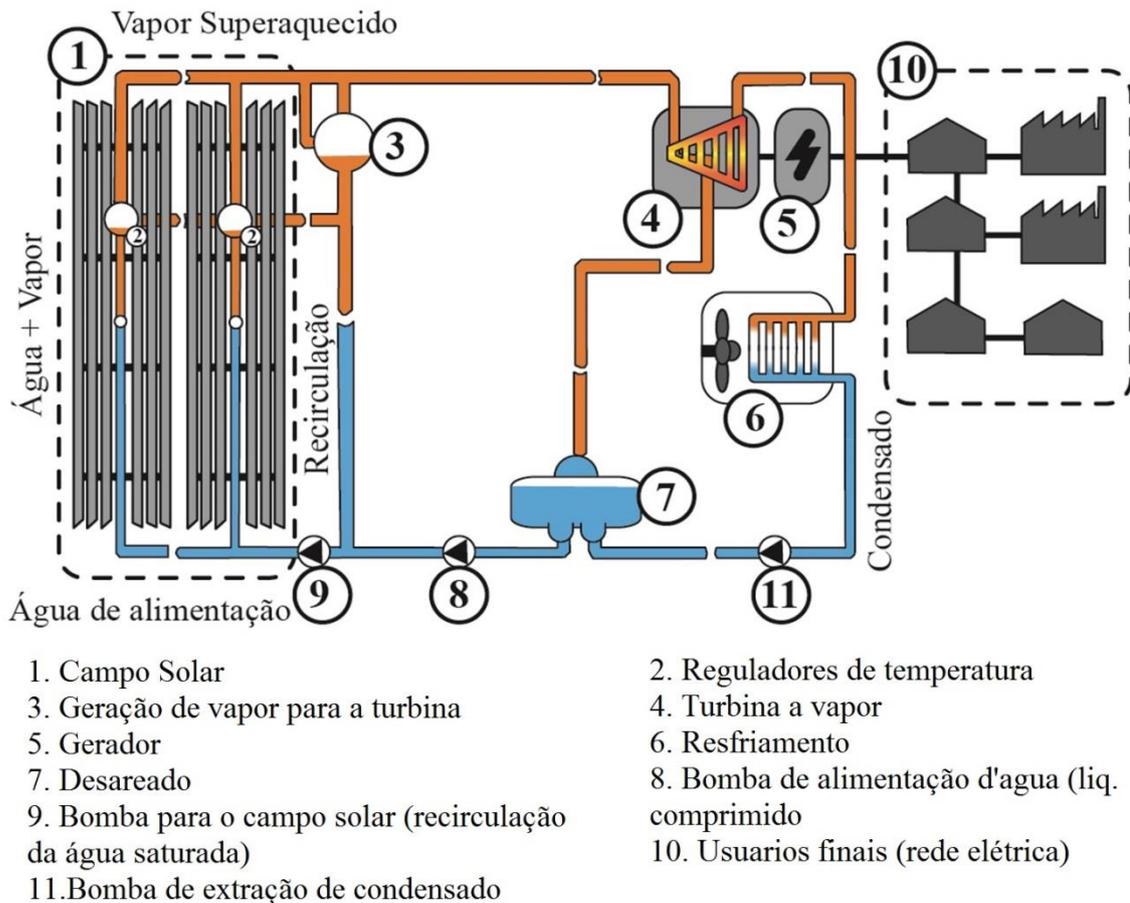


Figura 2-12. Usina com Fresnel Linear: geração de vapor direto, sem armazenamento.

2.2.4 Concentrador Disco Parabólico com motor Stirling

Conhecidos como Dish-Stirling, os concentradores no formato de disco parabólico são formados por materiais que concentram a energia do sol no foco onde se tem a cavidade do receptor de um motor que opera com o ciclo Stirling, funcionando pela compressão e a expansão cíclica do ar ou outro gás. O motor Stirling é o encarregado da conversão da energia absorvida na forma de calor a altas temperaturas. As temperaturas de operação da tecnologia Dish-Stirling usualmente vão desde os 550°C até 750°C, mas está se pesquisando sistemas para ultrapassar temperaturas de 1000°C. Hoje a tecnologia Dish Stirling é pouco utilizada, devido aos grandes custos dos materiais. O sistema poderia se tornar mais eficiente na medida em que o motor gere mais eletricidade, porém para conseguir maiores eficiências o motor teria que possuir maiores capacidades, fazendo com que os custos do projeto atinjam valores altos. Portanto, faz com que a geração de eletricidade seja dispendiosa e inviável comparando-se com as outras tecnologias CSP. A Figura 2-13 ilustra os elementos da tecnologia Dish-Stirling.

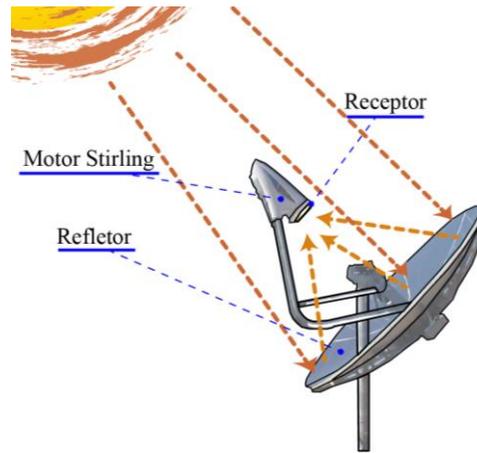


Figura 2-13. Tecnologia de concentração Dish Stirling.

Uma vantagem da tecnologia Dish-Stirling em contraste com as outras tecnologias CSP é que a eletricidade é gerada diretamente no gerador acoplado no eixo do motor Stirling. Um exemplo de usina desta usina encontra-se na Grécia, onde está se construindo a maior planta do mundo, e se espera que a potência gerada atinja os 75MW [45], o projeto tem o nome de Maximus Dish Project.

Atualmente no mundo encontra-se uma planta de 1MW funcionando na China, se espera a construção de outras seis (vide. Anexo Nº 1). Algumas das características da construção de projetos com concentradores de disco parabólico são apresentados na Tabela 2-9.

Tabela 2-9. Características técnicas da tecnologia concentrador Disco Parabólico em estágio comercial. [49]

Meios de transferência de calor	Água quente / vapor
Estado da arte	Comercial desde 1997
Tmin [°C]	100
Tmax [°C]	255 - 750
Pressão [bar]	3700
Exigência de espaço	3700
Em telhados	Sim
Poder Térmico [MWth]	0,05 até 30
Armazenamento	Tanques, Massa sólida.
Produtos ou projetos de demonstração	WRST power plant, Simply Solar

2.2.5 Concentrador cilíndrico parabólico

A tecnologia CSP no formato cilíndrico parabólico faz uso de espelhos óticos que concentram a irradiância solar em tubos receptores posicionados ao longo da linha focal dos espelhos. O rendimento de uma planta CSP é altamente dependente da refletividade e das propriedades de reflexão dos espelhos. Os melhores resultados até agora conhecidos são da empresa FLABEG, com aproximadamente 94,4% de refletância e um desvio do foco de 7 mm [57]. Esta tecnologia precisa do seguimento do Sol pelo menos em 1 eixo [58]. Um

fluido de transferência de calor circula através desses tubos que é aquecido em temperaturas tipicamente superiores a 100°C , quando se usa água como fluido de trabalho, 400°C , no caso do óleo térmico, ou 450°C ou temperaturas superiores no caso de sais fundidos, ou, dependendo da configuração da usina, temperaturas bem menores. Esse fluido é bombeado e passa através de uma série de trocadores de calor, para assim produzir vapor. O vapor é então utilizado para movimentar turbinas e gerar eletricidade. A tecnologia cilindro parabólico está composta principalmente pelos elementos que são mostrados na Figura. 2-14.

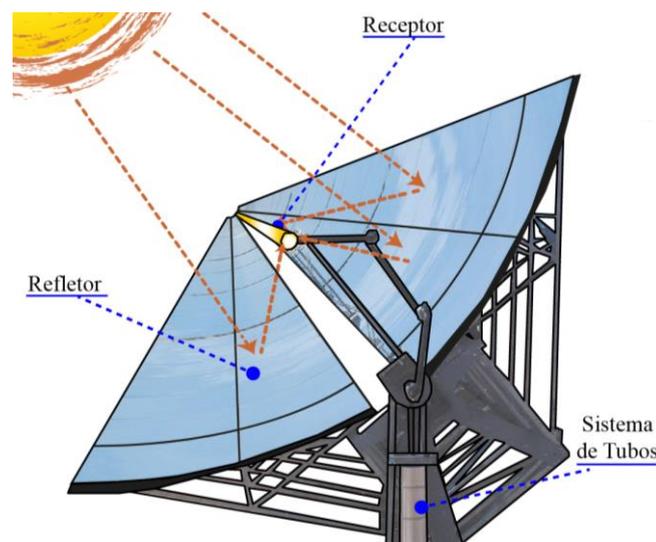


Figura 2-14. Ilustração simplificada dos implementos utilizados na tecnologia de concentração cilindro parabólico.

A tecnologia de concentração cilindro parabólico é a tecnologia mais utilizada no mundo pelo baixo custo na geração de eletricidade em contraste com as outras opções de CSP existentes atualmente. Um exemplo recente destas usinas são as nove plantas (Mojave Solar Project) com tecnologia cilindro parabólico, totalizando mais de 500MW de geração de energia elétrica, instaladas na Califórnia, no Deserto de Mojave, desde dezembro de 2014, construída pela empresa espanhola Abengoa. As plantas fornecem energia solar suficiente para atender às necessidades residenciais de uma cidade com população de 90.000 pessoas. As plantas têm atingido notáveis porcentagem de disponibilidade (muito próximo de 100% de disponibilidade durante as horas solares) entregando de forma confiável energia elétrica para completar as cargas pico. Diversas novas plantas com tecnologia de cilindro parabólico foram construídas ou estão atualmente em desenvolvimento (consultar Anexos N° 1) [59].

A Tabela 2-10, apresenta os principais parâmetros técnicos da tecnologia cilíndrico parabólico.

Tabela 2-10. Características técnicas da tecnologia concentração de cilindro parabólico por porte.

Tamanho (Comprimento)	Peq. (1-2m)	Peq. (1-2m)	Médio (2-5m)	Médio (2-5m)	Médio (2-5m)	Grande (5-8m)
HTF	Óleo térmico	Água quente / vapor	Óleo térmico	Vapor direto	Sais fundidos	Óleo térmico
Estado da arte (Comercial: C - Demonstração: D)	(C) Desde 2008	(C) Desde 2008	(C) Desde 2008	(C) Desde 2008	(C) Desde 2008	(D) Desde 2009
T _{min} [°C]	<0	100	<0	100	142	<0
T _{max} [°C]	390	250	390	500	535	390
Pressão [bar]	15 (queda de pressão)	40 (pressão de vapor)	30 (queda de pressão)	110 (pressão de vapor)	1	30 (queda de pressão)
Exigência de espaço [m ² /MWth]	3000	3000	3600	Não disponível	4000	3100
Em telhados	Sim	Sim	Não	Não	Não	Não
Poder Térmico [MWth]	0,05 até 20	0,05 até 20	20 até 1000	20 até 1000	20 até 1000	200 até 1000
Armazenamento (Tanques)	Água	Água	Sais fundidos	Água	Sais fundidos	Sais fundidos

A Figura 2-15 mostra um esquema simplificado da configuração CSP com base nos concentradores cilindro parabólicos. O campo de concentradores aquece o HTF a altas temperaturas, utilizando a irradiação solar direta concentrada (do pto 1 para o pto 2) e, em seguida, o fluido de trabalho em alta temperatura passa pelo trocador de calor para produzir vapor (do pto 4 para o pto 5). O HTF frio que sai do trocador de calor (pto 3) é enviado de volta para o campo dos concentradores usando uma bomba. A alta temperatura e alta pressão do vapor são usadas para geração de energia através de uma turbina de vapor convencional (a partir de pto 5 para o pto 6). Finalmente, o vapor de escape da turbina é condensado num condensador (de pto 6 para o pto 7). O gerador que está conectado à turbina gera a energia elétrica que é enviada para a rede elétrica [60].

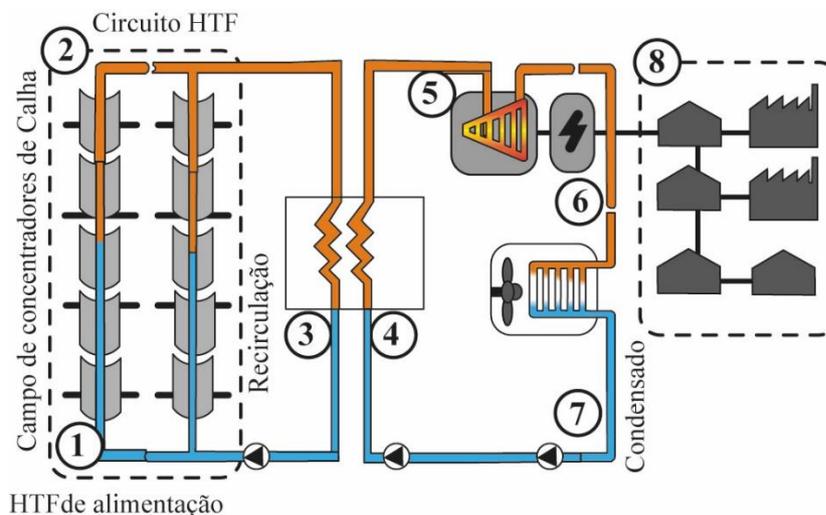


Figura 2-15. Esquema simplificado de uma planta CSP com concentrador cilindro parabólico.

Nas usinas com tecnologia de concentração cilindro parabólico, para torna-las mais eficientes e atenuar os seus custos, tem se desenvolvido testes com diferentes fluidos ou sólidos que permitam trabalhar com um sistema de armazenamento térmico. Destarte, os sais fundidos são utilizados em sistemas de dois tanques, sendo um tanque de armazenamento para altas temperaturas e outro tanque de armazenamento com temperaturas mais baixas. Assim, quando a usina precisa de calor, a energia armazenada nos sais fundidos no tanque quente é aproveitada para permitir o funcionamento da planta. A Figura 2-16 mostra o esquema de uma usina CSP com cilindro parabólico usando sistema de armazenamento térmico e um ciclo Rankine com superaquecimento.

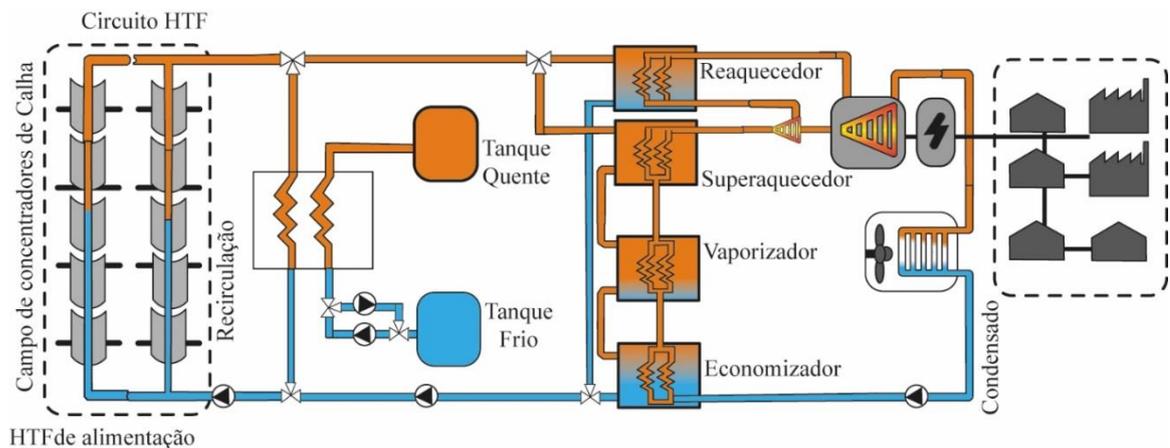


Figura 2-16. Planta CSP com concentrador Cilindro Parabólico e Armazenamento Térmico.

2.2.6 Rastreamento Solar para tecnologias CSP

Um rastreador solar automático inteligente é um sistema que posiciona um sistema com o sol. A energia utilizada por um sistema de rastreamento solar não atinge nem 1% da energia gerada pelo CSP [61] e, na medida em que as tecnologias melhorem, esse valor irá diminuir. Nos sistemas com coletores cilindros parabólicos e refletores Lineares Fresnel o rastreamento é normalmente usado em um eixo, este pode ser na direção Norte-Sul, Leste-Oeste ou vice-versa, dependendo da localização do projeto. Para os sistemas de disco parabólico e, em alguns casos, Helióstatos, o rastreamento ocorre nos dois eixos de rotação, sendo isto possível por um dos dois métodos; Azimute – Elevação ou por coordenadas Polares. No caso dos Helióstatos, é usualmente instalado um sistema de rastreamento solar nos dois eixos, mas isso pode aumentar o custo do capital inicial da usina, o que deve ser analisado no momento da concepção da planta.

As tecnologias de rastreamento solar, podem ser classificadas quanto ao tipo de controle em:

- *Passivos.* Os rastreadores passivos não possuem nenhum circuito eletrônico ou motores elétricos em sua estrutura. O sistema consiste na movimentação da estrutura de fixação ao longo do dia, sem nenhuma fonte externa de energia, tracionada por um atuador mecânico que funciona com energia solar que atinge a planta. Esses rastreadores são simples, porém de baixa precisão. Eles possuem amortecedores para prevenir movimentos indesejados, que podem ser provocados por ventos fortes [62].
- *Micropocessados.* Rastreadores solares controlados por microprocessadores. Operam baseados em um algoritmo que calcula a posição do sol e controla a atuação dos motores para posicionar a estrutura de conversão em direção ao sol [63]. Rastreadores que utilizam esse tipo de controle não necessitam do uso de sensores para detectar a posição do sol [62].
- *Eletro-ópticos.* Seguidores solares com controle eletro-óptico utilizam foto sensores para detectar a posição do sol. Nesses sistemas, as informações obtidas pelos sensores são enviadas ao circuito de controle, responsável pelo acionamento do motor, que alinha a estrutura de fixação em direção aos raios solares. [62].

O sistema de rastreamento solar não precisa colocar o coletor 100% perpendicularmente ao sol para ser eficiente, se o objetivo tem uma margem de erro de 10° , a saída tem aproximadamente 98,5% do rastreamento completo máximo. Em locais com alta concentração de nuvens o ganho da eficiência anual dos sistemas de rastreamento solar é 20%. Em uma boa área, os ganhos anuais estão entre 30 e 40% tipicamente. O ganho em qualquer dia pode variar de zero a cerca de 100% [64].

Conforme a Mousazadeh H [65], categoriza aos rastreadores solares em um-eixo e dois-eixos, não obstante eles são classificados tendo em conta as suas características, conforme apresentado na Figura 2-17.

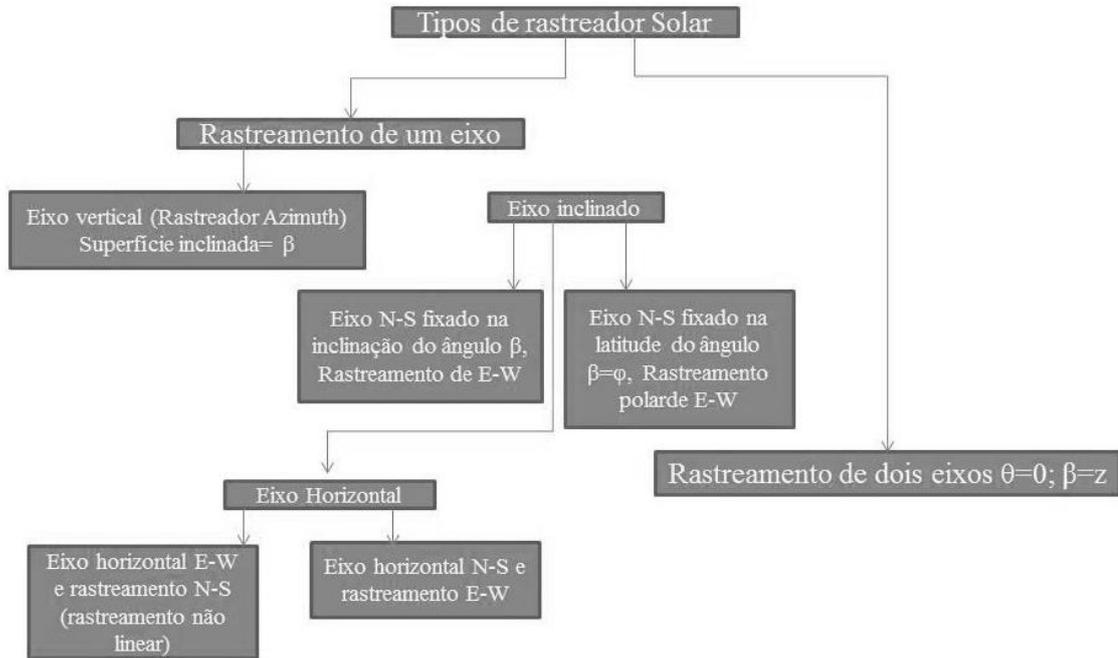


Figura 2-17. Configurações e Tipos de rastreadores do sol. [65]

2.2.7 Armazenamento térmico de energia

Ao se incluir sistemas de armazenamento de calor (TES) às plantas CSP, se permite que a geração de eletricidade seja garantida na ausência parcial ou total de DNI, melhorando o funcionamento do HTF ou visando garantir os picos de demanda de eletricidade [66]. Ao integrar sistemas de armazenamento nas tecnologias CSP os sistemas se tornam únicos em comparação com as outras tecnologias que usam energias renováveis [34]. Dessa maneira é possível prolongar as horas de funcionamento das plantas e mitigar a dependência e relacionamento direto que as tecnologias CSP têm com as condições climáticas, tais como: vento, nuvens ou pouca irradiação solar. Sistemas de armazenamento térmico de curto prazo, com uma capacidade cerca de 1 hora, são usados para garantir a produção de energia em um dia nublado. Sistemas de armazenamento térmico em médio prazo, com armazenamento de energia de 5 horas por dia, são usados para cobrir os períodos de pico de demanda à noite. Sistemas de armazenamento de longo prazo, tem capacidade de armazenamento térmico entre 8 e 16 horas, permitindo operar usinas na carga base a noite toda e nas horas do dia quando é exigido [67], [68]. Como exemplo a Figura 2-18, mostra o comportamento da energia numa usina de 50MW, e a influência do armazenamento térmico no funcionamento e na geração de eletricidade.

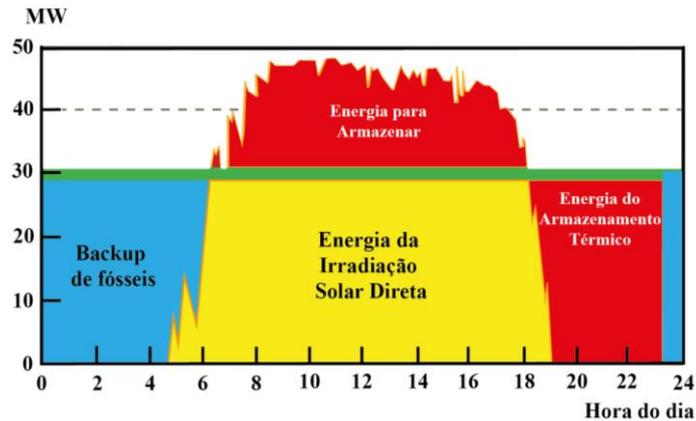


Figura 2-18. Comportamento da energia num sistema CSP e a influência do armazenamento térmico. Adaptado de D. Ginley, P. Parilla [69]

Um dos grandes problemas da geração de eletricidade das tecnologias que dependem das condições do clima é a dificuldade para dispor de energia quando se precisa usar. A geração é produzida quando existem condições favoráveis e não quando existe demanda. Quando a energia se encontra em forma de eletricidade na rede esta terá que ser utilizada, pois não existe nenhum meio de armazenamento, e assim a geração e o consumo devem ser simultâneos. Assim é necessário saber a quantidade exata que gera uma determinada usina e prever quando será usada. O armazenamento térmico ajuda com esses problemas.

Com o armazenamento térmico, o fator de capacidade em teoria poderia ter acréscimo do 100%, não obstante, isso não é uma opção econômica, o recomendável das usinas comerciais atuais é ser dimensionada com 6 até 7,5 horas de armazenamento [70]. O dimensionamento do sistema de armazenamento é o principal parâmetro na etapa de dimensionamento da usina com tecnologia CSP, pois influencia na quantidade de horas que a usina funciona a plena carga e a renda anual da planta. A capacidade do sistema de armazenamento térmico define a quantidade de horas que a usina com tecnologia CSP é capaz de funcionar em plena carga sem fazer uso de outra fonte de calor adicional ao campo solar. Por exemplo, em uma planta típica com tecnologia de concentração cilindro parabólico que troca calor em um bloco de potência com eficiência de 37% e potência instalada de 50 MW_{el}, o sistema de armazenamento térmico com uma capacidade de 7,5h deve ser capaz de armazenar cerca de 1000MWh_{th} de energia térmica [67].

Como já mencionado a capacidade do sistema do armazenamento térmico tem influência direta com o tamanho do campo solar, refletida no Múltiplo Solar (SM). O Múltiplo Solar é um fator que descreve a proporção entre a capacidade do campo solar, e é necessário para operar a usina CSP em plena carga sob os termos estabelecidos para as

condições de irradiação do projeto. Assim, quando se armazena energia e se gera eletricidade em paralelo, é necessário o dimensionamento de um campo solar maior. Por exemplo, com um múltiplo solar de 2, o campo solar precisa o dobro da área do que o necessário para operar a usina só para gerar eletricidade [71]. A principal relação entre o SM, o tamanho do sistema de armazenamento e o fator de capacidade é mostrado na Figura 2-19, sendo que esta análise foi desenvolvida com base em uma usina com tecnologia de concentração de cilindro parabólico de 100MWel nos Estados Unidos. É claro que esta análise deve ser realizada para cada local e tecnologia onde se pretende instalar uma usina CSP, mas o comportamento principal é válido para quase todos os lugares no mundo [67], [72].

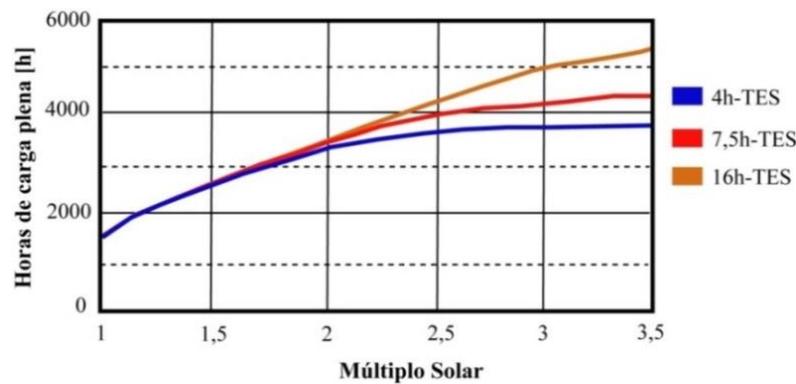


Figura 2-19. Principal relação entre o Múltiplo Solar, Horas de carga plena e tamanho do armazenamento. Adaptado de; [67].

Assim, não é adequado construir uma usina com armazenamento térmico de 4 horas com múltiplo solar acima de 2, porque o aumento de horas de carga plena é muito pouco, e os custos do campo solar aumentam consideravelmente. Por outro lado, para um sistema de armazenamento com capacidade de 16 horas é necessário dimensionar o campo com múltiplo solar igual ou superior a 3. Os parâmetros econômicos e as regulamentações no país onde se pretende instalar a usina afetam a definição do tamanho adequado do armazenamento térmico. Segundo [67], usinas instaladas na África do Sul e nos Estados Unidos, apenas podem instalar sistemas com poucas horas de TES devido às leis dos países, como contrapartida, na Espanha foram instaladas usinas com mais horas de armazenamento térmico, pois as leis daquela época ajudaram a diminuir os custos dos sistemas.

A integração de sistemas de armazenamento térmico nas usinas com tecnologias CSP pode ser direta ou indireta. O sistema de armazenamento sempre tem que se colocar entre o receptor e o bloco de potência. A Figura 2-20 mostra o esquema simplificado de um sistema

de armazenamento térmico direto e na Figura 2-21 o diagrama simplificado do sistema de armazenamento térmico indireto respectivamente.

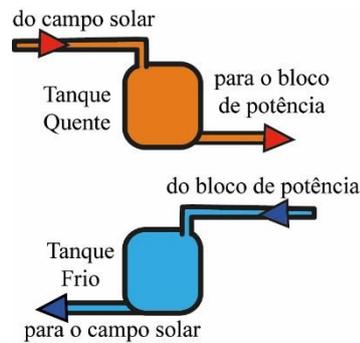


Figura 2-20. Representação simplificada da integração de um sistema de armazenamento térmico direto.

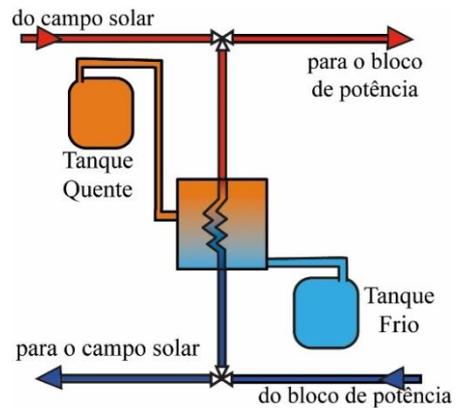


Figura 2-21. Representação simplificada da integração de um sistema de armazenamento térmico indireto.

Na Figura 2-20, pode-se observar o método de armazenamento térmico direto. É usado um meio tanto como material de TES como HTF. Assim o meio é armazenado no tanque frio, depois é enviado ao receptor, onde é aquecido, e quando atinge altas temperaturas é enviado para o tanque quente, que tem sensores de temperaturas e sistemas que controlam a temperatura de saída para o bloco de potência.

O método de armazenamento térmico indireto deve ser usado se o material de armazenamento e o HTF no receptor são diferentes. O calor é transferido desde o HTF ao material de armazenamento térmico com trocadores de calor especiais. Este método ocorre pela troca de calor de dois diferentes materiais em circuitos fechados.

No sistema de armazenamento térmico indireto em plantas CSP, o principal desafio é a eficiência do trocador de calor entre o material de armazenamento e o HTF. Para aumentar a eficiência do trocador de calor, estes são concebidos para maximizar a superfície da área de troca de calor entre os dois materiais e ao mesmo tempo minimizar a resistência ao fluxo do fluido através do trocador. Contudo, há sempre um gradiente de temperatura necessário entre os dois materiais, o que leva a uma queda da eficiência global do sistema [67].

Os sistemas de armazenamento de calor podem ser considerados de dois tipos: térmico e termoquímico (vide a Figura 2-21). No primeiro caso o armazenamento de energia encontra-se na forma de calor sensível ou calor latente. Nos sistemas de armazenamento de calor sensível, a energia térmica é estocada por meio da variação da temperatura de um sólido ou

líquido. Estes sistemas utilizam a capacidade calorífica e a variação na temperatura do material durante o processo de carga e descarga. A quantidade de calor armazenado depende do calor específico do meio, da quantidade de material de armazenamento e da sua temperatura.

Os sistemas de armazenamento de calor latente são baseados no calor absorvido ou liberado quando um material de armazenamento sofre mudança de fase, podendo ser do estado sólido ao líquido ou do estado líquido ao gasoso.

Os sistemas com armazenamento termoquímico baseiam-se na energia absorvida e liberada na quebra e formação de ligações moleculares numa reação química reversível. Neste caso, o calor armazenado depende do material de armazenamento, do calor de reação e do grau de conversão da reação [73].

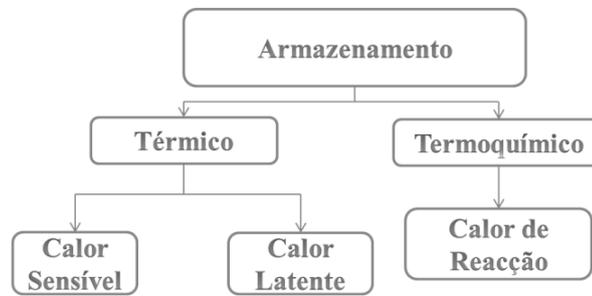


Figura 2-22. Tipos de Armazenamento de calor.

Para as quatro tecnologias da família CSP, as opções técnicas (de acordo com o HTF usado) estão listadas na Tabela 2-11. No caso do cilíndrico parabólico, uma opção adicional poderia ser utilizada onde um gás comprimido é usado como fluido de transferência de calor e sal fundido para armazenamento. No entanto, esta opção está em um estágio inicial de desenvolvimento e informações da eficiência ainda não estão disponíveis (EASAC, 2011).

Tabela 2-11. Opções técnicas para cada tecnologia da família CSP.

Tecnologia CSP	Opções técnicas
Cilindro Parabólico	PT-oil: Óleos como fluido de trabalho e armazenamento com sais fundidos
	PT-SHS: Vapor sobreaquecido como fluido de trabalho
	PT-MS: Sales fundidos como fluido de trabalho e armazenamento
Fresnel Lineal	Fresnel SaS: Vapor saturado como fluido de trabalho
	Fresnel SHS: Vapor sobreaquecido como fluido de trabalho
Torre Central	T-SaS: Vapor saturado como fluido de trabalho
	T-SHS: Vapor sobreaquecido como fluido de trabalho
	T-MS: Sales fundidos como fluido de trabalho e armazenamento
	T-AR: Aire a pressão ambiente como fluido de trabalho e ciclo Rankine
	T-GT: Aire pressurizado como fluido de trabalho e ciclo Brayton
Discos Parabólicos	T-SC: Ciclo supercrítico
	T-CC: Aire pressurizado como fluido de trabalho e ciclo combinado
	DS: Disco Stirling

Na Figura 2-23 é mostrada uma comparação da eficiência anual na conversão de energia solar em eletricidade referente à maturidade das tecnologias da Tabela 2-11.

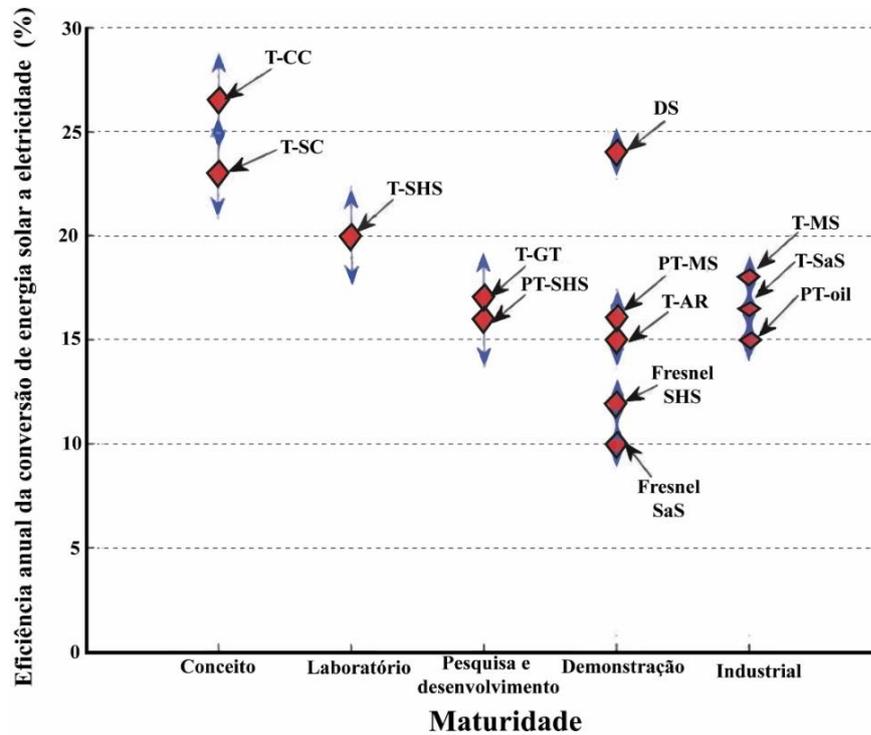


Figura 2-23. Eficiência da geração de eletricidade usando energia solar, em função do nível de desenvolvimento. Adaptado de; [74]

Existe uma gama de tecnologias e configurações que podem ser utilizadas para o armazenamento de energia térmica nas plantas com tecnologias CSP (vide Tabela 2-12). As opções resumidas estão em vários níveis de desenvolvimento, e a combinação apropriada dependerá da capacidade de armazenamento térmico necessário e a tecnologia CSP selecionada (cilindrico parabólico, torre central, etc.). Ainda, os sistemas TES não foram demonstrados para pratos parabólicos, o que pode limitar a sua capacidade para competir com os sistemas fotovoltaicos.

Tabela 2-12. Configurações para armazenamento de energia térmica. [74]

Conceito de design	Meios de armazenamento de calor	Fluido de transferência de calor
Armazenamento com calor sensível		
Dois-tanques: i) direto, ii) indireto	Sais Fundidos	Óleo mineral
Tanque-simples: i) termoclina, ii) TES estratificação/ integrado com geração de vapor	Sólidos inertes de enchimento	Sais Fundidos
Bloco especial para materiais sólidos	Concreto	Vapor
	Sólidos/partículas	Gás (CO ₂ , ar, hélio, etc)
Armazenamento com calor latente		
Equipamentos especiais para PCM	Materiais de mudança de fase <i>Phase-change materials</i> (PCMs)	Vapor
Armazenamento Químico		
Equipamento especial para produtos termoquímicos	Produtos termoquímicos ou soluções	Vários

2.2.7.1 Armazenamento de Calor Sensível

A quantidade da energia armazenada depende da quantidade de material de armazenagem (m), do calor específico do material (C_p), e da variação da temperatura do material (ΔT), sendo determinada pela Equação 2.3.

$$Q = m * C_p * \Delta T \quad (2.3)$$

Os sais fundidos são um exemplo de materiais de armazenamento de calor sensível, os Hitec/Hitec XL e Sal Solar foram implantados comercialmente em usinas de coletores cilindros parabólicos e de torre central. As propriedades e custos principais são comparados com os de um óleo sintético (Therminol VP-1), e são listadas na Tabela 2-13.

Tabela 2-13. Propriedades e custos de três diferentes sais fundidos e Therminol VP-1. [75]

HTF	Composição (wt%)	Ponto de fusão (°C)	Max. Temp. de operação (°C)	Custo, (USD\$/kg)	Custo (USD\$/kWh)	Fornecedor
Solar Salt	60% NaNO ₃ , 40% NO ₃	238	593	0.49	5.8 ($\Delta T=200$ K)	Chilean Nitrate or Coastal Chemical
Hitec	7% NaNO ₃ , 53% KNO ₃ , 40% NO ₂	142	450-538 610-710 (under different atmospheres)	0.93	10.7 ($\Delta T=200$ K)	Coastal Chemical
Hitec XL	7% NaNO ₃ , 45% KNO ₃ , 48% Ca(NO ₃) ₂	120	480-505	1.43	18.2 ($\Delta T=200$ K)	Coastal Chemical
Therminol VP-1	Diphenyl Biphenyl Oxide	12	400	3.96	57.5 ($\Delta T=100$ K)	Solutia

O óleo sintético era um fluido de trabalho comum nas plantas CSP antes dos sais fundidos emergirem. O Sal solar é relativamente barato e tem a mais elevada temperatura de operação, no entanto, o ponto de fusão encontra-se perto dos 238°C, o que requer sistemas de aquecimento bastante caros. Os sais fundidos Hitec e Hitec XL tem uma temperatura de solidificação mais baixa (120-142°C) e são capazes de resistir a um limite de temperatura superior aos 500°C. A empresa espanhola Abengoa Solar analisou a viabilidade, custo e desempenho de uma planta de concentradores cilindro parabólico com sais fundidos e 6h de armazenamento térmico, os resultados da modelagem mostraram que o sal fundido pode reduzir o custo de armazenamento em até 43,2%, o custo do campo solar em até 14,8% e LCOE entre 9,8% e 14,5% em relação a uma planta que usa o Therminol VP-1 [76]. Ao ser substituído o óleo sintético pelo sal fundido como fluido de trabalho no sistema cilíndrico parabólico, pode-se obter uma maior temperatura no trocador de calor, levando a uma maior

eficiência na alimentação do ciclo de potência e se obtém um sistema de armazenamento de energia com menor custo [76], [77].

Na Fig. 2-24 expõe-se um exemplo simplificado dos elementos usados num sistema de armazenamento térmico com sais fundidos.

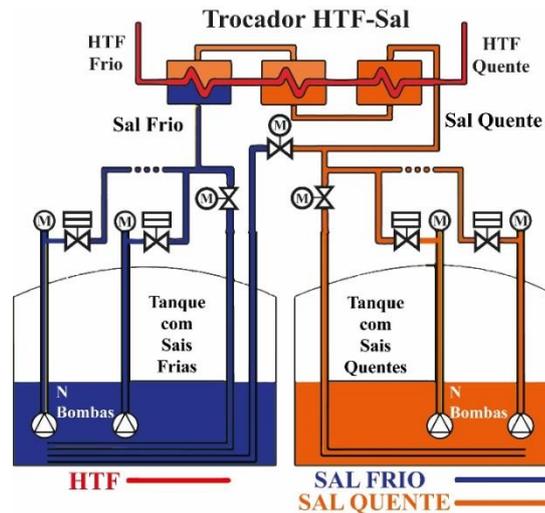


Figura 2-24. Esquema de um sistema de Armazenamento Térmico com Sais Fundidos. Adaptado de; [77].

Um exemplo importante de sistemas de armazenamento térmico é a *Solana Generating Station*, a planta de energia solar térmica construída no Arizona - Estados Unidos, que foi concluída em 2013. A usina faz uso da tecnologia de concentração cilindro parabólico, com uma capacidade de geração total de 280 MW a partir de duas turbinas a vapor de capacidade bruta de 140 MW cada uma, e com uma potência líquida de 125 MW em cada turbina. A usina foi planejada para permitir o uso do armazenamento térmico por 6 horas, o HTF e o fluido utilizado foram sais fundidos, gerando energia elétrica para 70.000 residências e evitando a emissão de aproximadamente 475.000 Toneladas de CO_2 ao ano [61].

Os materiais dos sistemas de armazenamento térmico são tema principal nas pesquisas dos últimos anos, visando torna-los mais eficiente e com menor custo. Algumas pesquisas se tornam promissoras, em especial estudos de materiais que possam atingir temperaturas mais altas. Um exemplo são os leitos de pedras ou leitos rochosos. Segundo pesquisas, as temperaturas que se conseguem atingir pode chegar até os $700^{\circ}C$ [78]. O sucesso da tecnologia é calcular o coeficiente de transferência de calor entre sólidos e fluidos. Este sistema é conhecido como leito empacotado, do inglês, *Packed Bed*, e nos modelos desenvolvidos consegue conservar grande parte da energia, porém, ainda não tem resultados estáveis para se integrar com as tecnologias CSP [79]. O sistema de leito rochoso ainda se encontra em estágio de desenvolvimento, e são usados atualmente para armazenamento nas

usinas CSP no mundo os sais fundidos e óleos. O atrativo destes fluidos é o baixo custo e simplicidade no projeto. Os sais fundidos são utilizados nas diferentes configurações da família CSP, em processos de dessalinização, e em processos de produção de melanina, alumina, e alumínio, também na purificação de hidróxido de sódio (soda cáustica) [80].

2.2.7.2 Armazenamento de calor latente

TES com calor latente está baseado na mudança de fase dos materiais, dessa forma aproveitam o calor latente que pode ser armazenado e liberado, quando um material muda de estado (geralmente de sólido para líquido). Estes sistemas têm atraído atenção considerável para aplicações CSP ao longo da última década [80], [81]. A quantidade de energia armazenada é governada tanto pelo calor específico, quanto pelo calor latente da mudança de fase.

Devido à significativa quantidade de energia envolvida durante a mudança de fase, o sistema de armazenamento de calor latente, que ocorre predominantemente como um processo isotérmico de armazenamento e liberação de energia, tem altas densidades no armazenamento, comparado com os sistemas de calor sensível. Os sistemas de armazenamento com calor latente são potencialmente de menor custo em comparação com os sistemas de armazenamento sensível. Atualmente, nenhum sistema de armazenamento baseado em PCM tem sido usado em escala comercial para aplicações CSP.

2.2.7.3 Armazenamento termoquímico

No armazenamento termoquímico, a energia é armazenada por meio do processo de adsorção ou reação química reversível, como é mostrado na Equação 2.5.



Na reação endotérmica, o produto químico AB absorve o calor fornecido a partir do campo solar e é dissociada em dois produtos, A e B, que podem ser armazenados separadamente. No processo inverso (reação exotérmica), produtos químicos A e B são colocados em contato e o produto inicial AB é formado com liberação de calor [34]. A quantidade de calor armazenado em um processo termoquímico é dada pela Equação 2.4.

$$Q = a_r * m * \Delta H \quad (2.4)$$

Onde a_r é a fração reagida, m é a massa do reagente AB , e ΔH , é o calor da reação. O armazenamento termoquímico conserva uma alta densidade de energia, e a perda de calor é pequena, assim é potencialmente uma boa opção de armazenamento de longo prazo, com volume relativamente pequeno. O processo de sorção é geralmente capaz de armazenar o “calor” de baixa e média temperatura, inferior dos 400°C , e o calor da reação é, tipicamente, entre 20 e 70 kJ/mol . As pesquisas neste campo incluem sais de metais com água, amônia, metanol ou metil-amônia e ligas metálicas com hidrogênio. A reação química também permite que a energia seja armazenada a mais de 400°C com um maior calor de reação (de 80 a 180 kJ/mol). Em relação ao armazenamento de calor sensível e latente, o armazenamento termoquímico ainda está em um estágio muito inicial de desenvolvimento e até agora a maioria dos sistemas só foram testados em escala de laboratório para curtos períodos de descarga. [34]

2.3 Ciclos termodinâmicos

A maior parte dos dispositivos que produzem potência operam em ciclos termodinâmicos. Os ciclos acontecem em máquinas reais e são difíceis de analisar devido à presença de fatores, como o atrito e a carência de tempo necessário para estabelecer as condições de equilíbrio durante o ciclo.

Para estudar o que acontece com os principais parâmetros do ciclo, utiliza-se um modelo idealizado, sem observar todos os detalhes, mas sem perder as características do ciclo real.

As simplificações e idealizações normalmente associadas nas análises de um ciclo de potência são as seguintes [82]:

- O fluido de trabalho não sofre quedas de pressão quando passa pelos tubos ou em dispositivos como trocadores de calor.
- Os processos de expansão e compressão ocorrem isentropicamente na forma de quase equilíbrio.
- Os tubos que conectam os diferentes componentes do sistema tem isolamento térmico de alta qualidade, assim a transferência de calor ao longo dos mesmos é desprezível.

Além disso, outra simplificação é ignorar as variações de energia cinética e potencial, pois nos dispositivos onde ocorre a transferência de trabalho de eixo, como as turbinas,

compressores e bombas, essas variações de energia são muito pequenas comparadas com os outros termos na equação da energia [83].

2.3.1 Ciclo Stirling

O ciclo Stirling idealiza o funcionamento de um motor de combustão externa, é composto por duas câmaras que oferecem temperaturas diferentes. O ciclo Stirling conta com um processo de adição de calor isotérmico a partir da fonte de alta temperatura (T_H) e um processo de rejeição de calor isotérmico para a fonte de temperatura baixa T_L . Diferencia-se do ciclo de Carnot, pois os dois processos isentrópicos são substituídos por dois processos de regeneração a volume constante. A regeneração consiste num processo que transfere calor para um sistema que armazena energia térmica em uma etapa do ciclo e depois este é transferido de novo para o fluido de trabalho na outra etapa. Na figura 2-25 são apresentados os diagramas $T - s$ e $P - v$ do ciclo Stirling, conformado por quatro processos reversíveis.

- 1-2 expansão a $T = \text{constante}$ (adição de calor de uma fonte externa).
- 2-3 regeneração a $v = \text{constante}$ (transferência de calor interno do fluido de trabalho para o regenerador).
- 3-4 compressão a $T = \text{constante}$ (rejeição de calor em um meio externo).
- 4-1 regeneração a $v = \text{constante}$ (ocorre transferência de calor interno desde o regenerador para o fluido de trabalho).

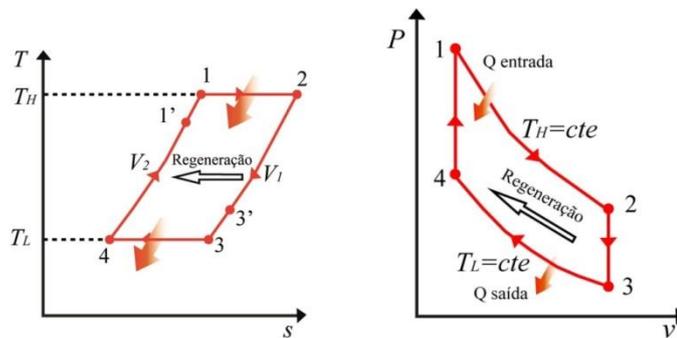


Figura 2-25. Diagramas T-s e P-v do ciclo Stirling [82].

Os motores Stirling reais, incluindo o motor patenteado por Robert Stirling em 1816, são geralmente muito pesados. Assim, para se adaptar com os concentradores solares de disco parabólico, a estrutura que suporta todo o sistema e o sistema de rastreamento terão que cumprir com exigências para manter a estabilidade ao longo do dia. Os fluidos utilizados normalmente nos ciclos Stirling são: Hélio, Hidrogênio e Ar. A seleção do fluido de trabalho é baseada nas seguintes propriedades: condutividade térmica, calor específico, densidade e viscosidade [84]. Os motores Stirling podem ser de 3 configurações diferentes, quais sejam:

Alpha, Beta e Gamma. A configuração Beta é a mais comumente usada com os concentradores de disco parabólico, pois sua configuração mais compacta permite se adaptar facilmente à estrutura do sistema. Na Figura 2-26 é apresentado o esquema de um motor Stirling configurado da forma Beta. O sistema passa pelos quatro processos acima descritos.

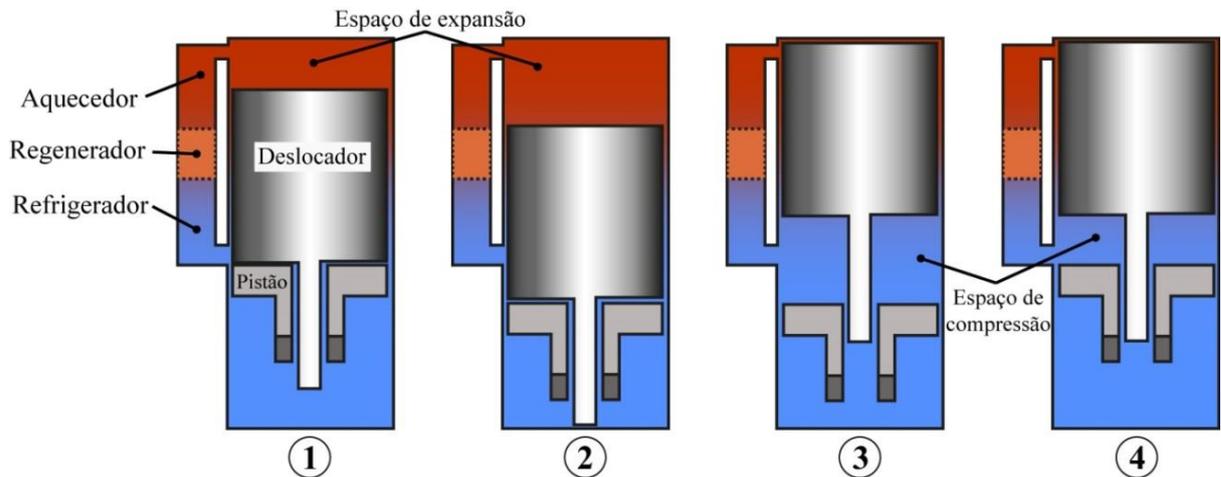


Figura 2-26. Fases teóricas de um ciclo Stirling com configuração Beta. Adaptado de; [85].

2.3.2 Ciclo Rankine

O ciclo Rankine é o ciclo ideal para as centrais termelétricas a vapor. Um ciclo Rankine ideal não inclui irreversibilidades internas e é composto dos seguintes processos [86], [83], que são apresentados na Figura 2-27:

- 1-2 Compressão isentrópica em uma bomba.
- 2-3 Adição de calor a pressão constante em uma caldeira (trocador de calor).
- 3-4 Expansão isentrópica em uma turbina.
- 4-1 Rejeição de calor a pressão constante em um condensador (trocador de calor).

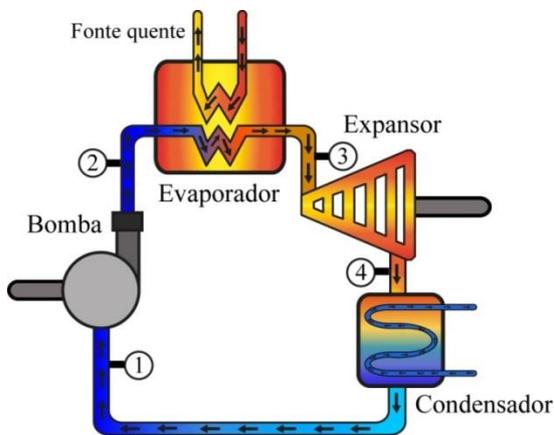


Figura 2-27. Ciclo Rankine ideal simples.

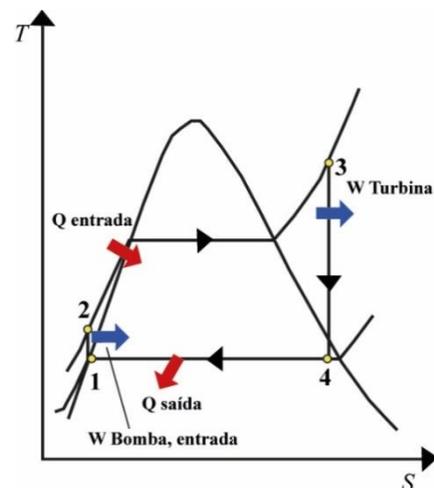


Figura 2-28. Diagrama $T-s$ do ciclo Rankine

No diagrama T - s do ciclo Rankine na Figura 2-28 a água entra na bomba no estado 1, como líquido saturado, e é comprimida isentropicamente até atingir a pressão de operação da caldeira. Neste processo de compressão a temperatura aumenta um pouco devido à diminuição do volume específico da água. Depois a água entra na caldeira como líquido comprimido ou sub-resfriado, no estado 2, e sai como vapor superaquecido no estado 3. Uma caldeira é um grande trocador de calor, onde o calor que se origina dos gases de combustão, energia solar, reatores nucleares ou outras fontes, é transferido à água usualmente a pressão constante. O vapor superaquecido, no estado 3, entra na turbina para se expandir isentropicamente e assim produz trabalho ao movimentar o eixo conectado a um gerador elétrico. A pressão e a temperatura do vapor diminuem neste processo, até atingir o estado 4, onde o vapor entra no condensador. Este equipamento também é basicamente um grande trocador de calor, que rejeita o calor para um meio de resfriamento que pode ser um rio, torre de resfriamento, ou mesmo a atmosfera. No ponto 4 geralmente tem-se uma mistura de vapor e líquido. O vapor é condensado a pressão constante no condensador. O fluido sai do condensador como líquido saturado e entra de novo na bomba para completar o ciclo [87].

2.3.3 Ciclo Rankine Orgânico (ORC)

Um sistema que opera no ciclo de Rankine orgânico (ORC) é semelhante ao sistema que opera com um ciclo a vapor convencional, mas o fluido de trabalho não é água. O ORC opera com fluidos de trabalho orgânicos, tais como os fluidos refrigerantes e os hidrocarbonetos. O ORC, ou também referido como ORC subcrítico, é atualmente usado em diversas aplicações industriais onde se dispõe de calor de baixa qualidade, como usinas geotérmicas, usinas de concentração de energia solar térmica, sistemas de dessalinização com osmose reversa, sistemas Duplex-Rankine, sistemas oceânicos de conversão de energia térmica, aplicações de recuperação de vapor e usinas a biomassa [88].

Existem 3 configurações do ORC, o básico, com recuperação e com regeneração. Nas 3 configurações o evaporador pode estar dividido em duas ou três partes: aquecimento, evaporação e superaquecimento [89]. No ORC básico, o fluido de trabalho na saída do evaporador encontra-se no estado de vapor saturado no caso de fluidos isentrópicos, ou vapor superaquecido, no caso de fluidos secos. O ORC com recuperação caracteriza-se por utilizar um trocador de calor interno para absorver o calor do fluido de trabalho que sai da turbina e pré-aquecer o fluido que entra no evaporador [90]. No ORC com regeneração, uma parte do fluido de trabalho é retirado da turbina e misturado com o fluido de trabalho antes de entrar no

evaporador, assim a temperatura média de fornecimento de calor aumenta e a eficiência termodinâmica do ciclo também [60].

O ORC tem a capacidade de funcionar em temperaturas inferiores às do ciclo Rankine convencional, assim é possível se adaptar com tecnologias de conversão de calor de baixa temperatura [91]. A tecnologia de concentração solar cilíndrico parabólico, devido às temperaturas de operação do campo solar, se adapta facilmente com o ORC.

3 CONSIDERAÇÕES DE PROJETO PARA USINAS COM TECNOLOGIAS CSP

Neste Capítulo, são apresentados os parâmetros que foram usados para a concepção das usinas com tecnologias CSP no desenvolvimento desta pesquisa. Em primeiro lugar são apresentadas as etapas do desenvolvimento de uma usina típica com tecnologias CSP, assim como uma descrição das ferramentas utilizadas para o desenvolvimento do trabalho. Também se explica a escolha dos locais onde foram analisadas as tecnologias CSP e a influência dos fatores climáticos do Brasil. Soma-se ainda a descrição dos parâmetros que foram adotados para desenvolver os modelos das usinas CSP.

3.1 Etapas do planejamento e desenvolvimento de usinas CSP

A instalação de usinas com tecnologias CSP poderá gerar aspectos positivos no desenvolvimento Econômico, Social e Ambiental do local e do país onde é planejado o projeto. Para ter uma estimativa do impacto econômico que uma usina com tecnologia CSP pode trazer ao local de instalação do projeto, é necessário conhecer a cadeia de valor de um projeto típico ao longo do todo seu ciclo de vida, e as etapas pelas quais o projeto passa para operar e gerar energia [92]. A instalação de usinas com tecnologias CSP atenua o uso da mineração e desta maneira não produz emissões de enxofre, cinzas, e diminui a exploração de combustíveis fósseis associados com a geração em usinas termelétricas convencionais. Isto não significa que as usinas CSP não geram nenhum tipo de poluição para o meio ambiente, no processo de aquisição de matérias primas e de fabricação dos componentes ocorrem etapas que derivam em emissões. Usualmente as usinas com tecnologia CSP são projetadas para operar por um período de tempo de 25 até 30 anos, dependendo das condições do projeto. Nessa etapa do projeto estratégias de manutenção deverão ser propostas para garantir o funcionamento da planta, e para gerar confiança para os investidores que irão financiar a usina. Um exemplo de sucesso é a usina Andasol, localizada em Andalusia no sul da Espanha, onde foram construídas três usinas com tecnologia CSP com 50MWe cada uma e geram mais de 260GWh por ano, oferecendo energia elétrica para aproximadamente 450.000 pessoas no sul da Espanha. Estima-se que cada planta reduz perto de 150.000 toneladas de CO_2 por ano se fosse comparada com uma usina termoelétrica tradicional [93].

Nos Estados Unidos a empresa AALBORG, adaptou tecnologias CSP de Torre Central com algumas usinas com caldeiras, hibridizando estes sistemas e melhorando a sua eficiência

[94]. Assim, em decorrência dos incentivos fornecidos pela Espanha no ano 2004, foram construídas novas usinas com tecnologia CSP em 2005, mas a popularização da tecnologia só ocorreu entre 2010 e 2012 [95].

O desenvolvimento de uma usina com tecnologia CSP pode ser explicado por fases, e na Figura 3-1 são apresentadas as etapas pelas quais uma usina passa até sua operação.

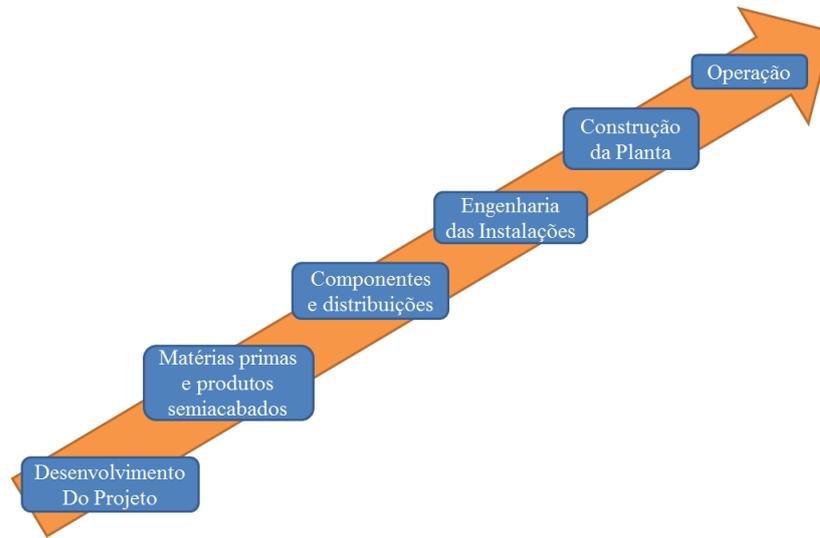


Figura 3-1. Fases ao longo do desenvolvimento de uma planta CSP. [95]

A etapa de desenvolvimento é similar ao processo de desenvolvimento de usinas elétricas convencionais ou de grandes instalações em processos da indústria, além dos proprietários, existem diferentes empresas que interagem na hierarquia do processo de desenvolvimento, como é apresentada na Figura 3-2.

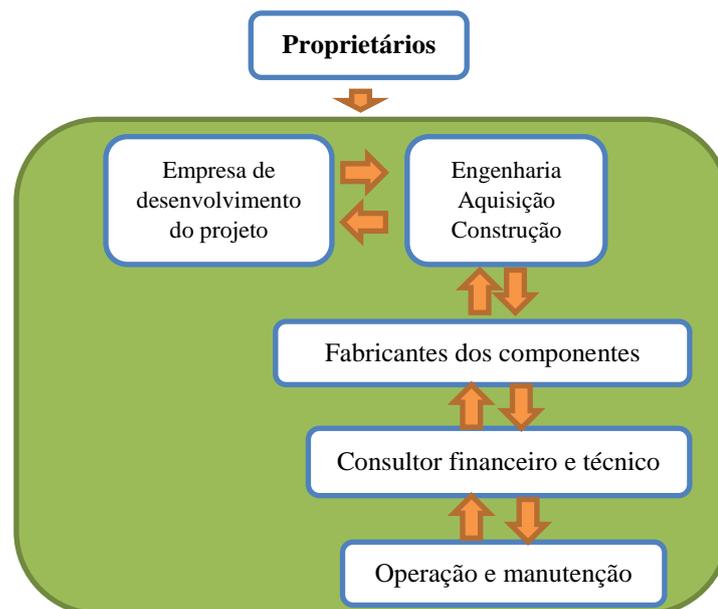


Figura 3-2. Hierarquia das empresas que participam no desenvolvimento de uma usina CSP.

A empresa de desenvolvimento do projeto é encarregada de coordenar os preparativos das obras no local, a engenharia prévia do projeto, licenças, análises ambientais que tenham que se realizar, assim como as negociações pertinentes com a empresa responsável pela Engenharia, Aquisição e Construção. Nessa etapa de desenvolvimento são realizadas diferentes atividades [96]:

- Estudos de viabilidade
- Escolha do local
- Suporte técnico
- Avaliação da tecnologia
- Custos estimados
- Desenvolvimento do cronograma
- Análise do trabalho

A empresa encarregada da Engenharia, Aquisição e Construção do projeto se responsabiliza pela engenharia de projeto, a procura e escolha dos componentes que o projeto precisa, assim como da execução e construção da usina. Também nesta etapa são estudadas as obras de construção civil, tais como a preparação do terreno, a construção da infraestrutura de suporte, e a criação das bases da usina [97]. O processo de fabricação dos componentes para o campo solar é desenvolvido por diferentes companhias, que foram contratadas previamente na etapa de desenvolvimento, assim como empresas de logísticas e companhias de construção que integraram os componentes previamente comprados, para concluir com a empresa encarregada da Operação e Manutenção, que criará rotinas regulares de manutenção, inspeções e é responsável pela operação diária da usina.

Com o desenvolvimento da tecnologia CSP e o aumento da capacidade instalada novos tópicos como o controle de qualidade estruturada de cada componente, ou a rastreabilidade dos componentes entre os fornecedores ganham importância. Além do desempenho térmico, a ótica dos elementos refletivos, a estabilidade a longo prazo dos diversos componentes utilizados faz parte do controle de qualidade. Especialmente para componentes com alto valor para o desempenho da usina, como os receptores ou os componentes do bloco de potência, é importante que a companhia encarregada da operação da planta faça o seguimento da qualidade com as empresas que forneceram esses componentes. Na figura 3-3, são apresentadas as divisões dos componentes principais e as etapas que ocorrem para o gerenciamento da usina com tecnologia CSP [95].

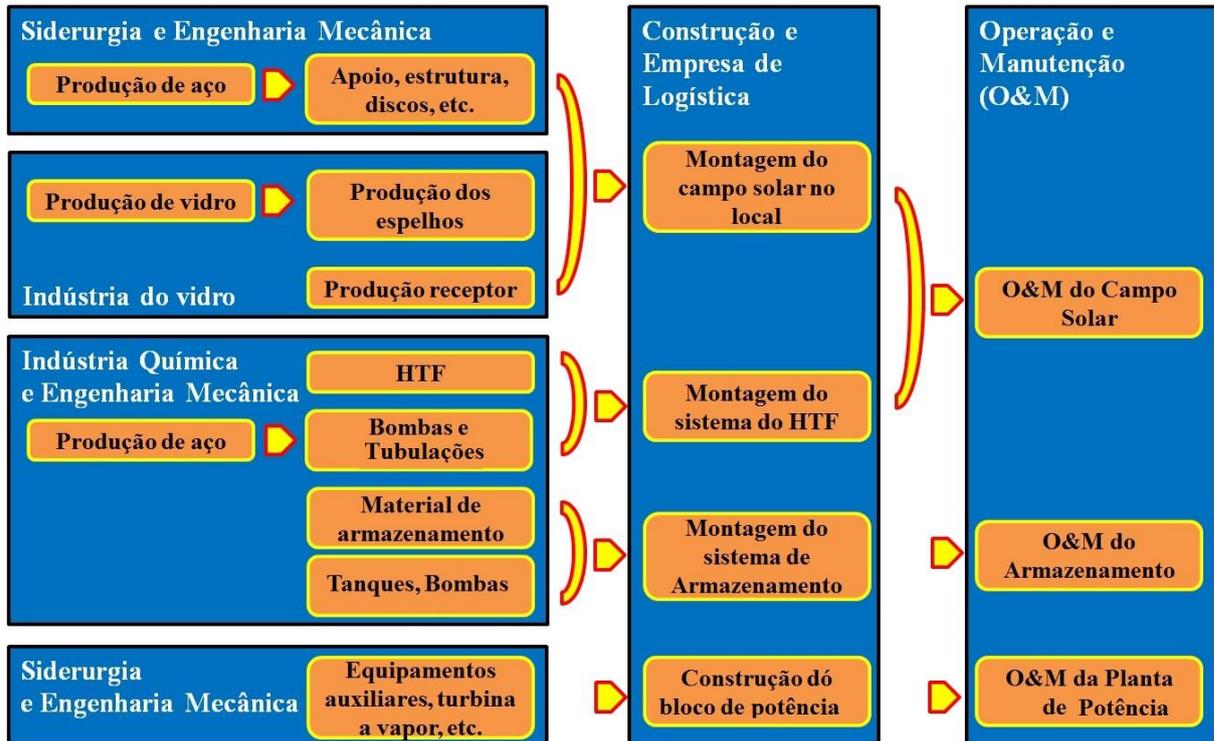


Figura 3-3. Visão geral de todos os componentes industriais relacionadas com a planta CSP [95].

3.2 Ferramenta utilizada

A ferramenta SAM foi escolhida para as simulações das usinas CSP, foi necessário modelar o bloco de potência no caso do ciclo Rankine foi utilizado o software GateCycle e no caso do ORC foi modelado no Excel, no software existem limitações para simular as máquinas térmicas, e é necessário se calcular a eficiência e as pressões para conseguir simular as usinas CSP.

O hardware utilizado para as simulações foi uma CPU com processador de 4 núcleos e uma memória RAM de 8GB.

O software SAM é um dos poucos disponibilizados gratuitamente para simular sistemas que fazem uso da energia Heliotérmica. É necessário ter acesso a arquivos com informação do TMY do local onde se deseja desenvolver o projeto. O desempenho do software foi validado previamente com informações coletadas das usinas Andasol 1 [98] e Gemasolar [96], localizadas na Espanha, permitindo ratificar o desempenho do programa e apresentando um bom índice de confiabilidade, tanto nos dados dos resultados técnicos quanto dos econômicos. Esta ferramenta será usada para o desenvolvimento das análises e as avaliações das tecnologias de concentração solar, sendo do tipo concentrador de cilindro parabólico e de disco parabólico. A versão utilizada foi SAM 2016.3.14. As tecnologias foram

expostas às condições climatológicas do Brasil e assim foi possível identificar e viabilizar projetos com energia Heliotérmica no país.

3.2.1 Localização do projeto

Para definir a localização onde serão propostas as usinas com tecnologia CSP, a ferramenta SAM tem três opções para adicionar os dados das condições que servirão para as análises;

- Pode-se ingressar na base de dados da Radiação Solar da NREL e baixar os arquivos climatológicos do *National Solar Radiation Database* (NSRDB) [99], calculados pelo *Physical Solar Model* (PSM), no caso de América [100].
- Os arquivos da localização podem ser calculados e eventualmente são carregados no software.
- Também é possível fazer uso dos formatos disponíveis no SAM, no caso do Brasil há disponibilidade de 20 arquivos baseados no modelo do Atlas Brasileiro de Energia Solar, que foi desenvolvido pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) para o projeto SWERA [22], [101].

O NSRDB é uma coleção de informação dos valores horários da Radiação Solar, sendo: irradiância global (GHI), radiação solar, irradiância normal direta normal (DNI), e irradiância difusa, quanto de dados meteorológicos horizontais. Estes dados foram coletados em um grande número de locais e escalas temporais e espaciais para representar com precisão a variação da radiação solar em climas regionais [8].

O NSRDB fornece dados da média mensal e média anual total diária do recurso solar, calculados em intervalos de 0,038 graus em latitude e longitude, ou nominalmente 4 km de distância. Os dados foram criados usando informações de nebulosidade, o algoritmo AVHRR (*Pathfinder Atmospheres -Extended* PATMOS-X), o modelo *Fast all-sky radiation for solar applications* (FARMS), o *Aerosol Optical Depth* (AOD), e também com o vapor de água precipitável (PWV) de fontes auxiliares [102]. Assim, esses valores são usados para estimar DNI e GHI [103]. A irradiância normal direta (DNI) e GHI são computadas para o céu limpo, utilizando o modelo REST2. Para as nuvens identificadas pela máscara de nuvens, o modelo FARMS é usado para calcular a GHI. A DNI para locais com nuvens é calculada usando o modelo DISC. Os dados são calculados pelas médias a cada hora ao longo de 17 anos (1998-2014). O modelo PATMOS-X usa imagens de uma série de satélites geoestacionários (GOES)

ao redor do mundo, as quais contêm informações da radiação a cada meia hora nos espectros visível e infravermelho, também contêm dados diários de cobertura de neve do NSIDC e proporção de mistura, perfis de temperatura e pressão a partir da *Modern Era – Retrospective Analysis* (MERRA). O modelo REST2 usa profundidade óptica do aerossol diária, resultado de uma combinação dos satélites MODIS e MISR. O NSRDB também é criado com informações de estações meteorológicas terrestres da AERONET para calcular GHI e DNI, vapor de água e outros insumos para o REST 2 são obtidos a partir da MERRA [104].

O principal tipo de dados derivados do NSRDB é chamado Ano típico Meteorológico (TMY). Estes dados são criados por modelos para as diferentes localidades do mundo. No caso do Brasil o TMY3 é o formato derivado dos modelos e dados dos satélites e informações do SWERA [8].

O projeto *The Solar and Wind Energy Resource Assessment* (SWERA), teve início no ano 2001 para incentivar o uso fontes de energias renováveis Solar e Eólica. O SWERA é formado pelos: NREL, *German Aerospace Center* (DLR), *Risoe National Laboratory for Sustainable Energy*, INPE, *State University of New York* (SUNNY), *United Nations Environment Programme* (UNEP), *National Aeronautics and Space Administration* (NASA), *Global Environment Facility* (GEF) e *Risoe DTU* [105].

O Brasil têm disponibilizado informações meteorológicas de 20 cidades pelo SWERA (vide Tabela 3-1), que foram caracterizadas no SAM. Essas cidades contam com dados meteorológicos obtidos por estações meteorológicas, comparando-os com informações dos satélites e estações meteorológicas disponíveis no território. Na Figura 3-4 é mostrada a localização de algumas das estações meteorológicas disponíveis no Brasil.

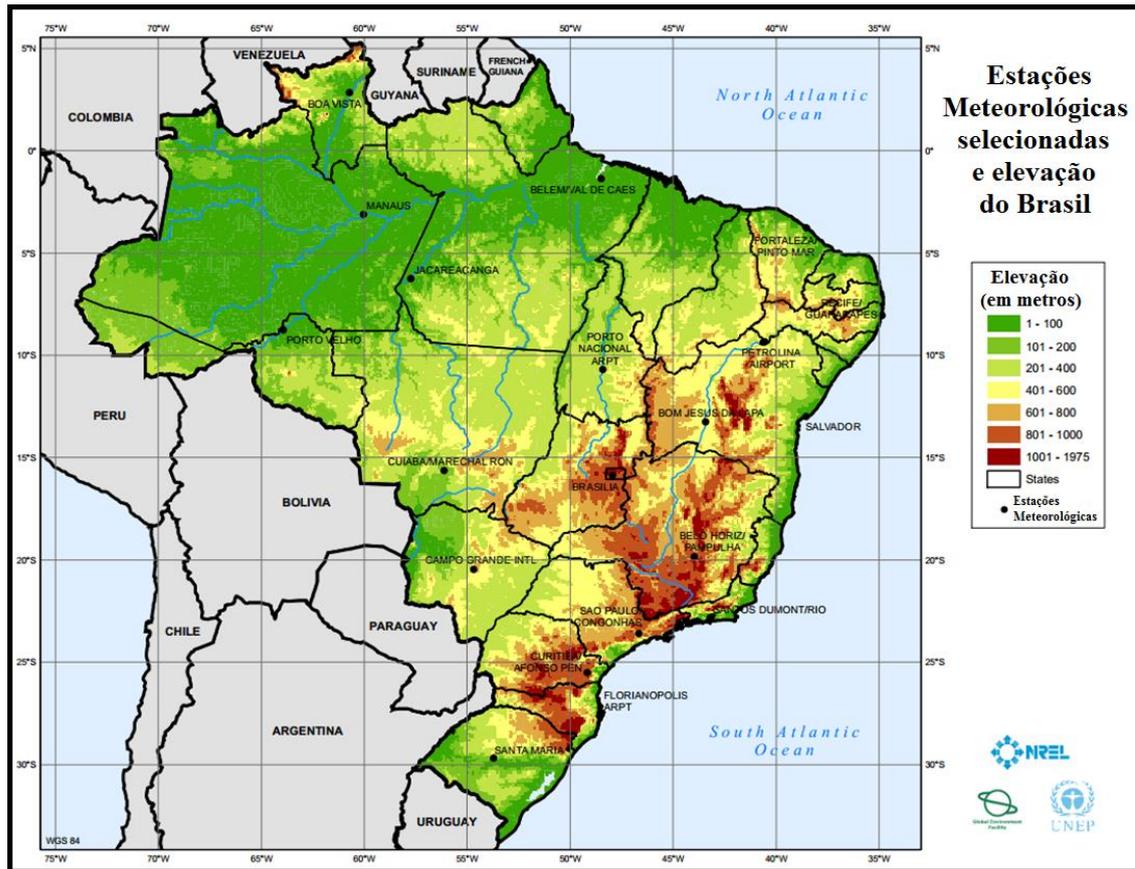


Figura 3-4. Estações meteorológicas no Brasil.

Tabela 3-1. Informações meteorológicas de algumas cidades do Brasil na base de dados do SWERA.

Cidade	Local	Lat (°S)	Long (°W)	Temp. Média (°C)	Vel. Vento (m/s)	(kWh/m ² /ano)		
						GHI	DNI	DHI
Belem	Aerop. Val de Cans	1,38	48,48	26,5	2,4	2165,45	1135,15	1029,3
Belo Horizonte	Pampulha	19,85	43,95	22	1,7	2587,85	1.854,2	733,7
Boa Vista	Força Aérea	2,83	60,7	28,5	3,6	2303,15	1314	989,15
Bom Jesus da Lapa	-----	13,27	43,42	26,1	1,6	2868,9	2197,3	671,6
Brasília	Força Aérea	15,84	47,93	21,3	2,1	2540,4	1737,4	803
Campo Grande	Aerop.	20,47	54,67	24	3,9	2551,35	1784,85	766,5
Cuiabá	Aerop.	15,65	56,1	26,7	2	2427,25	1540,3	886,95
Curitiba	Aerop.	25,52	49,17	17,2	3	1945,45	1222,75	722,7
Florianópolis	Aerop.	27,67	48,55	27	3,3	2149,85	1423,5	726,35
Fortaleza	Aerop.	3,78	38,53	27,2	3,8	2463,75	1595,05	868,7
Jacareacanga	Aerop.	6,27	57,73	25,9	0,5	2139,2	1164,35	974,55
Manaus	Aerop.	3,13	60,02	26,8	1	2073,2	1142,45	930,75
Petrolina	Aerop.	9,35	40,55	26,8	4,1	2635,3	1832,3	803
Porto Nacional	Aerop.	10,7	48,4	27,1	1,1	2653,55	1868,8	784,75
Porto Velho	Aerop.	8,77	63,92	26,3	1	2219,2	1255,6	936,6
Recife	Guararapes	8,07	34,85	27,1	3,2	2390,75	1518,4	872,35
Salvador	Aerop.	13,02	38,52	25,9	2,1	2430,9	1679	751,9
Santa Maria	Aerop.	29,7	53,7	19,5	2,4	2146,2	1401,6	744,6
Rio de Janeiro	Santos Dumont	22,9	43,17	24	2,4	2368,85	1609,65	759,2
São Paulo	Congonhas	23,62	46,65	19,5	2,5	2102,4	1273,85	828,55

A flexibilidade do software SAM foi um dos motivos para a escolha da ferramenta para analisar as tecnologias CSP, mas ele necessita informações de estações e satélites como foi indicado anteriormente. Com ele é possível avaliar as tecnologias com energias renováveis em qualquer parte do mundo. Os arquivos meteorológicos devem estar nos formatos: TMY2 (.tm2), TMY3 (.csv), ou EPW (.epw) [106].

3.2.2 Escolha das localidades com as condições climatológicas adequadas no Brasil

As áreas com os índices mais altos de irradiação solar direta, como foi explicado anteriormente, encontram-se majoritariamente em locais áridos ou semiáridos. Locais com latitude máxima até 40° são os considerados como bons para instalar uma usina com tecnologia CSP, devido à radiação solar direta é maior quando mais próximo encontra-se do Equador. As estações também influenciam na geração de energia ao longo do ano.

Os locais foram escolhidos em diferentes regiões do Brasil para comparar e avaliar o potencial das tecnologias CSP. Cada local conta com DNI diferente, analisando-se um local da região sul, um local do centro-oeste e outro local na região nordeste do Brasil.

Os locais escolhidos são:

- Icapuí: é o município mais oriental do estado brasileiro Ceará, localizado no nordeste do país. A temperatura média anual é 26,4 °C, chegando a temperaturas máximas de 32,1 °C. A radiação direta dessa região nordeste, caracteriza-se por estar acima dos 2000 kWh/m²/ano;
- Brasília: é a capital federativa do Brasil e a sede do governo do Distrito Federal. Está localizada na região centro-oeste do país. A temperatura média anual é aproximadamente 21,3 °C, atingindo temperaturas máximas de 36,4 °C no ano;
- Curitiba: é a capital do estado de Paraná, localizada na região sul do país, A temperatura média anual é 17,2 °C, atingindo temperaturas máximas de 35,2 °C. A radiação direta da região sul do Brasil caracteriza-se por ser baixa.

A disponibilidade da área tem influência na escolha do local, pois a instalação de 1 MWe necessita de 20.000 até 30.000 m² [107]. A disponibilidade de água no local é outro fator que afeta à viabilização do projeto. Água é usada para resfriamento e para lavagem dos espelhos. Estima-se que o consumo de água seja de 3 a 4 m³/MWh. No entanto este fator não

será analisado neste estudo, pois o foco é a avaliação da tecnologia em diferentes medidas de DNI. Assim, os locais selecionados para instalar as usinas CSP no Brasil foram identificados com ajuda do modelo PSM do NSRDB. A Figura 3-5 mostra os locais escolhidos no mapa de Irradiância direta no Brasil, e a Tabela 3-2 algumas informações dos locais.

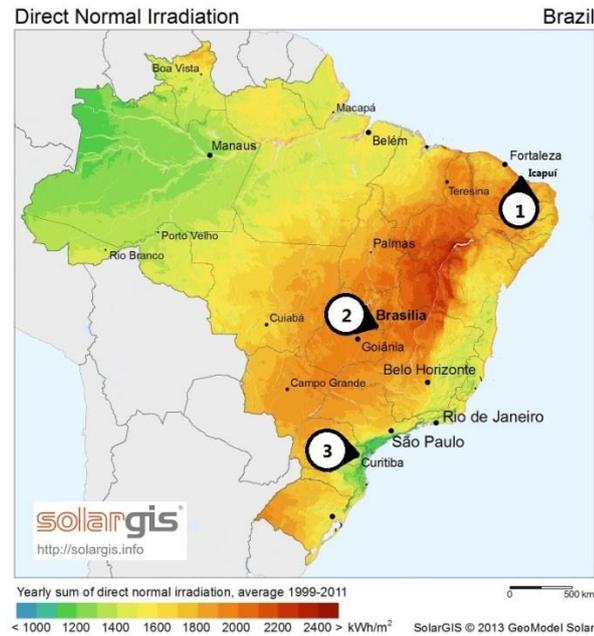


Figura 3-5. Locais escolhidos no Brasil.

Tabela 3-2. Locais do Brasil escolhidos para o estudo.

	Cidade	Estado	Lat (°S)	Long (°W)	Temp. Media (°C)	DNI (kWh/m ² /ano)
1	Icapuí	Ceará	4,42	37,21	26,4	2596,24
2	Brasília	Brasília	15,42	47,55	21,3	1737,4
3	Curitiba	Paraná	25,25	49,16	17,2	1222,75

3.2.3 Irradiação de projeto

Após definir os locais das usinas com tecnologias CSP, deve-se definir a irradiação do projeto. Este parâmetro será o valor que representa a informação do cálculo do múltiplo solar e o dimensionamento da abertura da área dos espelhos que concentrarão a energia para operar o bloco de potência. Também a irradiação solar é usada para calcular a taxa de fluxo de massa do fluido de transferência de calor para o dimensionamento de tubos no receptor, no caso do concentrador cilíndrico parabólico e dos refletores Lineares Fresnel.

Como aponta Malagueta [106], uma das recomendações técnicas para definir a irradiação do projeto é assumir o valor próximo à máxima radiação incidente no local, se a usina é estimada para operar com sistemas auxiliares, como armazenamento térmico e caldeiras com combustíveis fósseis. No entanto, quando o local da usina se encontra mais

distante da linha do Equador, e se usam sistemas de rastreamento de 1 eixo, no caso cilindro parabólico, a energia incidente será menor que a DNI, assim uma recomendação é considerar o valor máximo da DNI ajustada pelo cosseno, isso significa que deve ser considerada a radiação incidente à área de abertura dos espelhos [108]. Porém, sob o critério econômico, os espelhos representam uma parte importante do custo de capital total da usina CSP.

O valor da irradiação do projeto depende de diferentes fatores que os projetistas considerem. Recomenda-se determinar a irradiação do projeto como a média das máximas diárias TMY.

Alguns estudos desenvolvidos com tecnologias CSP utilizam a média dos valores mais altos de DNI mensal como irradiação do projeto [36]. Outros estudos optam por utilizar a média das máximas diárias, mas em sistemas híbridos e fazendo uso de caldeiras auxiliares [28],[106].

É importante considerar as variações diárias da DNI do local onde será instalada a usina e considerar o valor de irradiação do projeto em um valor médio para que o projeto não apresente custos sobre dimensionados. Assim, se em alguma etapa do projeto a usina demanda maior quantidade de concentradores, a mesma poderá facilmente ser adaptada.

As condições climatológicas do local é outro fator importante que influencia no valor da irradiação do projeto. Além da DNI, precipitações de chuvas, nuvens, e eventos do clima influenciam no desempenho da usina.

O recurso econômico disponível para a construção da planta, e os incentivos do país, também serão parâmetros para definir a irradiação do projeto.

No caso das torres centrais com Helióstatos, a irradiação de projeto representa a quantidade de DNI que o campo deve receber para que o ciclo opere, incluindo perdas térmicas e outras parasitas.

Neste estudo o valor de irradiação de projeto para as diferentes usinas será analisado independentemente para cada local, no Capítulo 4. A escolha do valor será efetuada considerando a produtividade desejada, em cada usina CSP, por local.

3.3 Parâmetros de projeto: Dish Stirling

Como foi definido no capítulo 2, as tecnologias Dish-Stirling constituem-se de um coletor em forma de prato ou disco parabólico, e receptor no motor Stirling. Uma usina no

formato Dish-Stirling pode consistir em um único disco ou um campo de discos. O coletor focaliza a irradiância normal direta no receptor que transfere o calor para o fluido de trabalho (HTF) do motor. O motor Stirling por sua vez converte a energia térmica absorvida em potência mecânica, comprimindo o fluido de trabalho quando está frio e expandindo-o quando está quente. O movimento linear que ocorre no eixo do motor é convertido em movimento rotativo ou linear, que aciona um gerador para produzir eletricidade [109].

Para os sistemas Dish-Stirling, encontra-se disponível uma série de parâmetros no SAM que serão descritos neste capítulo e assim compreender o funcionamento. A flexibilidade da ferramenta para simular tecnologias CSP no formato Dish-Stirling permite a modelagem e testes de usinas antes de se construí-las, para prever o seu funcionamento e avaliar os parâmetros tanto técnicos quanto econômicos. O modelo que o SAM utiliza é uma adaptação de um modelo concebido em TRNSYS e desenvolvido por Paul Fraser [84]. O modelo de Fraser permite dimensionar equipamentos como: coletor, receptor, motor Stirling e calcular perdas parasitas geradas por equipamentos como as bombas do sistema de refrigeração, os ventiladores e a torre de refrigeração. Neste modelo é possível prever o comportamento do sistema Dish-Stirling, permitindo calcular o Fator de capacidade do sistema, a geração anual de eletricidade e integrar parâmetros econômicos para calcular o custo nivelado de eletricidade. O modelo foi adotado pelo NREL devido à precisão dos resultados e flexibilidade para se comunicar com arquivos TMY para avaliar o desempenho do sistema em diferentes locais, utilizando parâmetros diários de medições de DNI, pressão atmosférica, temperatura ambiente, velocidade do vento, ângulo de elevação do sol e a altitude do local [110].

No processo de conversão da radiação solar em energia elétrica ocorrem perdas nos componentes, essas perdas serão consideradas na concepção da usina proposta nos diferentes locais do Brasil, onde será analisada a tecnologia. Na Figura 3-6, pode-se observar a cadeia energética no processo de produção de eletricidade usando a tecnologia de concentração solar no formato de disco parabólico com motor Stirling.

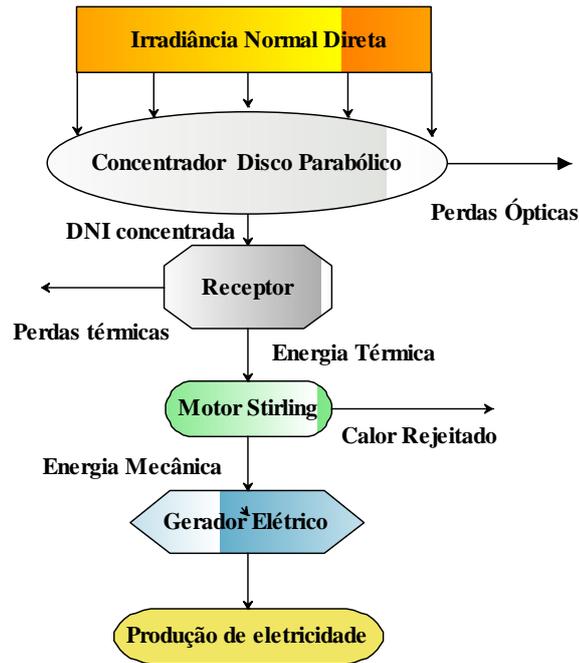


Figura 3-6. Etapas de transformação de energia da tecnologia Dish-Stirling.

3.3.1 Campo Solar

As considerações do campo solar incluem parâmetros de projeto dos discos coletores e dos receptores. É dimensionado normalmente em uma superfície retangular, e os coletores podem ser orientados em parcelas em direção Norte-Sul e Leste-Oeste.

O tamanho do concentrador solar nos sistemas Dish-Stirling é definido em função da potência desejada, em níveis máximos de insolação, e das eficiências de conversão do coletor.

Para calcular o número de coletores do campo solar é necessário dimensionar o coletor de disco parabólico e definir a potência desejada. O número de coletores é obtido pela Equação 3.1:

$$N_{Col} = N_{Col,N-S} * N_{Col,L-O} \quad (3.1)$$

Onde;

N_{Col} Número de Coletores do campo solar

$N_{Col,N-S}$ Número de coletores Norte-Sul

$N_{Col,L-O}$ Número de coletores Leste-Oeste

No projeto do campo solar com coletores de disco parabólico, é necessário calcular a área de separação entre coletores, para não interferir no processo de concentração e garantir a geração de eletricidade. A área de separação é a distância centro a centro entre coletores ao longo das linhas Norte-Sul e Leste-Oeste, e é usada para calcular a área total do campo solar, o fator de sombreamento e a distância da tubulação para o cálculo das perdas por bombeamento [109].

A área total do campo solar é o produto da distância de separação entre coletores e o número total de coletores, sendo calculado pela Equação 3.2.

$$A_{CS} = d_{sepCol,N-s} * d_{sepCol,L-o} * N_{Col} \quad (3.2)$$

Onde:

$A_{CS} (m^2)$	Área total do campo solar
$d_{sepCol,N-s} (m)$	Distância de separação dos coletores Norte-Sul
$d_{sepCol,L-o} (m)$	Distância de separação dos coletores Leste-Oeste

Outro parâmetro que influencia na geração de eletricidade com concentradores de disco parabólico é a velocidade do vento. Quando a velocidade do vento do arquivo TMY é maior que o valor de velocidade do vento definida no modelo, os concentradores se movem para a posição de descanso para evitar danos causados pelo vento, e nesses momentos o sistema não concentra energia solar no receptor [84].

A capacidade total do campo solar é o produto do número de coletores e da potência de cada Motor Stirling no campo solar, sendo calculada pela Equação 3.3.

$$P_{CS} = P_{MS} * N_{Col} \quad (3.3)$$

$P_{CS} (W)$	Potência elétrica total do campo solar
$P_{MS} (W)$	Potência elétrica de cada Motor Stirling no campo solar

3.3.1.1 Coletor de disco parabólico

O coletor é a união de espelhos parabólicos que são colocados em uma estrutura de suporte, com um sistema de rastreamento de dois eixos. Os espelhos focam a irradiância normal direta na abertura do receptor. A abertura do receptor é tipicamente otimizada para

maximizar a quantidade de irradiância solar refletida que entra no receptor e assim minimizar perdas por convecção e radiação fora da abertura.

O dimensionamento do coletor é calculado com os seguintes parâmetros:

- Área projetada do espelho (m^2): área dos espelhos de um concentrador projetada no plano de abertura. É usada para calcular a energia solar interceptada pelo receptor e o fator de sombreamento.
- Área total do espelho (m^2): área da superfície parabólica espelhada. Usada para calcular o diâmetro do coletor, que é usado para estimar o fator de sombreamento.
- Fator de Refletância do espelho: é a fração da radiação solar refletida num determinado ângulo sólido em torno da direção de reflexão especular. Para os discos parabólicos e de cilíndrico parabólico os valores variam dependendo do material dos espelhos. Para espelhos de vidro de 4 mm é 0,923, para o vidro laminado de 1 mm é 0,945 [111], para polímero prateado 0,906 [112], para alumínio anodizado é 0,836 e para superfície frontal prateada o valor varia de 0,91 até 0,957 [113].

Os projetos com tecnologia Dish-Stirling não são concebidos com o valor da irradiação do projeto. Para concentradores de disco parabólico é utilizado o parâmetro conhecido como corte de insolação, que representa o valor da irradiância normal direta mínima com o qual o ventilador do sistema de refrigeração opera. Também é usado para calcular as perdas parasitas. Se o valor de insolação de corte é menor que o valor nos parâmetros de projeto dos sistemas Dish-Stirling, a tecnologia não consegue dar partida [110]. Na Tabela 3-3, são apresentados alguns dos parâmetros dos coletores que são atualmente usados em sistemas Dish-Stirling fabricados por Stirling Energy Systems Inc. (SES), WGA, Schlaich-Bergermann und Parther (SBP) e Science Applications Corp. (SAIC) [114].

Tabela 3-3. Parâmetros de projeto de alguns coletores.

Variável	SES	WGA	SBP	SAIC
Área do espelho projetada (m^2)	87,7	41,2	56,7	113,5
Área total do espelho (m^2)	91	42,9	60	117,2
Isolação de corte (W/m^2)	200	275	250	375
Velocidade do vento (m/s)	16	16	16	16
Diâmetro de abertura do receptor para o fator de interceptação de referência	0,184	0,14	0,15	0,38
Fator de interceptação de referência	0,97	0,998	0,93	0,9
Comprimento focal de referência do espelho (m)	7,45	5,45	4,5	12
Refletividade	0,91	0,94	0,94	0,95

3.3.1.2 Receptor

O receptor num sistema Dish-Stirling é uma cavidade que absorve a energia térmica que é concentrada pelo coletor, essa energia é transferida ao fluido de trabalho do motor Stirling. O receptor é composto por uma abertura e um absorvedor. A abertura do receptor está localizada no ponto focal do concentrador parabólico. O receptor pode ser de diferentes tipos, sendo que o usado neste trabalho é um receptor de concentração direta, no qual a radiação é diretamente absorvida pelos tubos que contém o fluido de trabalho, o qual foi escolhido por apresentar melhor eficiência nas usinas Dish-Stirling que se encontram instaladas [84], como o processo de refrigeração mais fácil quando se encontra a exposição de altas temperaturas e aumenta a resistência em fadigas térmicas.

Estima-se que as perdas térmicas no receptor representam mais do 50% das perdas totais do sistema. Outras perdas do sistema incluem perdas do coletor devido à refletividade do espelho, perdas de interceptação do receptor e perdas do motor Stirling. As perdas térmicas do receptor são devidas aos fenômenos de transporte: condução, convecção e radiação. São identificadas as seguintes perdas que serão consideradas no dimensionamento do sistema Dish-Stirling [84], [115]:

- Perdas condutivas através da caixa do receptor.
- Convecção natural da cavidade, na ausência de vento.
- Convecção forçada na presença de vento.
- Perdas por emissão devido à radiação emitida pela abertura do receptor.
- Perdas por radiação refletidas para fora das superfícies da cavidade do receptor e fora do receptor através da abertura.

O receptor é calculado com os seguintes parâmetros;

- Diâmetro de abertura do receptor (m): O diâmetro da abertura no receptor que permite que a radiação solar atinja o absorvedor com perdas de radiação e convecção na cavidade do receptor. Valores típicos de 0,14 m e 0,20m [109].
- Espessura (m): espessura de isolamento da caixa do receptor. Tipicamente cerca de 75 mm. (Usado para calcular as perdas de condução) [84].
- Condutividade térmica (W/m K): a condutividade da parede da cavidade do receptor a 550°C. Para fibra cerâmica de alta temperatura o valor é 0,061 W/m K (Usado para calcular perdas por condução) [109].

Após definir os valores de abertura e insolação, são analisados o absorvedor e a cavidade. O absorvedor é o componente do receptor que absorve a radiação solar e transfere energia térmica para o motor Stirling. São identificados os seguintes parâmetros [116]:

- Absorção do absorvedor: A relação entre a energia absorvida pelo absorvedor do receptor e a radiação solar que atinge no absorvedor (Usado para calcular perdas de radiação).
- Área da superfície absorvente (m²): área da superfície do absorvedor (Usado para calcular a área interna da cavidade).

A área da cavidade interna é a soma da área da superfície da parede da cavidade e da área do absorvedor, geralmente é usada para calcular perdas por radiação, convecção e condução. São identificados os seguintes parâmetros para o dimensionamento do coletor [117]:

- Absorção da cavidade: é a relação entre a energia absorvida pela parede da cavidade e a radiação solar (Usado para calcular as perdas de radiação refletidas).
- Área da superfície da cavidade (m²).
- Diâmetro interno da cavidade perpendicular à abertura (m).
- Pressão interna da cavidade com abertura coberta (kPa): este parâmetro é usado em sistemas atuais de receptor com cobertura, sendo usado para estimar as perdas de convecção.
- Profundidade interna da cavidade perpendicular à abertura (m): é a equivalência do comprimento da cavidade, sendo usado para calcular as perdas por convecção [118].

Na Tabela 3-4 são apresentados alguns dos parâmetros de projeto dos receptores fabricados, que são mais usados em projetos Dish-Stirling [84].

Tabela 3-4. Parâmetros de design de alguns receptores usados atualmente em sistemas Dish-Stirling [84].

Variável	SES	WGA	SBP	SAIC
Absorção do absorvedor	0,9	0,9	0,9	0,9
Área de superfície absorvente (m ²)	0,6	0,15	0,15	0,8
Absorção da parede da cavidade	0,6	0,6	0,6	0,6
Área da superfície da parede da cavidade (m ²)	0,6	0,15	0,15	0,8
Diâmetro Interno da Cavidade Perpendicular à abertura do Receptor (m)	0,46	0,35	0,37	0,5
Profundidade interna da cavidade perpendicular à abertura (m)	0,46	0,35	0,37	0,5
Espessura de isolamento do receptor (m)	0,075	0,075	0,075	0,075
Isolação de condutividade térmica (m)	0,06	0,06	0,06	0,06

3.3.2 Motor Stirling

O modelo de Motor Stirling usado é baseado nas equações do ajuste da curva de Beale com correção de temperatura, curvas de ajuste de pressão, deslocamento do motor, velocidade de operação e temperaturas do espaço de expansão (temperatura do aquecedor) [119]. Pode ser calculada a média horária da potência do motor em Watts [120].

A geração de energia estimada é dada pela potência elétrica nominal de saída do grupo motor-gerador para uma unidade Dish-Stirling [121].

Os parâmetros de projeto do motor Stirling incluem as seguintes variáveis:

- Temperatura ajustada da cabeça do aquecedor (K).
- Temperatura mínima da cabeça do aquecedor: a temperatura da cabeça do aquecedor é equivalente à temperatura do espaço de expansão (K).
- Velocidade de operação do motor (rpm).
- Volume do deslocamento do motor (m³).
- Coeficientes de ajuste da curva de Beale: são coeficientes que descrevem a potência de saída do motor, em função da sua potência de entrada e da pressão do motor.
- Coeficientes de ajuste da curva de pressão: é a pressão do motor em função da potência de entrada do motor para um sistema com volume constante.

Na Tabela 18 são apresentados os parâmetros de projeto dos motores mais usados nas usinas com tecnologia dish-Stirling.

O número de Beale é definido pela equação 3.4 [122].

$$B_n = \frac{W_o}{P * V * F} \quad (3.4)$$

B_n É o número de Beale

W_o É a potência de saída do motor Stirling (W)

P É a pressão média do gás (Pa ou MPa, se o volume é dado em cm³)

V É o volume de deslocamento do pistão (m³ ou cm³, se a pressão está em MPa).

F É a frequência do ciclo do motor Stirling.

3.3.3 Parâmetros das perdas parasitas

Os sistemas Dish-Stirling apresentam perdas parasitas, e são usadas para calcular a temperatura do espaço de compressão e o consumo de energia elétrica das bombas,

ventiladores usados no resfriamento e no controle de rastreamento solar. Assim são apresentadas na Tabela 3-5 as perdas parasitas que são consideradas na concepção das usinas propostas neste trabalho.

Tabela 3-5. Perdas parasitas do sistema Dish-stirling.

Sistema de rastreamento	
Energia do Sistema de Controle, Média. (W)	Potência média requerida pelo sistema de controle de rastreamento.
Sistema de resfriamento bombas e ventiladores	
Velocidade da bomba (rpm)	Velocidade de funcionamento da bomba de fluido de refrigeração. Utilizado para calcular as perdas parasitas devido ao bombeamento do fluido refrigerante.
Velocidade do ventilador 1 (rpm)	Velocidade de funcionamento do ventilador quando a temperatura do fluido de resfriamento é inferior à temperatura de corte do ventilador em 2.
Velocidade do ventilador 2 (rpm)	Velocidade de funcionamento do ventilador quando a temperatura do fluido de resfriamento é superior à velocidade de corte do ventilador em 2 e inferior à temperatura da velocidade do ventilador em 3.
Velocidade do ventilador 3 (rpm)	Velocidade de funcionamento do ventilador quando a temperatura do fluido de resfriamento é superior à temperatura de corte do ventilador em 3.
Fluido de resfriamento	
Temp. Para a Velocidade do Ventilador 2 Corte (° C)	Ponto de ajuste da temperatura do fluido de arrefecimento. Usado para determinar a velocidade de operação do ventilador.
Temp. Para Velocidade do ventilador 3 Corte (° C)	Ponto de ajuste da temperatura do fluido de arrefecimento. Usado para determinar a velocidade de operação do ventilador.
Tipo de fluido de resfriamento	Fluido utilizado no sistema de arrefecimento. As opções são água, 50% de etilenoglicol (EG), 25% de etileno glicol, 40% de propileno glicol (PG) e 40% de propileno glicol. As percentagens são em volume.
Eficiência de resfriamento	Utilizado para calcular as temperaturas do fluido de trabalho no sistema de resfriamento como parte do cálculo da temperatura do espaço de compressão.
Eficiência do Radiador	Usado para calcular a temperatura do fluido refrigerante na saída do sistema de resfriamento como parte do cálculo da temperatura do espaço de compressão.

3.4 Parâmetros de projeto: Concentrador cilíndrico parabólico

No SAM, existe a possibilidade de criar projetos de usinas com concentradores cilíndricos parabólicos com informações de dois modelos. Um modelo físico e um modelo empírico. O modelo empírico é baseado em equações empíricas de dados coletados do projeto SEGS instalado nos Estados Unidos, e pode ser usado para dimensionar sistemas com características semelhantes, representando o desempenho dos componentes da tecnologia cilindro parabólica. Esse modelo é baseado no Excelergy [31] que foi desenvolvido pelo NREL. O modelo físico permite calcular a entrega de eletricidade à rede e é caracterizado pelas equações de cada componente do sistema CSP, derivados dos princípios de transferência de calor e termodinâmica, em vez de medições no local, como o modelo anterior.

A modelagem da usina CSP com concentradores cilíndricos parabólicos é desenvolvida por etapas. A planta de energia Heliotérmica será analisada por seções. A Figura 3-7 mostra o esquema dos componentes de uma usina de energia Heliotérmica com armazenamento térmico hibridizada com uma caldeira com queima de combustível. Como foi argumentado no capítulo anterior cada etapa é encarregada de cumprir uma série de processos para que a usina gere eletricidade.

1). O campo solar concentra a irradiância do sol no receptor por onde escoo o HTF, que absorve o calor concentrado dos espelhos.

2). O calor é cedido pelo trocador de calor para o fluido de trabalho, e uma parte é armazenada. Nesta etapa o calor excedente no sistema de armazenamento térmico é enviado para o ciclo de potência.

3). Uma caldeira auxiliar com queima de outro combustível pode ser utilizada na usina para manter a temperatura alta do fluido trabalho.

4). O vapor superaquecido entra no ciclo de potência e passa pelos componentes para gerar eletricidade.

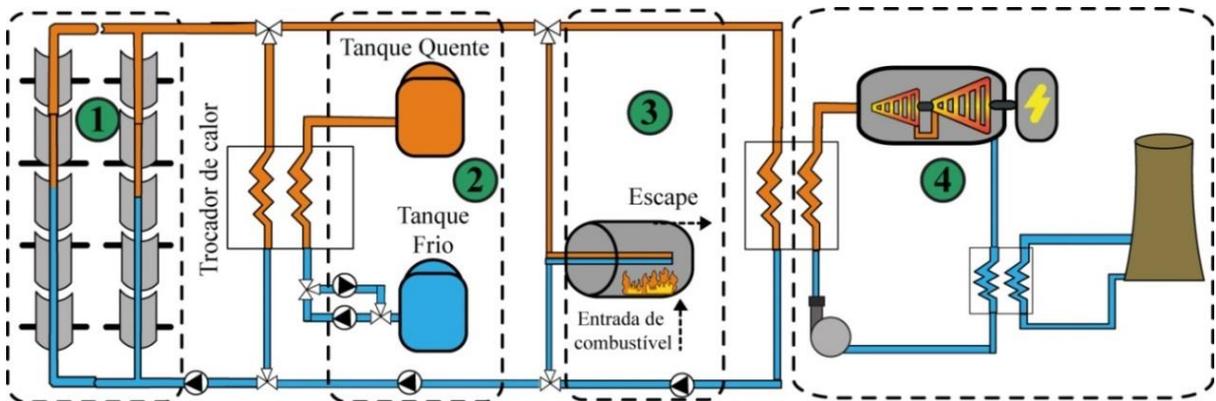


Figura 3-7. Esboço de uma usina CSP com cilindro parabólico, armazenamento térmico e caldeira auxiliar.

Cada etapa será discutida neste item, e as simulações da tecnologia cilindro parabólico serão feitas usando o modelo físico, dada a flexibilidade de integração e possibilidade de estabelecer parâmetros próprios para as condições do Brasil.

A análise das usinas será desenvolvida para um período de 30 anos, que é a expectativa de vida da maioria dos equipamentos, embora usinas construídas nos Estados Unidos atualmente ainda estejam funcionando, mesmo sendo construídas há mais de trinta anos, como o caso da SEGS I que opera desde 1984 [123].

3.4.1 Configuração do campo solar

O campo solar pode ser dimensionado pela opção do Múltiplo Solar, ou com a área dos espelhos que será utilizada. Quando é simulada uma usina com a opção do Múltiplo Solar o software calcula a área do campo solar com a abertura total dos espelhos e o número de arranjos no campo. Desta maneira neste estudo será utilizada a opção de Múltiplo Solar, pois o tamanho da área do campo solar pode ser adaptado aos locais selecionados, uma vez que neste estudo não é considerado o local específico de cada cidade escolhida.

O Múltiplo Solar é a expressão da área de abertura do campo solar em função da capacidade do ciclo de potência. Quando o múltiplo solar é 1, a área de abertura do campo solar é a necessária para fornecer energia térmica suficiente para ser enviada ao ciclo de potência operando em sua capacidade nominal, nas condições de projeto. Com o múltiplo solar em um sistema de concentração cilindro parabólico é possível otimizar o tamanho do campo solar para uma dada capacidade de potência e local.

Na Tabela 3-6 podem-se observar alguns parâmetros de desempenho, e custos da tecnologia cilindro parabólico, que foram determinadas pelo departamento de Energia dos Estados Unidos. O exemplo pode servir para comparar a influência do Múltiplo Solar referente ao dimensionamento da planta. A usina do ano 2010 foi estimada com base em uma planta com tecnologia cilíndrico parabólico de 100 MW sem TES, enquanto para a usina projetada para 2015 os custos são baseados em uma planta de 250 MW, com 6 horas de TES. A projeção do ano 2020 baseia-se em uma usina CSP de 250 MW com sais fundidos como HTF, e 500°C de temperatura no campo solar, com condições similares do projeto *Archimede* de 5 MW, na Itália [124].

Tabela 3-6. Custos e desempenho da tecnologia de concentração cilíndrico parabólico (Atuais e projetados). Adaptado de, [124].

Concentrador Cilíndrico Parabólico			
Parâmetros	2010	2015 <i>Roadmap</i>	2020 <i>Roadmap</i>
Hipóteses de desenho			
HTF	Óleo	Óleo	Sais Fundidos
Múltiplo Solar	1,3	2	2,8
TES (horas)	0	6	12
Capacidade Neta (MW)	100	250	250
Eficiência do Ciclo de Potência	0,377	0,356	0,397
Método de resfriamento	Úmido	Seco	Seco

Tabela 3-6. Custos e desempenho da tecnologia de concentração cilíndrico parabólico (Atuais e projetados).
Adaptado de, [124]. *Continuação...*

Hipóteses de custos			
Preparação do local (\$USD/m ²)	20	20	20
Campo Solar (\$USD/m ²)	295	245	190
Ciclo de Potência (\$USD/m ²)	940	875	875
HTF (\$USD/m ²)	90	90	50
Armazenamento Térmico	0	80	25
Contingência (%)	10	10	10
Indiretos (% custos indiretos + contingência)	17,6	17,6	17,6
Juros na Construção (%)	6	6	6
O & M (\$/kW/ano)	70	60	50
Desempenho e Custo			
Fator de capacidade (%)	25,3	42,2	59,1
Custos totais na Instalação (\$USD/kW)	4500	7870	6530
LCOE (¢USD/kWh)	20,4	19,4	11,6

Os custos para os sistemas do exemplo anterior, são baseados em análises efetuadas no valor do USD em 2009 e 2010, para usinas instaladas nas condições climatológicas e financeiras dos Estados Unidos.

Outros parâmetros importantes que devem ser estabelecidos nesta etapa de projeto do campo solar são [84]:

- Eficiência do sistema de bombeamento do HTF.
- Temperatura de proteção (solidificação); temperatura mínima que pode ser permitida no campo solar. Se esta temperatura atinge o valor estipulado, será ativado o equipamento para não permitir a solidificação do fluido de transferência de calor.
- Irradiação de projeto
- Número de subseções do campo solar. O projeto do campo solar pode ser dividido de 2 a 12 subseções. Exemplos de 2, 4 e 6 subseções são mostrados na Figura 3-8. Cada subseção está composta por vários coletores que formam os loops.

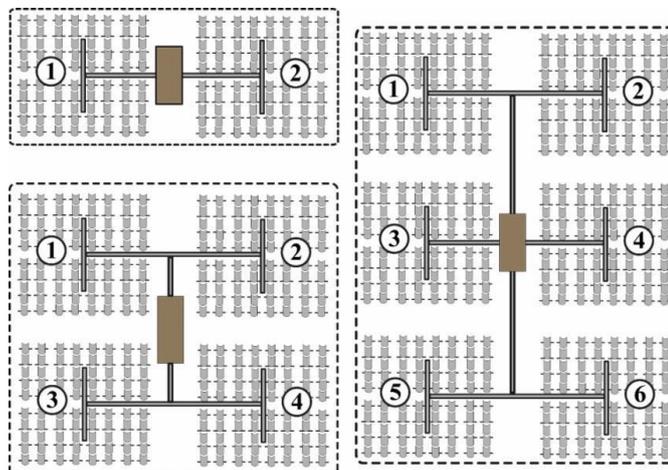


Figura 3-8. Subseções do campo solar com concentradores cilíndricos parabólicos.

- Espaçamento entre linhas de coletores, este valor tem que ser adaptado ao tamanho do coletor, de tal maneira que nas horas solares não gerem sombras nos coletores adjacentes.
- Número de coletores solares por loop no campo solar, o software calcula o número de loops do campo solar sendo definido o coletor que será utilizado.

Além dos parâmetros anteriores, o SAM permite calcular o uso de água para lavagem dos espelhos, a orientação dos coletores, ângulos de partida e desligamento do sistema de rastreamento solar, entre outros.

3.4.2 Fluidos de transferência de calor

O fluido de transferência de calor (HTF) que é utilizado nos coletores do campo solar pode ser selecionado da biblioteca do SAM, estão disponíveis os fluidos mais usados nas usinas instaladas no mundo, eles são: Hitec, Caloria HT 43 (usado em SEGS I), Hitec XL, Therminol VP-1 (padrão nos projetos atuais), Hitec Solar Salt, Dowtherm Q, RP Dowtherm, Therminol 59 e Therminol 66. É possível também definir e usar outros fluidos ingressando condições máximas e mínimas das seguintes propriedades: temperatura ($^{\circ}\text{C}$), Calor específico ($\frac{\text{kJ}}{\text{kg} \cdot \text{K}}$), densidade (kg/m^3), viscosidade ($\text{Pa} \cdot \text{s}$), viscosidade cinemática ($\text{m}^2 \cdot \text{s}$), condutividade térmica ($\frac{\text{W}}{\text{m} \cdot \text{K}}$) e entalpia (J/kg).

Os fluidos disponibilizados na biblioteca são apresentados na Tabela 3-7, onde também se observam as suas composições e temperaturas de operação.

Tabela 3-7. Fluidos de transferência de calor disponíveis no SAM.

Nome	Tipo	Composição (wt%)	Temp. de operação Mín. ($^{\circ}\text{C}$)	Temp. de operação Máx. ($^{\circ}\text{C}$)	Ponto de solidificação $^{\circ}\text{C}$
Hitec Solar Salt	Sal de Nitrato	$\text{NaNO}_3\text{-KNO}_3(60\text{-}40)$	238	593	238
Hitec	Sal de Nitrato	$\text{NaNO}_3\text{-KNO}_3\text{-NaNO}_2(7\text{-}53\text{-}40)$	142	538	142
Hitec XL	Sal de Nitrato	$\text{NaNO}_3\text{-KNO}_3\text{-Ca}(\text{NO}_3)_2(7\text{-}45\text{-}48)$	120	500	120
Caloria HT 43	Óleo Mineral (Hidrocarboneto)		-12	315	-12
Therminol VP-1	Mistura de Bifenilo e Óxido Difênilo		12	400	12 (Ponto de cristalização)
Therminol 59	HTF Sintético		-45	315	-68
Therminol 66	HTF (líquido)	Alquilo aromático	0	345	-25
Dowtherm Q	Óleo Sintético	Mistura de difenil Etano e alquilados aromáticos	-35	330	-35
Dowtherm RP	Óleo Sintético	Pureza de alquil diaril	-20	330	-50

3.4.3 Configuração do arranjo dos coletores e receptores

O coletor solar, pode ser configurado de forma individual, e cada coletor na sua concepção individual conta com um sistema de rastreamento solar, espelhos, estrutura de suporte e receptor. Para projetos com condições especiais, existe a possibilidade de escolher quatro diferentes tipos de coletores. Usualmente as usinas utilizam um tipo de coletor em cada loop, mas este parâmetro no SAM permite avaliar a tecnologia em outras condições. Os coletores disponíveis no SAM são apresentados na Tabela 3-8.

Tabela 3-8. Coletores disponíveis na biblioteca do SAM.

Nome	Desenvolvedor	Refletância dos espelhos
Albiasa Trough ATL150	Albiasa Solar, S.L	0,935
EuroTrough ET150	EU-funded R&D	0,935
FLABEG Ultimate Trough RP 70mm (HTF: Óleo)	FLABEG Solar	0,94
FLABEG Ultimate Trough RP 89mm (HTF: Sais Fundidos)	FLABEG Solar	0,94
Luz LS-2	ABENGOA	0,935
Luz LS-3	ABENGOA	0,935
Siemens SunField 6	SIEMENS	0,925
Sky Trough 80mm	SkyFuel	0,93
SGX-1	Solargenix	0,935

O receptor ou também conhecido como HCE – *Heat Collection Element*, é um tubo metálico contido em um tubo de vidro com espaço de vácuo entre estes. O receptor nos sistemas de concentração com tecnologia cilindro parabólico atravessa a linha focal do coletor. Os tubos de vidro são revestidos com material antirreflexo para maximizar o ingresso de radiação solar no tubo de metal. Os tubos metálicos são revestidos com materiais que permitem aumentar a absorção de calor proveniente da radiação solar. Na biblioteca do SAM podem ser encontrados seis receptores diferentes, que podem ser usados para o desenvolvimento de novos projetos. Na Tabela 3-9 encontram-se os receptores e os fabricantes típicos.

Tabela 3-9. Receptores disponíveis na biblioteca do SAM.

Nome	Desenvolvedor
RTUVR 2014	Royal Tech CSP
RTUVR 70M4	Royal Tech CSP
PTR70	Schott
PTR80 2008	Schott
UVAC 3	SIEMENS
TRX70-125	TRX Solar

3.4.4 Ciclo de potência

Neste estudo será avaliada os concentradores cilíndricos parabólicos com ciclo Rankine e ciclo Rankine Orgânico, o ORC pode ser configurado nesta etapa conhecendo

todas as propriedades do fluido de trabalho. O SAM é limitado a um ciclo Rankine convencional para a geração de eletricidade. No entanto, tem a possibilidade de dimensionar o ciclo, e assim obter validações para desenvolver o ORC. A metodologia para modelar um ciclo Rankine convencional é similar com o ORC, com algumas diferenças que serão expostas no caso de estudo no capítulo 4.

Os parâmetros que serão considerados no ciclo de potência para as usinas são os seguintes:

- Potência nominal e fator de conversão.
- Eficiência do ciclo.
- Temperaturas de entrada e saída do fluido.
- Pressão de operação da caldeira.
- Tipo de condensação: seco, úmido ou híbrido.
- Temperatura do ambiente no local do ciclo de potência.

3.4.5 Armazenamento de energia térmica

Foi escolhido o sistema indireto para avaliar o armazenamento térmico das usinas estudadas, o fluido de trabalho do campo solar o óleo sintético Therminol VP-1, e na etapa de armazenamento sais fundidos.

A Tabela 3-10 pode-se observar, os parâmetros que devem ser definidos nesta etapa:

Tabela 3-10. Valores típicos do tanque de armazenamento térmico [125].

Parâmetro	Unidade	Valores típicos
Capacidade de armazenando	hora	6
Número de tanques no campo solar	(pares)	1
Altura do tanque	m	20
Diâmetro do tanque (calculado pelo SAM)	m	40,1364
Coeficiente de perdas térmicas do tanque	W/m ² K	0,4
Temperatura de projeto do tanque frio	°C	250
Temperatura de projeto do tanque quente	°C	365

Esses valores representam o armazenamento para usinas nos Estados Unidos com DNI alta, se a usina é proposta em outro local o tamanho dos tanques pode variar dependendo das condições climatológicas [126]. Neste trabalho devido às condições climatológicas do Brasil o tamanho do tanque pode ser diminuído, ou aumentar o valor do Múltiplo Solar para aumentar o tamanho do campo solar.

Depois de definir os parâmetros do sistema de armazenamento térmico, é possível configurar o modelo do sistema de despacho da energia do SAM, assim como a criação de até 9 períodos diferentes ao longo do dia e dos meses do ano, tanto para dias da semana quanto para finais de semana, como se observa na Figura 3-9. Os períodos indicam os tempos como pode ser projetada a usina para fornecer energia à turbina, e o tempo de operação da turbina.

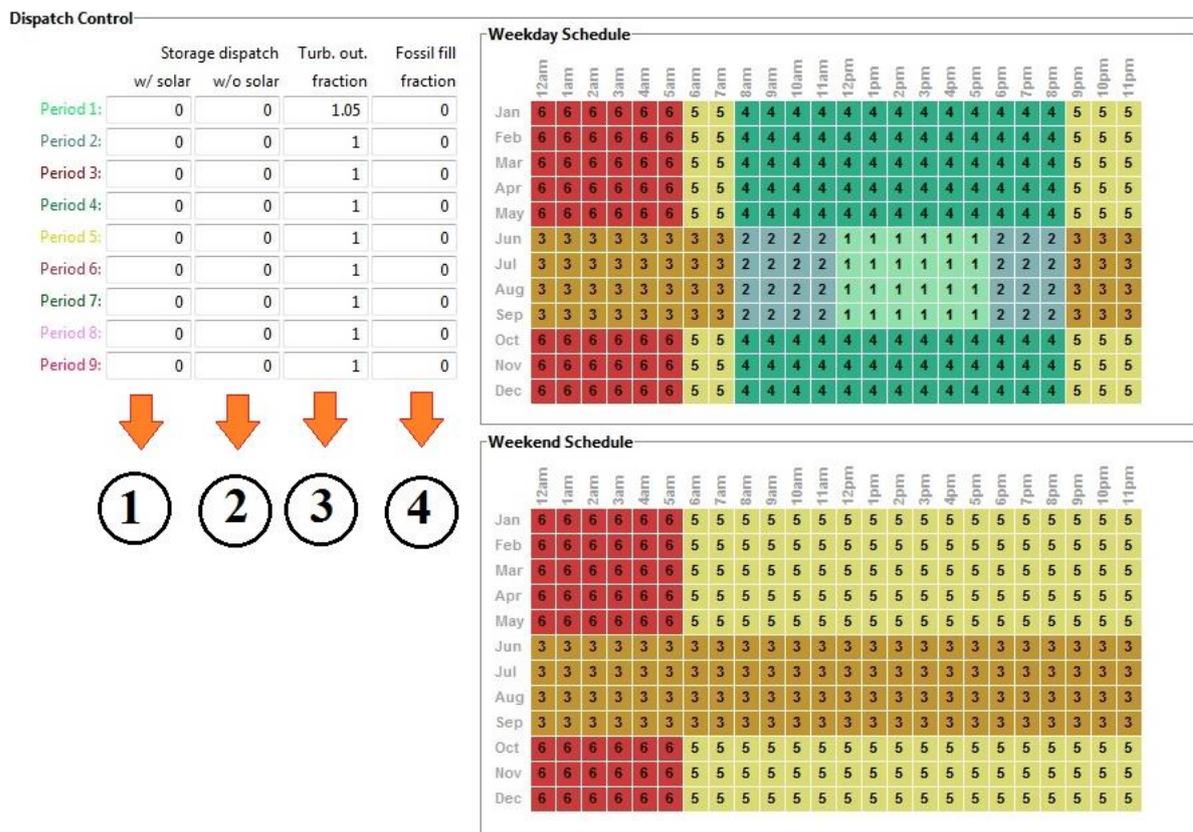


Figura 3-9. Estratégias de despacho da energia armazenada e da caldeira auxiliar.

As frações são definidas assim:

1). Storage dispatchW/ Solar: Fração de despacho da energia armazenada quando o campo solar está operando. Este parâmetro indica o mínimo nível que o sistema de armazenamento pode despachar quando o campo solar está captando irradiação. Caso o valor seja zero, sempre haverá despacho do tanque no horário que foi atribuído, se o valor for 1 o sistema não vai despachar.

2). Storage dispatchW/o Solar: Fração de despacho do armazenamento quando o campo solar não está operando, similar à lógica anterior, mas como não há sol, não há como acumular calor no tanque. Define apenas qual a fração mínima de volume a permanecer no

tanque quente: 0 indica que todo o calor é despachado se possível e 1 que nenhum calor é despachado;

3). Turb. Out. fraction: Fração limite de operação da turbina: indica a fração da potência nominal que se deseja operar a cada hora a turbina: 1 indica que a turbina está operando na potência nominal.

4). Fossil fill fraction: Fração mínima de uso do *backup* com outros combustíveis para operar a turbina do bloco de potência. Depende do modo de despacho escolhido. Se o valor é 0 indica que não está se utilizando outro combustível auxiliar para operar a turbina, se o valor é 1 indica que a turbina está recebendo energia de outra fonte auxiliar, além do campo solar

4 SIMULAÇÕES DE USINAS CSP NO BRASIL

Neste capítulo são apresentados os subsídios técnicos considerados na avaliação das usinas propostas das tecnologias da família CSP, nos diferentes locais propostos para o Brasil (Icapuí, Brasília e Curitiba). Primeiro, são caracterizadas usinas com concentradores cilíndricos parabólicos com ciclo Rankine convencional e ORC, analisando a integração do armazenamento térmico, e usina híbrida com backup de combustíveis fósseis. Por último, é analisada a geração de eletricidade com concentrador de disco parabólico com motor Stirling.

4.1 Usinas com Tecnologia de concentração Cilindro Parabólico

As usinas propostas são foram as seguintes:

- Usina com Concentradores Cilíndricos Parabólicos simples (CP): sem armazenamento térmico nem caldeira auxiliar;
- Usina com Concentradores Cilíndricos Parabólicos e armazenamento térmico (CP-AT): sem caldeira auxiliar;
- Usinas com Concentradores Cilíndricos Parabólicos com armazenamento térmico, hibridizada com caldeira auxiliar (CP-AT-H);
- Usinas com Concentradores Cilíndricos Parabólicos simples operando com ciclo Rankine orgânico (CP-ORC).

As simulações foram desenvolvidas para três locais do Brasil com DNI baseada no modelo PSM da NSRB para Icapuí, e a base de dados do SWERA para Brasília e Curitiba. As configurações das usinas propostas estão estabelecidas com referência das plantas comerciais com tecnologia CSP que atualmente operam no mundo e com os equipamentos disponíveis nos modelos do SAM.

As Figuras 4-1 e 4-2 apresentam o fluxograma com as etapas que foram simuladas para as usinas com concentradores cilindro parabólico.

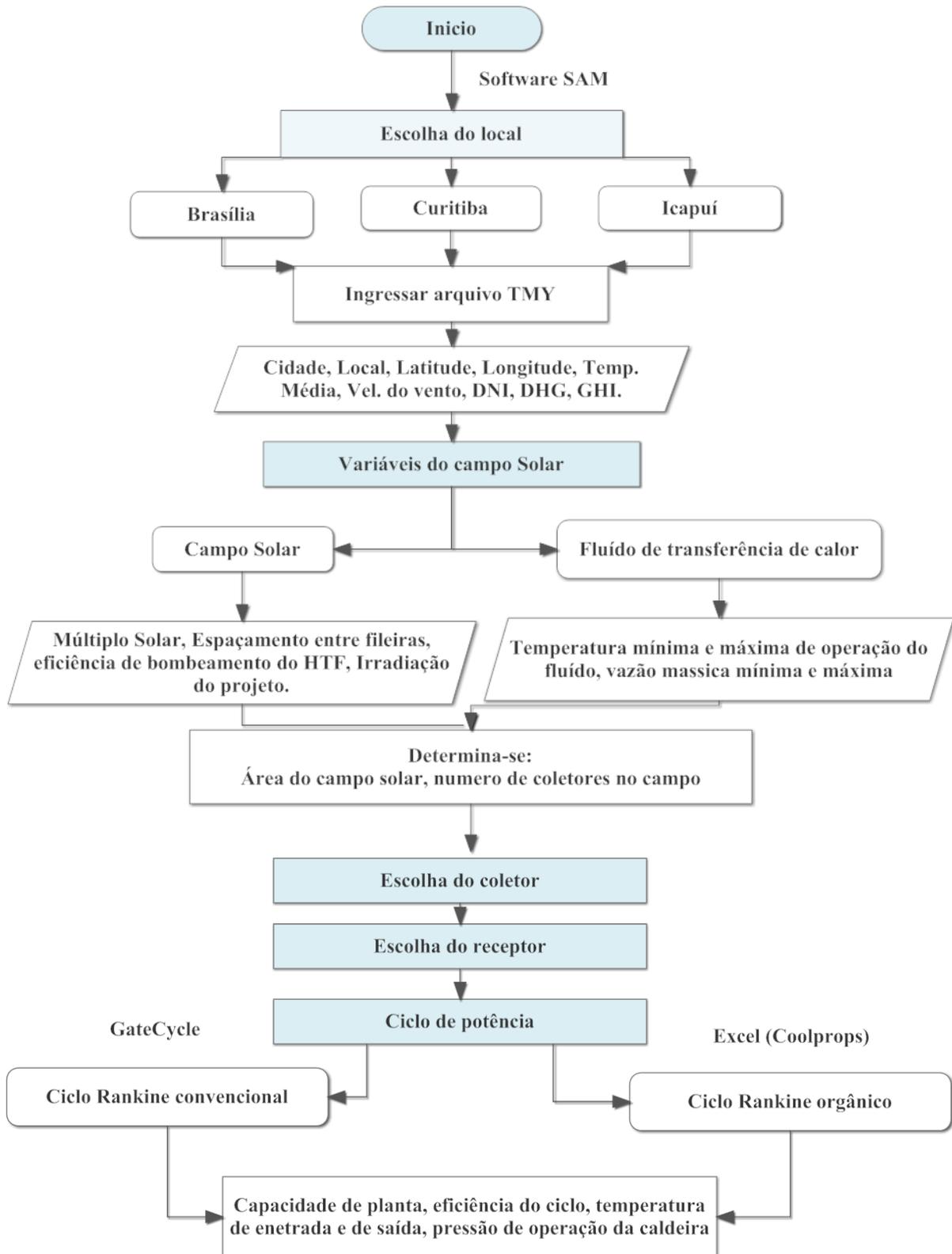


Figura 4-1. Fluxograma da usina com concentradores cilindro parabólico (Parte 1).

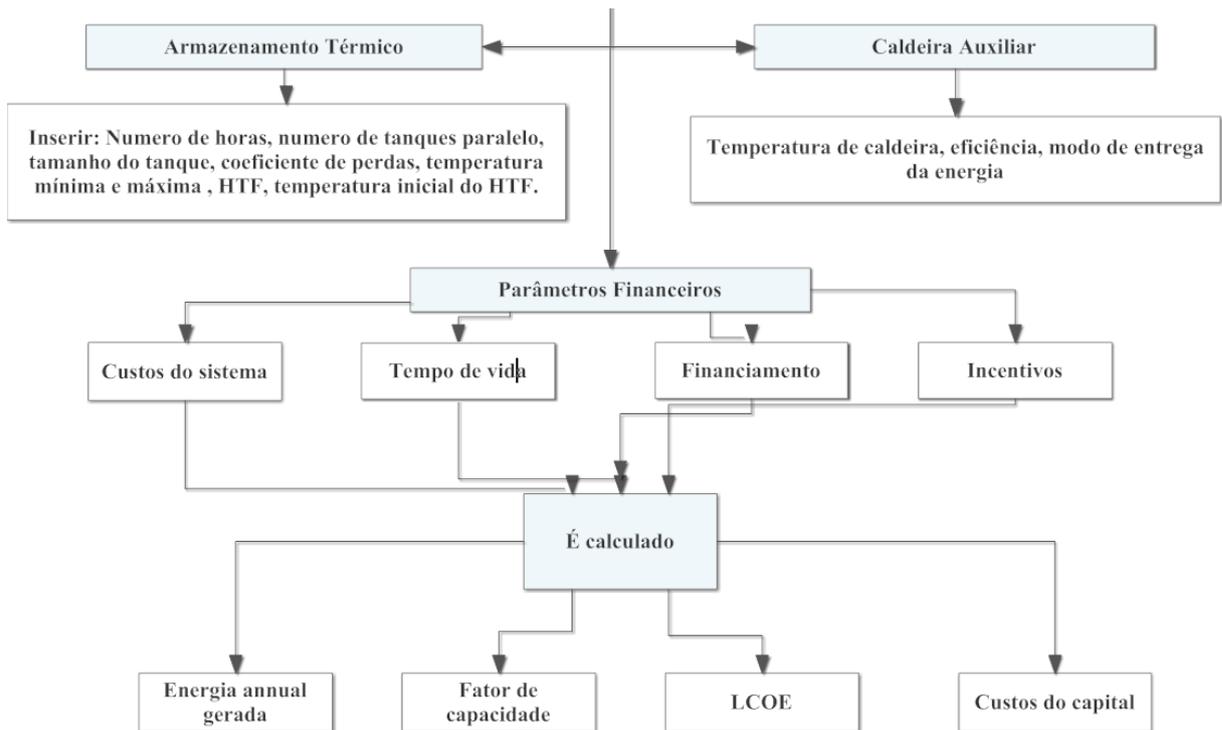


Figura 4-2. Fluxograma da usina com concentradores cilindro parabólico (Parte 2).

A DNI é usada para calcular dimensão do campo solar necessária para fornecer o calor para que o ciclo termodinâmico opere a plena carga [108]. Assim, para dimensionar o campo solar é necessário identificar um valor de DNI (Irradiação do projeto), que depende da localização geográfica. Este estudo usou inicialmente o valor de irradiação do projeto para os locais escolhidos com base na média das máximas DNI no ano. Para a cidade de Icapuí o valor adotado como Irradiação do projeto foi de 750 W/m^2 (Figura 4-3). No caso de Brasília 530 W/m^2 (Figura 4-4), e para Curitiba 400 W/m^2 (Figura 4-5).

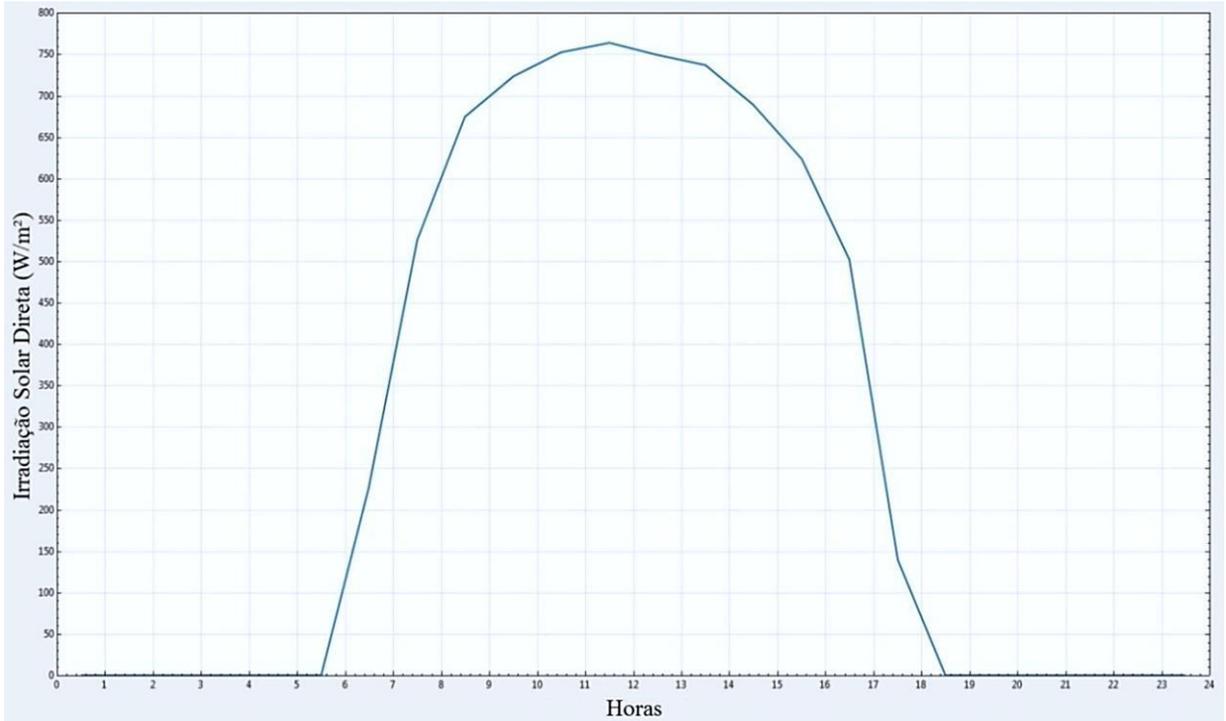


Figura 4-3. Variação da Irradiação Direta (DNI) para a cidade Icapuí - Ceara.

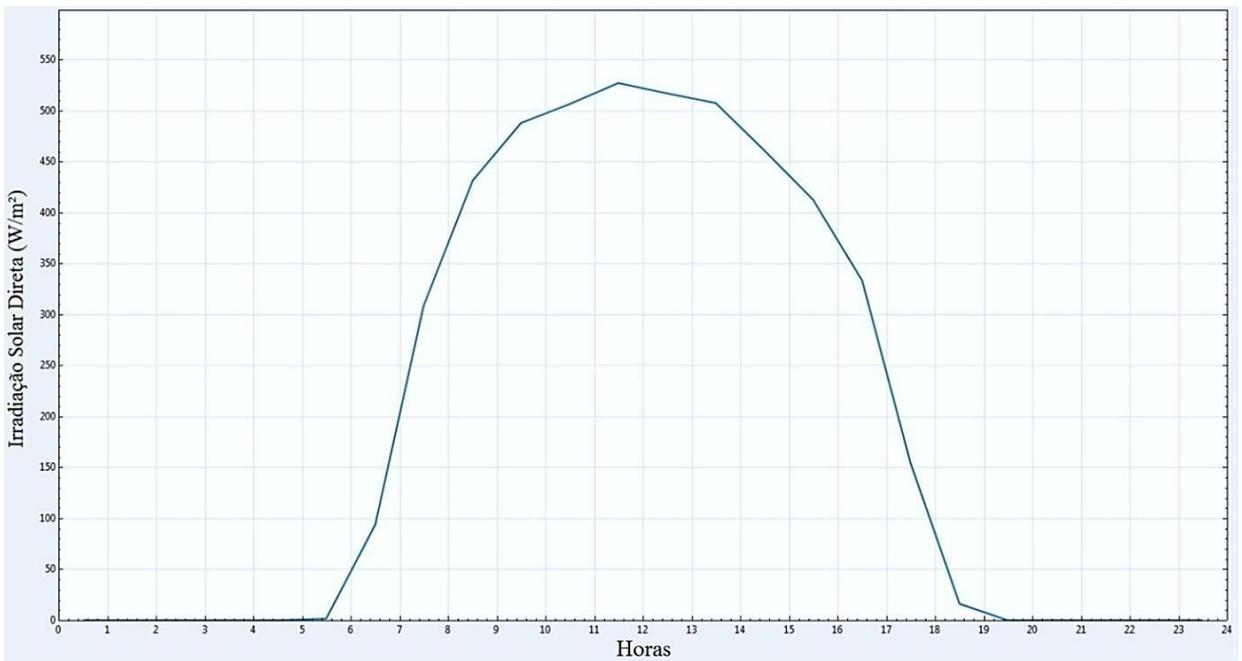


Figura 4-4. Variação da Irradiação Direta (DNI) para a cidade Brasília.

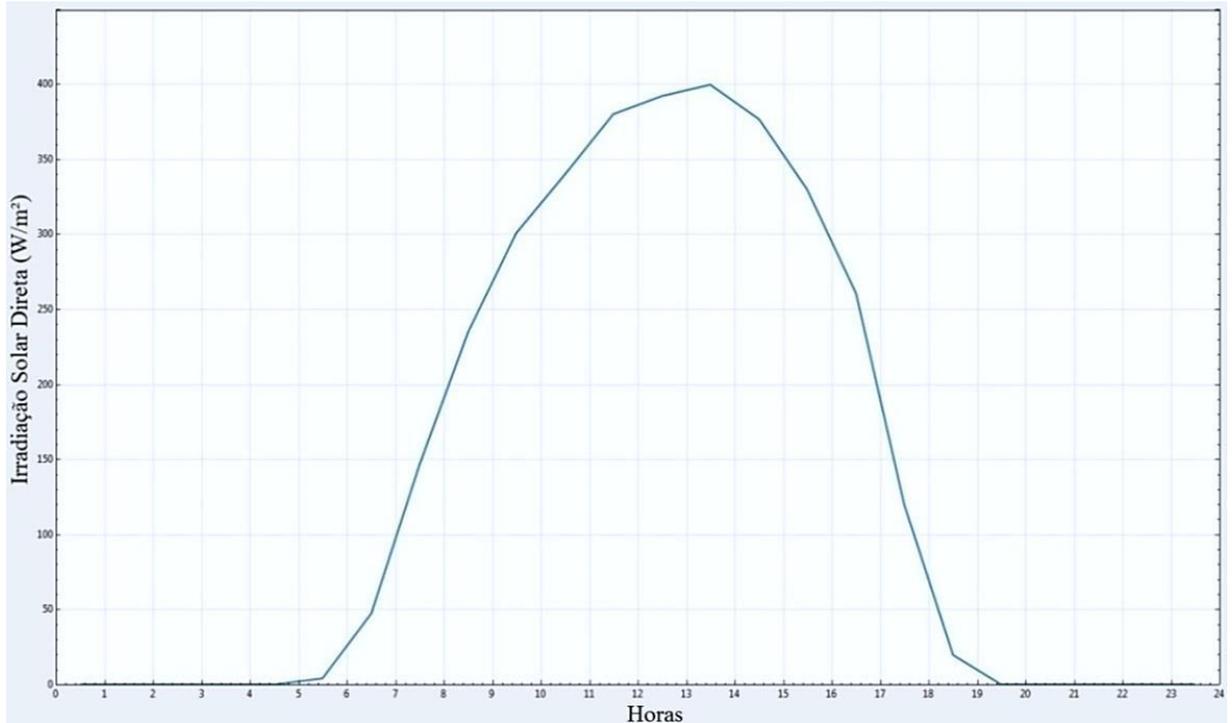


Figura 4-5. Variação da Irradiação Direta (DNI) no ano para a cidade Curitiba.

Os valores da temperatura ambiente e da velocidade do vento são usados para calcular perdas de calor nas tubulações do campo solar. Os dados climatológicos das localidades consideradas são mostrados na Tabela 4-1.

Tabela 4-1. Dados climatológicos e Irradiação do Projeto nos locais propostos [8], [9].

Local	Icapuí	Brasília	Curitiba
DNI (kWh/m^2)	2596,24	1737,4	1222,75
Velocidade do vento (m/s)	1,7	2,1	3
Irradiação do Projeto (W/m^2)	750	530	400

Usinas com capacidades desde 3 MW até 250 MW encontram-se em estágio comercial na atualidade [127].

O tamanho das usinas instaladas no mundo depende diretamente das regulações e leis vigentes das energias renováveis de cada país. Assim para cumprir com as especificações dos leilões do Ministério de Minas e Energia atuais de usinas com tecnologias baseadas em fontes renováveis no Brasil [128], as usinas foram projetadas com 55MW de potência bruta, os sistemas de concentradores cilíndricos parabólicos tem 10% de perdas parasitas, assim a usina vai ter 50MW de potência líquida, e são dimensionadas com as seguintes configurações (Tabela 4-2):

Tabela 4-2. Parâmetros de design das usinas com concentradores cilindro parabólico.

Configuração da Usina	CP	CP-AT	CP-AT-H
Parâmetros do Campo Solar			
Fluido de Transferência de Calor (HTF)	Therminol VP-1		
Temperatura de Operação	(°C)		
Mínima	280	290	300
Máxima	390	395	395

O fluido de trabalho escolhido no campo solar foi o óleo sintético Therminol VP-1, pois é o fluido mais utilizado em sistemas com concentradores cilíndricos parabólicos e tem mostrado um ótimo desempenho na transferência de calor [96], [98].

Os fluidos mostrados na Tabela 4-3 foram simulados previamente para uma usina de 50 MW na cidade de Belo Horizonte. O resumo de alguns dos parâmetros adotados para desenvolver as simulações iniciais para comparar o rendimento, também é mostrado nesta tabela [129].

Tabela 4-3. Parâmetros de design de uma usina com concentradores cilíndricos parabólicos e diferentes fluidos de transferência de calor [129].

Parâmetros do campo solar	Múltiplo Solar	1,2			
	Irradiação do projeto (W/m ²)	500			
	Área do campo solar (km ²)	1319,27			
	Número de SCA por laço	8			
	Número de laços	99			
	Espaçamento entre linhas (m)	15			
Fluido de Transferência de calor	Fluido do campo solar	Hitec Solar Salt	HitecXL	Hitec	Therminol VP-1
	Temp. Mín. De Operação (°C)	390	390	390	280
	Temp. Máx. De Operação (°C)	490	490	490	390
Coletores Receptores	Tipo	SkyFuel SkyTrough (with 80-mm OD receiver)			
	Tipo	Schott PTR80			
Ciclo de potência	Potência bruta (MWe)	55	55	55	55
	Parasitas	10%	10%	10%	10%
	Potência líquida (MWe)	50	50	50	50
Resultados	Fator de capacidade	30,3%	31,1	29,7	29,2
	LCOE (¢/kWh)	31,63	30,9	32,19	32,72

Da Tabela 4-3, os sais fundidos como HTF no campo solar apresenta maior fator de capacidade e menor LCOE, mas como foi explicado no Capítulo 3, o Therminol VP-1 tem sido utilizado pelas primeiras usinas comerciais e o desempenho é bom. É recomendado usar os sais fundidos no sistema de armazenamento térmico [34].

Os sais fundidos podem armazenar calor em maiores faixas de temperatura, fazendo com que o rendimento aumente e os custos diminuam. Embora a usina com o óleo sintético Therminol VP-1 apresente menor fator de capacidade e maior LCOE, comparada com as

usinas com sais fundidos como fluido de trabalho. Usinas com sais fundidos no campo solar, atualmente encontram-se em estágio de pesquisa [130], [131].

A irradiação de projeto foi determinada para cada configuração (Figuras 4-1, 4-2 e 4-3). Esse parâmetro tem influência com o múltiplo solar da usina, o número de coletores, e a área que será ocupada pelo campo solar irá determinar o fator de capacidade das usinas propostas.

Os coletores escolhidos (SkyTrough), fabricados pela empresa SkyFuel, tem uma área total de abertura de 656 m², são de alta confiabilidade com refletância de espelho 0,93. Foram usados em usinas tais como: WaterFX Solar Thermal Desalination na California, SEGS II na California, Gümüşköy Geothermal Hybrid na Turquia, e Medicine Hat ISCC na Alberta (Canada) [132]. Os coletores utilizados (Schott PTR80), de uso comercial nas usinas Andasol I e II na Espanha [98], [93].

O modelo do SAM para a seleção do bloco de potência, não conta com uma base de dados de fabricantes de turbinas. Assim é adaptado pela eficiência do ciclo termodinâmico. O ciclo foi modelado no *software* Gate Cycle versão 6.1.2. Primeiramente, as turbinas a vapor foram modeladas, seguida pelas caldeiras da etapa de superaquecimento e os demais equipamentos do ciclo.

O ciclo modelado para as usinas propostas com ciclo Rankine convencional deste capítulo, tem 6 etapas com turbinas e aquecedores, para conseguir melhorar a eficiência do sistema. As turbinas a vapor (ST1, ST2, ST3, ST4, ST5 e ST6) têm 80 % de eficiência. A turbina 1 (ST1) recebe vapor superaquecido trocado pelo campo solar a 390°C no estágio de alta pressão (100 bar), esse vapor deixa a ST1 a 53 bar. Ao sair da turbina de alta pressão, o vapor é redirecionado para um aquecedor onde é adicionado ao vapor superaquecido de média pressão (53 bar), num processo conhecido como reaquecimento. A seguir a vapor passa pela ST2 e deixa ela a 24,4 bar como se mostra na Figura4-7. Na ultima última turbina o vapor entra a com baixa pressão a 0,6bar. Assim, o vapor que sair do ultimo estágio da turbina é enviado no condensador. A eficiência da bomba 1 (PUMP1) é 85% e PUMP2 75%. A O modelo final do ciclo Rankine elaborado no *GateCycle* é mostrado na figura 4-7. O resumo das propriedades de entrada e de saída de cada equipamento pode-se encontrar nos Anexos 2.

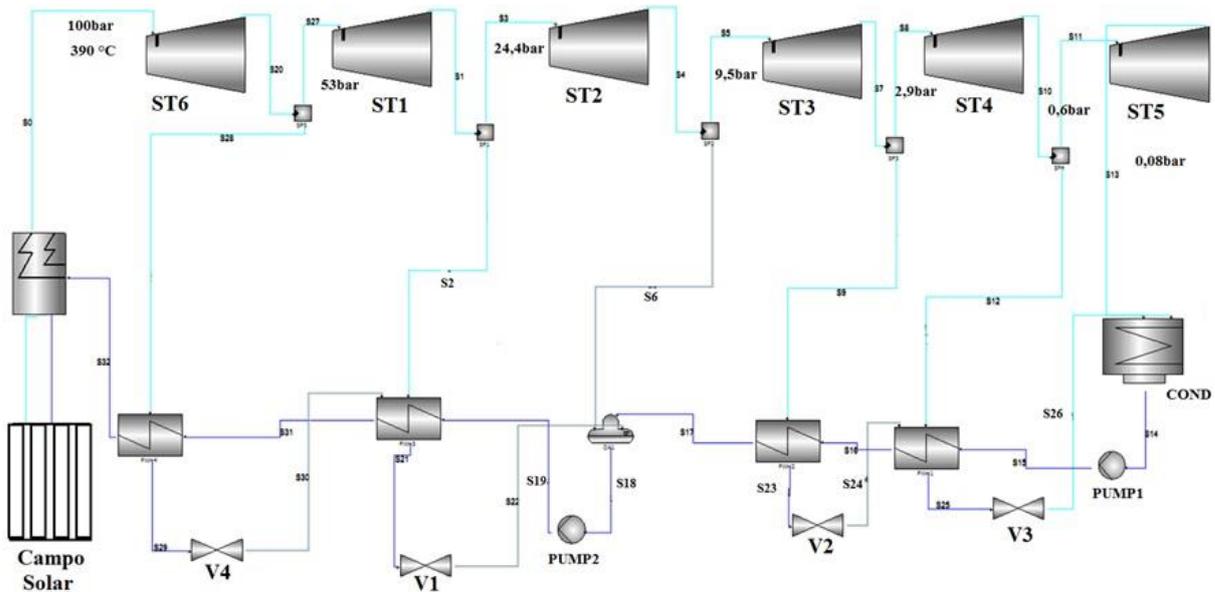


Figura 4-6. Modelo do ciclo Rankine convencional proposto para as usinas com concentradores cilindro parabólico.

A Tabela 4-4 mostra uma legenda para facilitar a identificação dos componentes do modelo desenvolvido e mostrado na Figura 4-6.

Tabela 4-4. Equipamentos do GateCycle.

Equipamento	Nome	Equipamento	Nome
	Trocador de calor		Condensador
	Turbina		Aquecedor
	Separador		Bomba
	Válvula		Desaerador

A partir dos dados de entrada apresentados, as usinas foram modeladas. A eficiência do ciclo Rankine proposto foi de 37,7% sendo comparada com eficiências usados por diferentes autores de pesquisas no Brasil [36], [106], [28], [133].

Tabela 4-5. Parâmetros de design das usinas com concentradores cilindro parabólico.

Coletor	SkyFuel SkyTrough (with 80mm OD receiver)			
Receptor	Schott PTR80			
Ciclo de Potência (Ciclo Rankine)				
Potência gerada (<i>MWe</i>)	50			11,480
Potência de projeto (<i>MWe</i>)	55			12,628
Perdas parasíticas	10% (padrão do SAM)			
Configuração da Usina	CP	CP-AT	CP-AT-H	ORC
Eficiência do ciclo de potência	37,7%	37,7%	37,7%	27,09

Tabela 4-5. Parâmetros de design das usinas com concentradores cilindro parabólico. *Continuação...*

Pressão de operação	100 bar		
Tipo de condensando	Resfriamento em seco com ar refrigerado (Torre Seca)		
Armazenamento Térmico			
Médio de Armazenamento Térmico	*	HitecXL	
Horas de armazenamento térmico	0	6	6
Temperatura de Operação	(°C)		
Mínima	-	250	250
Máxima	-	450	450
Caldeira Auxiliar			
Eficiência da Caldeira Auxiliar	-	-	87%
Temperatura da Caldeira Auxiliar	-	-	395

O sistema de armazenamento térmico foi simulado com 6 horas, os sais fundidos utilizados foram HitecXL, devido à melhor faixa de temperatura que pode operar (500°C) e ponto de solidificação (120°C), permitindo se adaptar às condições das usinas propostas [134].

4.1.1 Usina com Concentradores Cilíndricos Parabólicos simples (CP): sem armazenamento térmico, nem sistema de caldeira auxiliar.

Este cenário considerou o uso unicamente da energia solar para aquecer o HTF, que posteriormente troca calor com o fluido do ciclo de potência e assim opera a turbina para gerar eletricidade. Na Figura 4-7 é apresentado o esquema da usina.

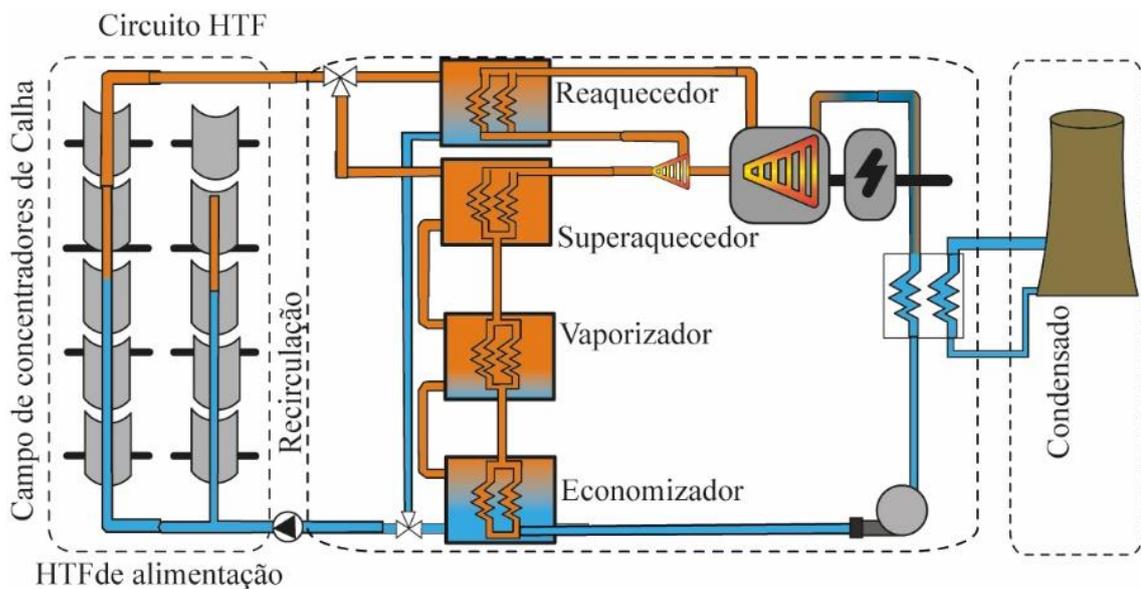


Figura 4-7. Usina com concentradores cilíndricos parabólicos (simples).

A usina simples é composta pelo campo solar (coletores cilindro parabólicos e componentes) e o bloco de potência. Para estabelecer a área do campo solar, no SAM pode-se calcular usando o valor do múltiplo solar, ou conhecendo a área do local onde se planeja instalar a usina. Neste trabalho foi utilizado o MS como referência para calcular a área do campo solar, por que não se tem restrição com a área local.

Foram definidos os seguintes parâmetros no SAM:

- Seleção dos modelos de coletor e receptor (é possível aceder na biblioteca do software aos principais modelos do mercado, também podem ser criados se não se encontram contemplados na biblioteca), ver capítulo 4: Tabela 4-3;
- Número de subseções do campo (de 2 a 12, em pares): 6;
- Número de coletores por fileira: 8;
- Definição do HTF: Therminol VP-1;
- Temperaturas de entrada e de saída do HTF no campo solar em regime permanente, ver capítulo 4: Tabela 4-3;
- E espaçamento entre fileiras de coletores.

Numa usina dimensionada com irradiação de projeto com valor próximo da média das máximas diárias, nos dias com máxima radiação haverá excesso de calor circulando pelo campo solar. Para as usinas que só utilizam a energia solar como fonte de energia recomenda-se escolher a irradiação do projeto baseada na irradiância média do TMY analisado.

Primeiro é necessário estabelecer o valor do múltiplo solar. No SAM é possível simular a usina definindo o valor do múltiplo solar e fazer uma análise paramétrica para encontrar o melhor valor.

O múltiplo solar é a divisão entre a potência térmica absorvida pelo fluido de trabalho no ponto de projeto (energia do campo solar) e a potência térmica requerida pelo sistema turbina-gerador (energia para operar a planta na carga máxima). Um múltiplo solar igual a 1 significa que o campo solar captura exatamente a quantidade necessária para operar a usina com 100% da sua capacidade. Usinas que possuem armazenamento térmico apresentam múltiplos solares maiores que 1, pois precisam gerar energia e ainda armazenar o calor sobressalente.

Assim, foi analisado o comportamento nos 3 locais escolhidos do Brasil, a influência do múltiplo solar com a irradiação do projeto. No caso da usina proposta em Icapuí no Ceara, foi analisado com valores de irradiação do projeto desde 500 W/m² que é o valor próximo da média dos meses com menores valores de irradiância no ano, até 850 W/m² que é a média dos dias com melhor irradiância do ano, fazendo uma análise com o valor do múltiplo solar de 1 e 1,2 (Tabela 4-6).

Tabela 4-6. Análise do Múltiplo Solar e Irradiação do projeto Icapuí (CP).

Irradiação do Projeto (W/m²)	Múltiplo Solar	Fator de Capacidade (%)
500	1	28,5828
500	1,2	29,303
550	1	28,0879
550	1,2	29,9913
600	1	27,6126
600	1,2	28,5545
650	1	27,1218
650	1,2	28,1756
700	1	26,6001
700	1,2	27,8008
750	1	25,7244
750	1,2	27,3351
800	1	24,7694
800	1,2	26,877
850	1	23,4414
850	1,2	26,397

Na Tabela 4-6, observa-se que a usina obtém melhor fator de capacidade ao ser dimensionada com múltiplo solar 1,2. Pois o local apresenta ótimas medidas de DNI, comparado com o valor da irradiação do projeto o fator da planta diminui na medida que esse valor aumenta. Não obstante, ao ser a DNI de Icapuí: 2596,24 kWh/m², a usina não consegue gerar a potência necessária para atender o ciclo termodinâmico, se fosse utilizada a irradiação de projeto 500 W/m² ou até 700 W/m². Assim é adotado 750 W/m² de irradiação do projeto, e o fator de capacidade obtido é 27,204.

No caso da cidade de Icapuí se a usina fosse dimensionada com valores do múltiplo solar até 3 o fator de capacidade aumenta um pouco como se pode observar na Tabela 4-7. Para a irradiação do projeto adotada como 750 W/m² se o múltiplo solar fosse 1,5 o fator de capacidade é 29,32, aumentando um 7, 28% se fosse comparado com o múltiplo solar de 1,2. No caso se o múltiplo solar fosse 2, o fator de capacidade aumenta um 12,95% sendo MS: 30,87. Mas quando o múltiplo solar aumenta, o valor de investimento inicial também, assim é recomendável utilizar o valor de múltiplo solar que necessário para operar a planta na carga máxima.

Tabela 4-7. Variação do Múltiplo Solar para a planta CP da cidade de Icapuí.

Irradiação do Projeto (W/m²)	Múltiplo Solar	Fator de Capacidade (%)
700	1.5	29,75
700	2	31,24
700	2.5	32,26
700	3	32,97
750	1.5	29,32
750	2	30,87
750	2.5	32,01
750	3	32,77
800	1.5	28,98
800	2	30,63
800	2.5	31,72
800	3	32,51

Para a usina em Brasília, foi analisada com valores de irradiação do projeto desde 350 W/m² que é o valor próximo da média dos meses com menores valores de irradiância no ano, até 650 W/m² que é a máxima irradiância do ano, fazendo uma análise paramétrica com o valor do múltiplo solar de 1 e 1,2. Na usina proposta em Brasília (Tabela 4-8) o fator de potência obtido com melhor resultado foi para uma irradiação de projeto de 350 W/m² com múltiplo solar de 1,2. No entanto, as simulações da usina não atingem valores positivos, tendo que se assumir para a irradiação do projeto com valor de 530 W/m², e múltiplo solar de 1,2. Assim o fator de capacidade foi de 22,325 para a cidade de Brasília.

Tabela 4-8. Análise do Múltiplo Solar e irradiação de projeto Brasília (CP).

Irradiação do Projeto (W/m²)	Múltiplo Solar	Fator de Capacidade (%)
350	1	24,9955
350	1,2	26,4859
400	1	23,5789
400	1,2	25,261
450	1	22,2565
450	1,2	24,0771
500	1	20,9381
500	1,2	22,9811
550	1	19,7075
550	1,2	21,8627
600	1	18,2519
600	1,2	20,8641
650	1	17,0775
650	1,2	19,6245

Na Tabela 4-9, pode-se observar a variação do múltiplo solar para a planta proposta na cidade de Brasília.

Tabela 4-9. Variação do múltiplo solar para a usina proposta na cidade de Brasília.

Irradiação do Projeto (W/m²)	Múltiplo Solar	Fator de Capacidade (%)
500	1	20,93
500	1,5	25,36
500	2	27,61
500	2,5	28,80
500	3	29,52
530	1	20,06
530	1,5	24,74
530	2	27,27
530	2,5	28,51
530	3	29,31
560	1	19,31
560	1,5	24,02
560	2	26,88
560	2,5	28,21
560	3	29,11

Para a usina em Curitiba, foi analisada com valores de irradiação do projeto desde 350 W/m² que é o valor próximo da média dos meses com menores valores de irradiância no ano, até 550 W/m². O Fator de capacidade diminui notoriamente para a usina proposta em Curitiba (Tabela 4-10), devido aos baixos níveis de DNI no local. Projetos de energias renováveis com Fator de planta inferior de 20% não são viáveis para serem desenvolvidos. Não obstante a usina foi simulada com irradiação de projeto de 400 W/m² e múltiplo solar (1,2), para comparar com os outros locais propostos.

Tabela 4-10. Análise do Múltiplo Solar e irradiação de projeto Curitiba (CP).

Irradiação do Projeto (W/m²)	Múltiplo Solar	Fator de Capacidade (%)
350	1	15,8035
350	1,2	16,7238
400	1	14,7982
400	1,2	15,9478
450	1	13,8463
450	1,2	15,0769
500	1	12,9335
500	1,2	14,3195
550	1	12,1289
550	1,2	13,5173

Para que a usina proposta para Curitiba tenha fator de capacidade 19,44% aproximado com o 20% é necessário o valor de múltiplo solar 4 como se observa na Tabela 4-11, sendo que seria um caso inviável pelos custos de capital muito elevados.

Tabela 4-11. Variação do Múltiplo Solar para a usina proposta em Curitiba.

Irradiação do Projeto (W/m²)	Múltiplo Solar	Fator de Capacidade (%)
350	1	15,8
350	2	18,622
350	3	19,3
350	4	19,19

Tabela 4-11. Variação do Múltiplo Solar para a usina proposta em Curitiba. *Continuação...*

Irradiação do Projeto (W/m²)	Múltiplo Solar	Fator de Capacidade (%)
400	1	14,78
400	2	18,36
400	3	19,27
400	4	19,44
450	1	12,84
450	2	17,91
450	3	19,08
450	4	19,5

Os parâmetros da usina foram definidos com base nas usinas da base de dados da NREL[135], [98] e da informação da biblioteca do SAM[108]. Para a usina (50MW) com múltiplo solar 1,2 foram obtidos os seguintes parâmetros:

Foi calculada a área do campo solar:

$$\begin{aligned} \text{Área do campo solar (m}^2\text{)} & & (4.1) \\ = \frac{\text{Área total de refletividade (m}^2\text{)} * \text{Espaçamento entre fileiras (m)}}{\text{Largura do módulo (m)}} \end{aligned}$$

- 65 fileiras de coletores com 8 módulos por fileira;
- Cada modulo SkyFuel, tem área de refletividade de 656 m², sendo 42.640 módulos, com área total de refletividade 341.120 m², cada módulo tem 6 m² de largura;
- Espaçamento entre fileiras 15,24 m²;
- A área do campo solar foi: 866.027 m².

A área total do local é calculada assim:

$$\text{Área total do local (m}^2\text{)} = \text{Área do campo solar (m}^2\text{)} * 1,4 \quad (4.1)$$

- 1,4 é o valor definido para a área dos outros componentes e equipamentos no local [125].

Os parâmetros do ciclo de potência, definidos no SAM são os seguintes:

- Potência bruta: 55MW;
- Perdas parasíticas: 0,9;
- Temperatura de entrada: 390°C;
- Temperatura na saída: 280°C;
- Pressão de operação da caldeira: 100 bar;

- Temperatura ambiente: 26,4°C;
- Tipo de condensação: torre seca.

Utilizar sistemas de resfriamento por torre seca está sendo recomendado nos projetos de energia Heliotérmica, para não competir com os usos básicos da água nos locais onde se instalam as usinas [54]. O uso de água em usinas CSP com torre seca apresentam consumo de água em torno de 0,1 m³/MWh gerado, que é 30 a 40 vezes menor que o consumo de plantas similares operando com torre úmida [136], [106].

Após serem definidos os parâmetros no software foram obtidos os resultados apresentados na Tabela 4-12. Pode-se observar a energia anual que as usinas com concentradores cilíndricos parabólicos simuladas, sem armazenamento térmico e sem combustível auxiliar conseguem gerar.

Tabela 4-12. Energia gerada por ano das usinas propostas (CP).

Parâmetro	Icapuí	Brasília	Curitiba
Fator de capacidade	28,9 %	22,9%	15,07%
Energia Anual gerada	125,436 MWh	99,35MWh	69,152MWh

A distribuição da potência disponível no longo dos meses para a cidade de Icapuí pode ser observado nas Figuras (4-8, 4-9, 4-10). Os resultados da potência líquida mensal das plantas são analisados no ano meteorológico típico (TMY). No mês de janeiro a usina consegue gerar ao redor de 40 MW desde que entra em operação (8 horas), até que a radiação do sol não seja mais concentrada nos espelhos. Nos meses de fevereiro até julho a usina gera ao redor de 40MW de potência, mas desde agosto até dezembro os valores aumentam conseguindo gerar os 50MW com que foi planejada esta usina.

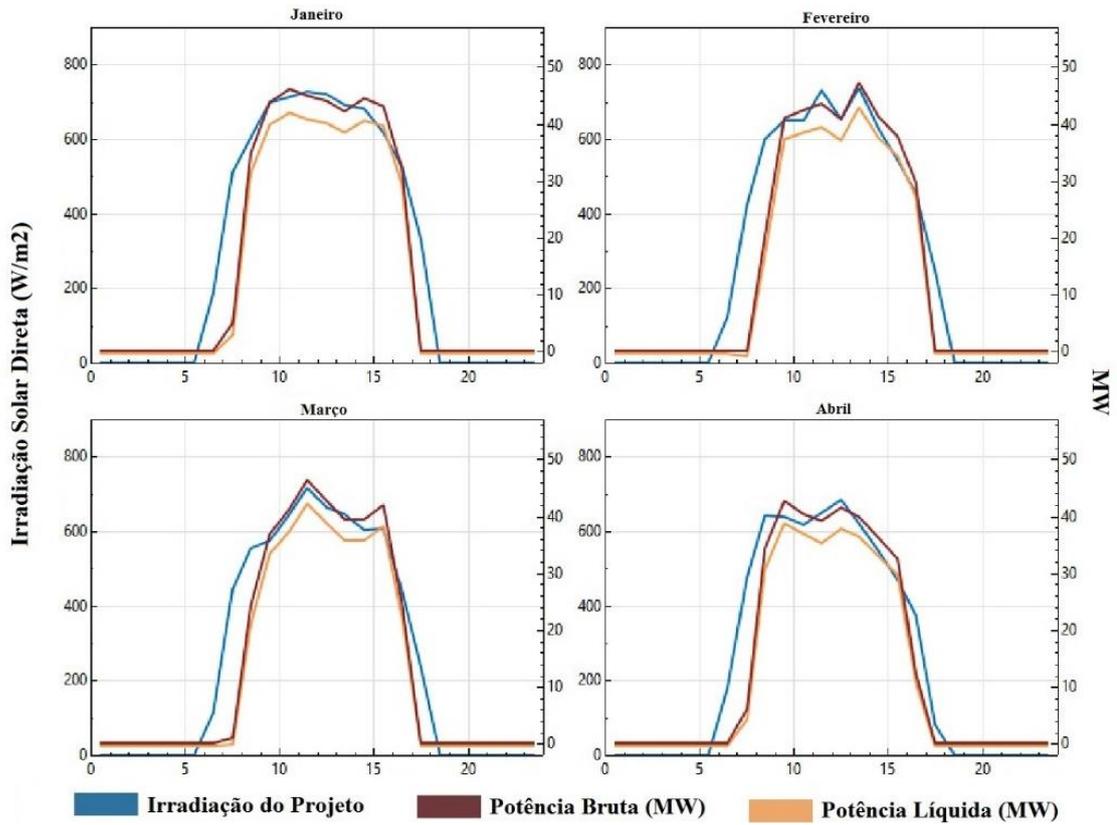


Figura 4-8. Potência líquida e DNI em janeiro, fevereiro, março e abril do TMY da usina CP na cidade Icapuí. Eixo Y: Irradiação Solar Direta (DNI), eixo X: Horas

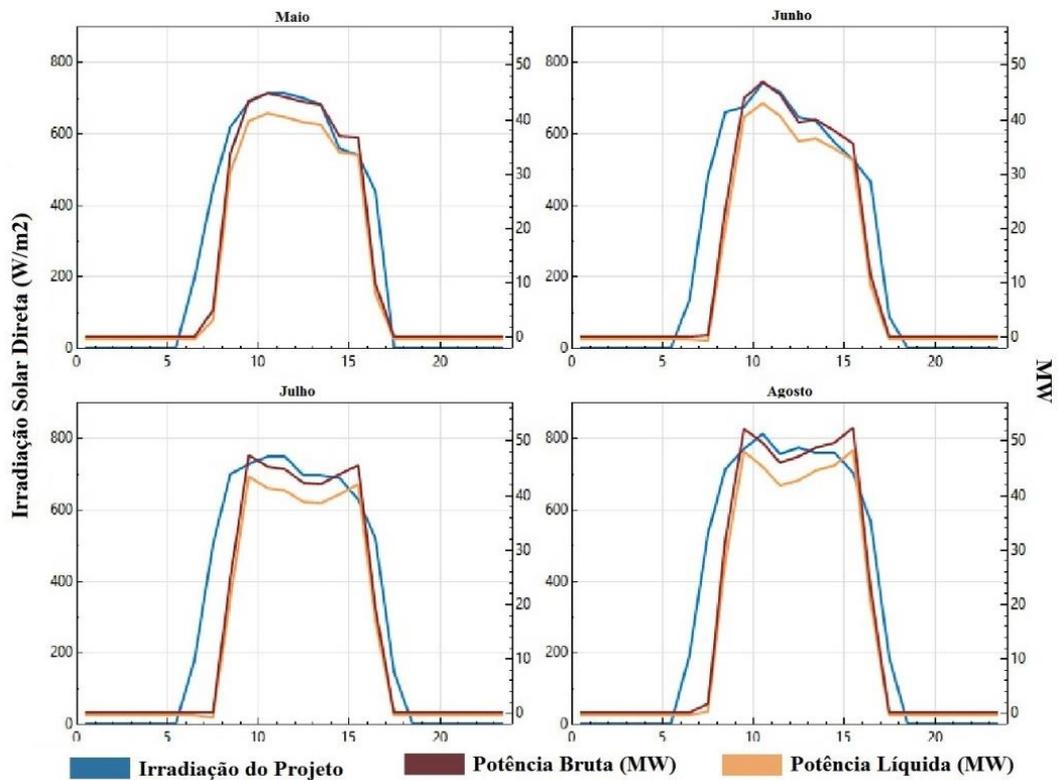


Figura 4-9. Potência líquida e DNI em maio, junho, julho e agosto do TMY da usina CP na cidade Icapuí. Eixo Y: Irradiação Solar Direta (DNI), eixo X: Horas

Para os meses mostrados na Figura 4-10, observa-se que o valor da irradiação direta é maior comparada com os outros meses do ano, permitindo que a potência líquida da usina possa se aproximar da potência bruta.

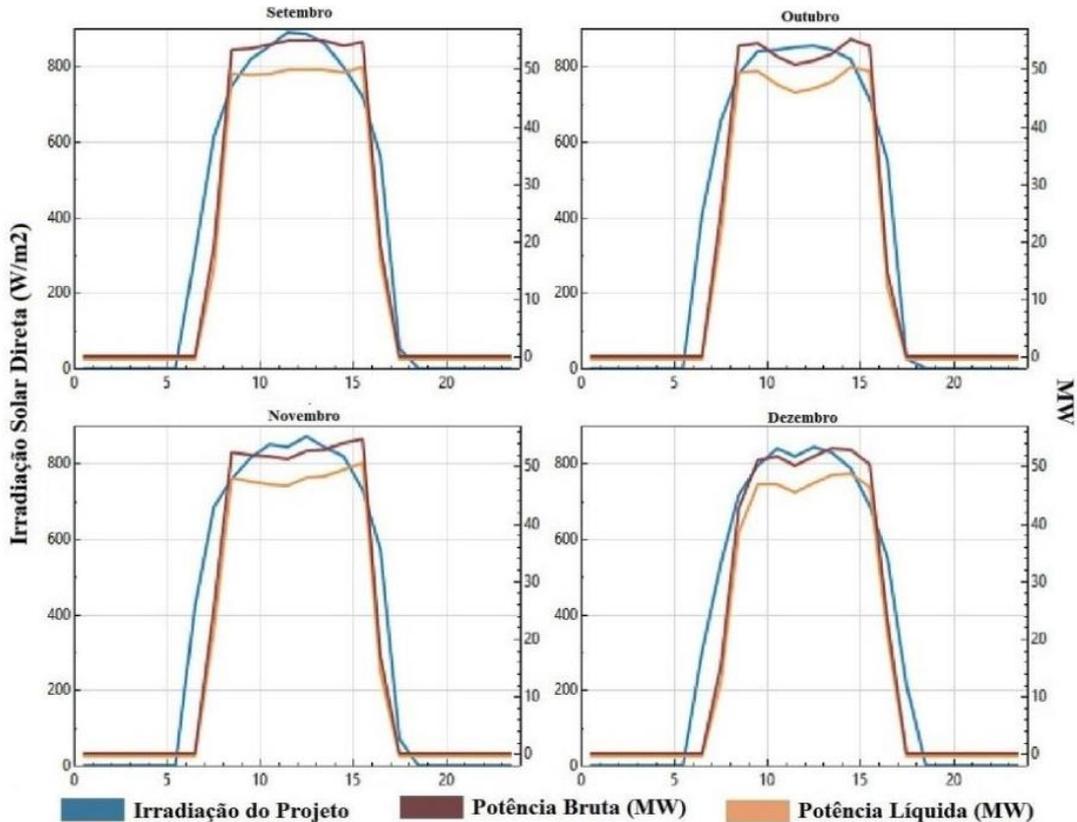


Figura 4-10. Potência líquida e DNI em setembro, outubro, novembro e dezembro do TMY da usina CP na cidade Icapuí. Eixo Y: Irradiação Solar Direta (DNI), eixo X: Horas

Nas Figura 4-11, 4-12 e 4-13, mostram-se os resultados da usina com concentradores cilíndricos parabólicos proposta em Brasília. Nos meses janeiro, fevereiro e março a usina gera ao redor de 30 MW sendo o 54,5% da potência bruta (55 MW). Em dezembro a usina gera só ao redor de 25 MW. No caso dos meses de abril, maio, setembro e outubro a usina gera ao redor de 40 MW.

A potência disponível dos meses junho, julho e agosto, apresentam os melhores valores passando dos 45 MW.

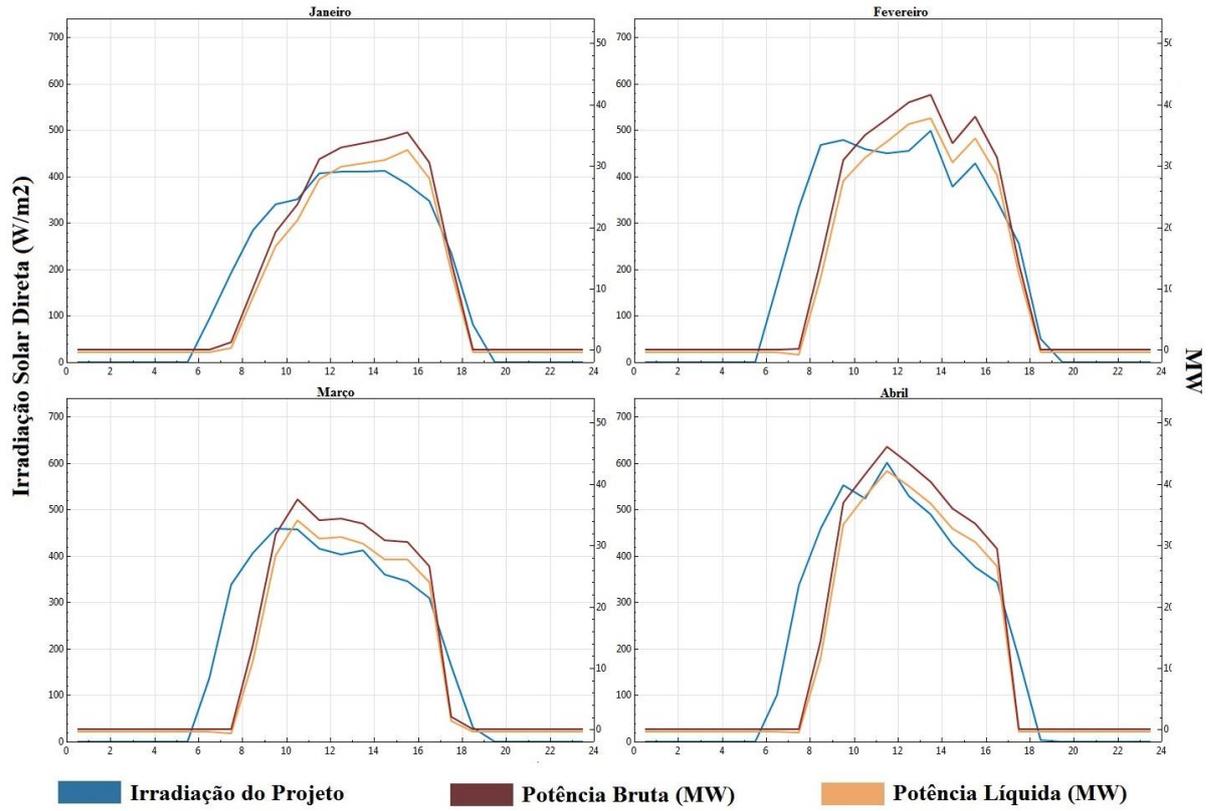


Figura 4-11. Potência líquida e DNI em janeiro, fevereiro, março e abril do TMY da usina CP na cidade Brasília. Eixo Y: Irradiação Solar Direta (DNI), eixo X: Horas

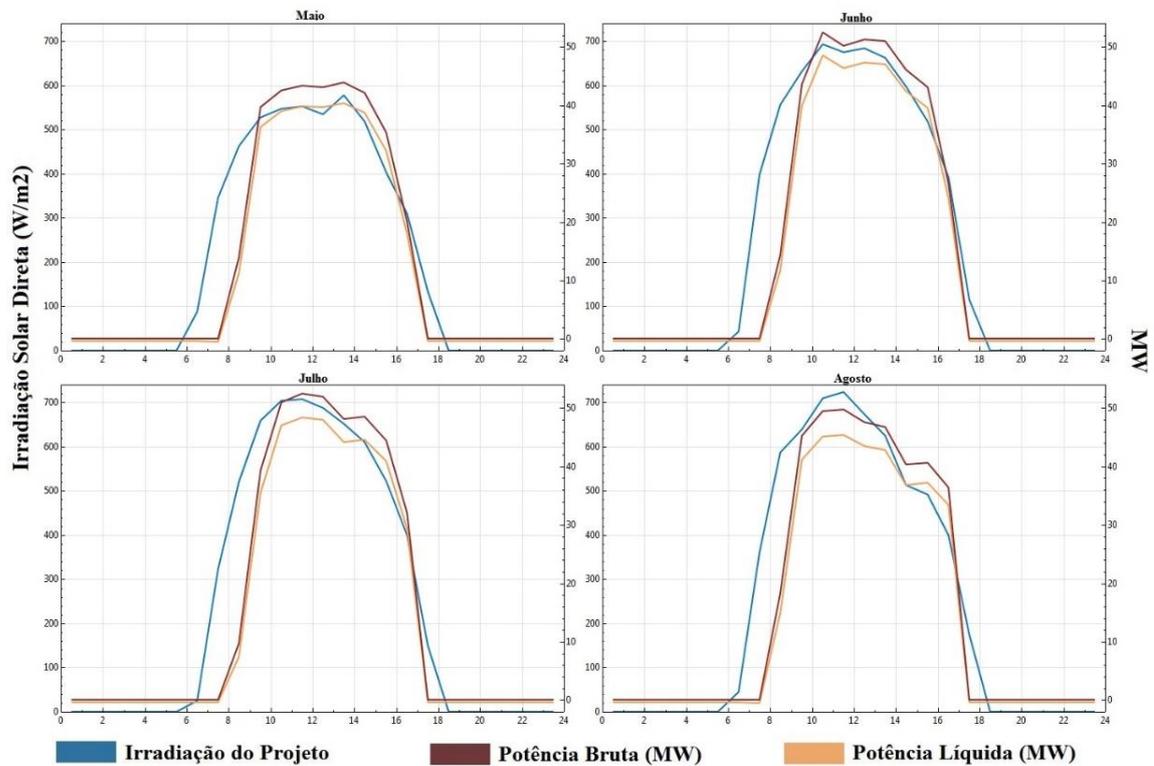


Figura 4-12. Potência líquida e DNI em maio, junho, julho e agosto do TMY da usina CP na cidade Brasília. Eixo Y: Irradiação Solar Direta (DNI), eixo X: Horas

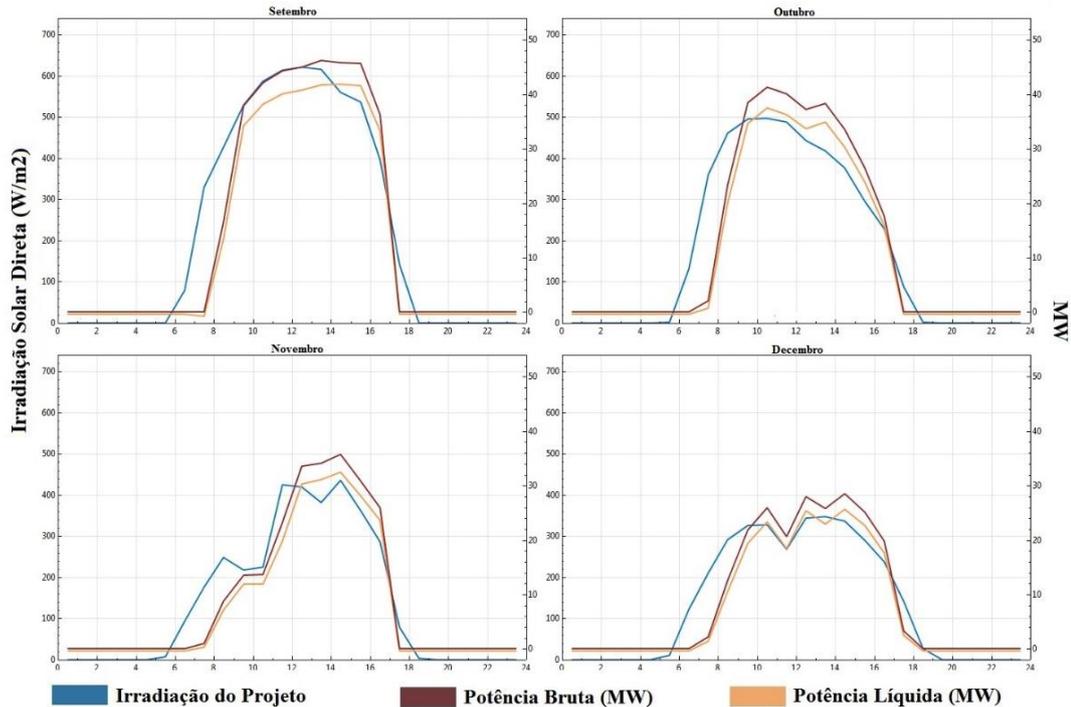


Figura 4-13. Potência líquida e DNI em setembro, outubro, novembro e dezembro do TMY da usina CP na cidade Brasília. Eixo Y: Irradiação Solar Direta (DNI), eixo X: Horas

A usina proposta para a cidade de Curitiba apresentou os piores resultados de potência disponível (Figura 4-14, 4-15 e 4-16) comparado com os outros dois locais. Na grande parte dos meses a usina entregou só 50% da sua capacidade nominal. Curitiba, não poderia ser considerada como uma cidade para instalar este tipo de projetos.

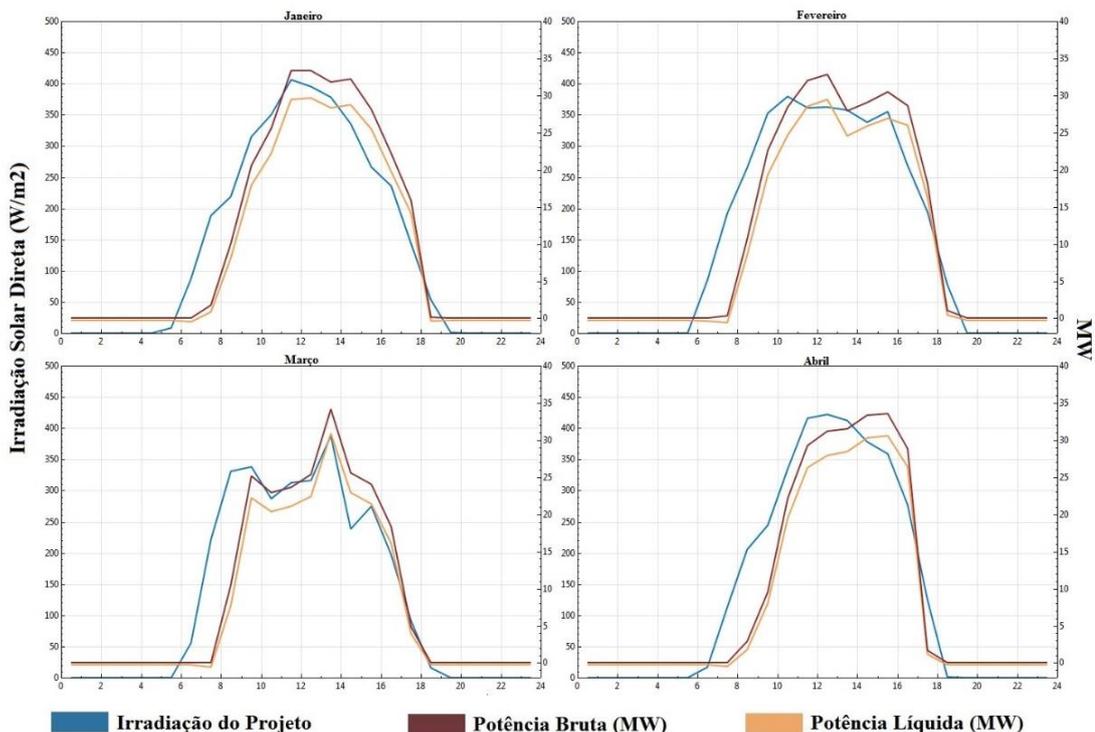


Figura 4-14. Potência líquida e DNI em janeiro, fevereiro, março e abril do TMY da usina CP na cidade Curitiba. Eixo Y: Irradiação Solar Direta (DNI), eixo X: Horas

No mês de agosto conseguiu-se produzir potência líquida nas horas com máxima radiação, oscilando em valores desde os 23 MW até os 32 MW. No entanto foi o valor mais alto de potência gerada para este local.

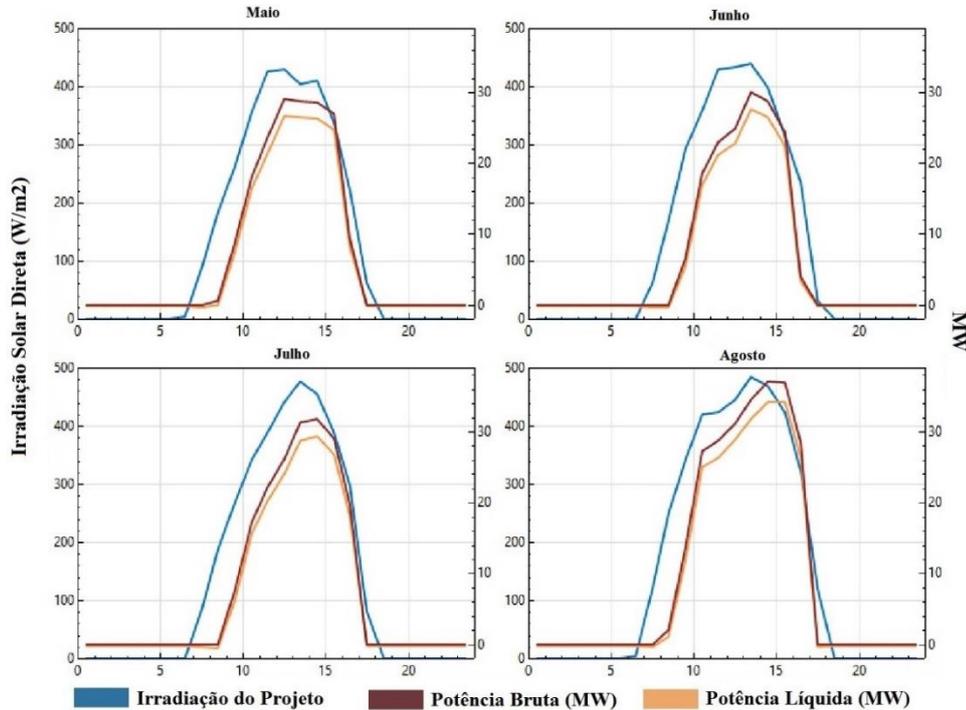


Figura 4-15. Potência líquida e DNI em maio, junho, julho e agosto do TMY da usina CP na cidade Curitiba. Eixo Y: Irradiação Solar Direta (DNI), eixo X: Horas

Na Figura 4-16, observa-se que a potência gerada do mês de dezembro foi muito instável, passando desde 15 MW até 30 MW.

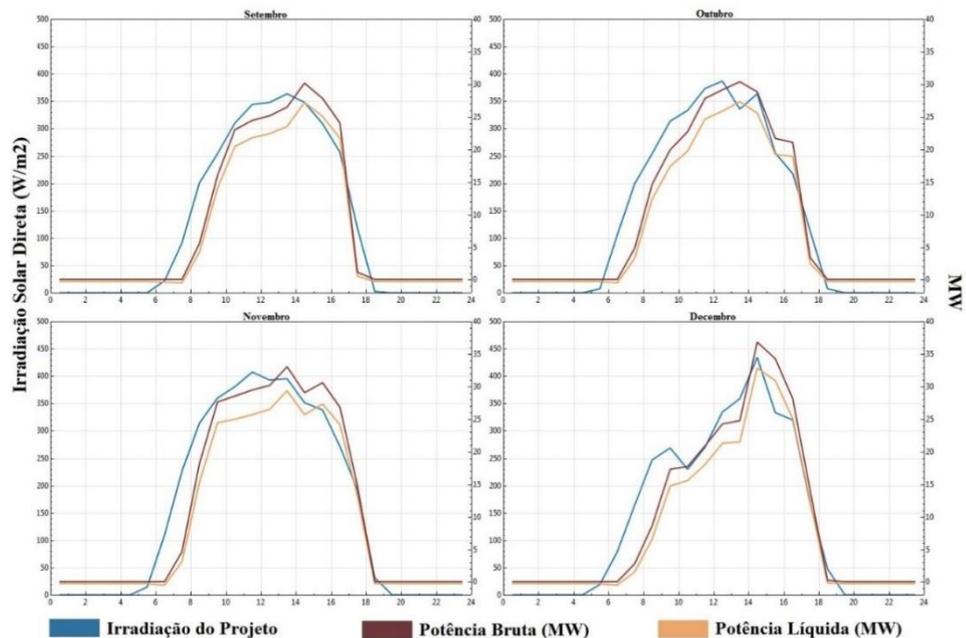


Figura 4-16. Potência líquida e DNI em setembro, outubro, novembro e dezembro do TMY da usina CP na cidade Curitiba. Eixo Y: Irradiação Solar Direta (DNI), eixo X: Horas

4.1.2 Usina com Concentradores Cilíndricos Parabólicos e armazenamento térmico, sem sistema de caldeira auxiliar (CP-AT).

Esta usina é projetada com os parâmetros da usina (CP) exposta na seção 4.1.1, e é adicionando um sistema de armazenamento térmico, visando garantir a geração de eletricidade em instantes do dia em que a irradiação não seja suficiente, como no caso de alguns dos meses analisados nas usinas propostas na seção 4.1.1. Assim, será avaliada a geração Heliotérmica com um sistema de armazenamento com sais fundidos e como fluido de transferência de calor (Therminol VP-1) no campo solar. Na Figura 4-17 é apresentado o esquema da usina. Estes sistemas com sais fundidos, conseguem subministrar energia até por 24 horas dependendo da concepção do projeto e do local. O fluido do campo solar não é mesmo fluido dos tanques, isto pode ser uma vantagem para programar manutenções futuras. Os parâmetros técnicos das simulações foram adotados com os mesmos valores apresentados na seção 4.1.1.

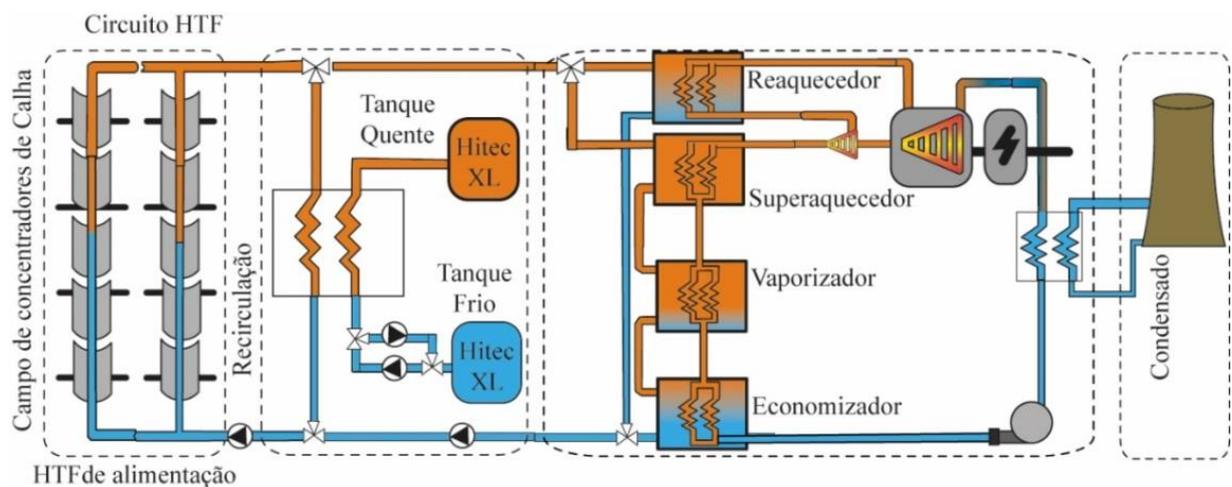


Figura 4-17. Esquema de uma usina com concentradores cilíndrico parabólico com armazenamento térmico.

O sistema de armazenamento no SAM opera com pares de tanques frio e quente. Portanto, um dos parâmetros necessários para o software é o número de pares, e também é necessário proporcionar as seguintes informações:

- Capacidade de armazenamento em horas;
- Fluido de armazenamento;
- Altura do tanque: 16 m. Após definir a altura, o diâmetro é calculado pelo modelo, conforme o balanço de energia do armazenamento e as características do tanque do HTF;

- Coeficiente de perda térmica do tanque: 0.4 W/m² K;
- Temperatura do tanque frio: 290°C;
- Temperatura do tanque quente: 395°C,

Após selecionar os parâmetros técnicos da planta, foi analisada a influência do múltiplo solar com o número de horas de armazenamento térmico. Nos locais propostos, foi analisado com armazenamento térmico de 6 até 8 horas, fazendo análise paramétrica com valor do múltiplo solar de 1,4 até 2. O fator de capacidade com 8 horas de armazenamento térmico e com múltiplo solar 2 foi o melhor, mas foi dimensionadas com 6 horas de armazenamento térmico para não aumentar os custos de investimento, e 6 horas de armazenamento é o recomendado e usada na maioria das usinas no mundo [126], [68], [77]. Na medida em que o múltiplo solar é maior, o fator de capacidade aumenta, mas dimensionar uma CSP com múltiplo solar alto impõe com que a área dos espelhos do campo solar aumente, e o custo do investimento inicial seria alto. Para as usinas propostas com armazenamento térmico foi adotado o valor de múltiplo solar 1,6. Obtendo-se o fator de capacidade mostrado nas Tabelas 4-9 (Icapuí), 4-10 (Brasília) e 4-11 (Curitiba).

O valor do fator da planta da usina proposta para Icapuí apresentada na seção 4.1.1, foi de 27,2. No caso da usina com 6 horas de armazenamento térmico o fator de potência foi de 45,325 (Tabela 4-13), tendo um aumento significativo (82,9%) com referência à usina sem armazenamento.

Tabela 4-13. Análise do Múltiplo Solar e Horas de armazenamento térmico, Icapuí (CP-AT).

Horas de Armazenamento Térmico	Múltiplo Solar	Fator de Capacidade (%)
6	1,4	40,0252
7	1,4	39,978
8	1,4	39,9158
6	1,6	45,325
7	1,6	46,3042
8	1,6	46,4559
6	1,8	48,2176
7	1,8	50,2352
8	1,8	51,7544
6	2	49,4114
7	2	51,9427
8	2	54,2189

A usina proposta para Brasília sem armazenamento térmico teve o fator de potência de 36,9, quando a usina é dimensionada com 6 horas de armazenamento térmico o fator de potência aumenta a 30 (Tabela 4-14), representando um aumento de 79,03% com referência à usina sem armazenamento.

Tabela 4-14. Análise do Múltiplo Solar e Horas de armazenamento térmico, Brasília (CP-AT).

Horas de Armazenamento Térmico	Múltiplo Solar	Fator de Capacidade (%)
6	1,4	33,0908
7	1,4	33,4043
8	1,4	33,6539
6	1,6	36,9431
7	1,6	37,6895
8	1,6	38,1654
6	1,8	40,1061
7	1,8	41,2667
8	1,8	42,2296
6	2	42,3679
7	2	43,8941
8	2	45,2021

No caso da usina proposta para Curitiba, onde a irradiação solar direta é muito menor comparada com os outros dois locais analisados, a usina sem armazenamento térmico teve o fator de potência de 14,5. Quando a usina é dimensionada com 6 horas de armazenamento térmico o fator de potência aumenta a 18,6 (Tabela 4-15), representando um aumento de 38,97% com referência à usina sem armazenamento.

Tabela 4-15. Análise do Múltiplo Solar e Horas de armazenamento térmico, Curitiba (CP-AT).

Horas de Armazenamento Térmico	Múltiplo Solar	Fator de Capacidade (%)
6	1,4	14,8299
7	1,4	14,7527
8	1,4	14,6753
6	1,6	17,3433
7	1,6	17,3559
8	1,6	17,3224
6	1,8	19,4728
7	1,8	19,6044
8	1,8	19,6736
6	2	21,527
7	2	21,8667
8	2	22,0758

Na Tabela 4-16, pode-se observar a energia gerada por ano, que as usinas com concentradores cilíndricos parabólicos simuladas com armazenamento térmico e sem combustível auxiliar conseguem gerar.

Tabela 4-16. Energia gerada por ano para as usinas propostas.

Parâmetro	Icapuí	Brasília	Curitiba
Fator de capacidade	45,3 %	36,9%	17,3%
Energia Anual gerada	195,538 MWh	160,192MWh	75,203MWh

A Figura 4-18 mostra os gráficos da potência líquida dos primeiros 4 meses do ano (TMY) para a cidade de Icapuí. Integrar o sistema de armazenamento térmico aumenta a potência líquida comparado com as usinas propostas na seção 4.1.1. As usinas conseguem gerar energia por um período de tempo adicional, mas a potência líquida diminui passando de

45MW até 20MW às 22horas, na medida em que o sistema de armazenamento térmico entrega energia ao bloco de potência.

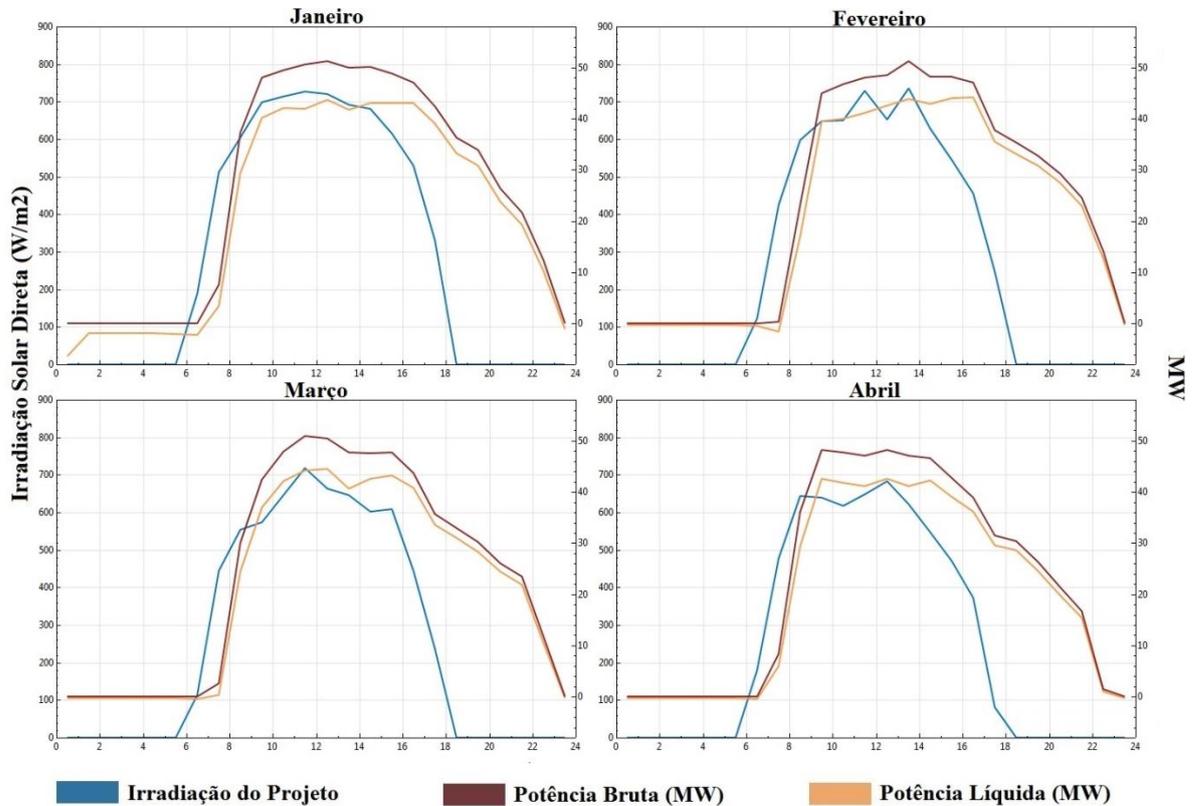


Figura 4-18. Potência líquida e DNI em janeiro, fevereiro, março e abril do TMY da usina CP+AT na cidade Icapuí. Eixo Y: Irradiação Solar Direta (DNI), eixo X: Horas

As Figuras 4-19 e 4-20 mostram os valores máximos alcançados da potência gerada para a cidade Icapuí. Como era esperado, as horas de disponibilidade da usina aumentam. Nos últimos meses do ano, que são os que apresentaram maior índice de irradiação direta, a integração do armazenamento térmico faz que a usina opera na potência com que foi projetada (50 MW).

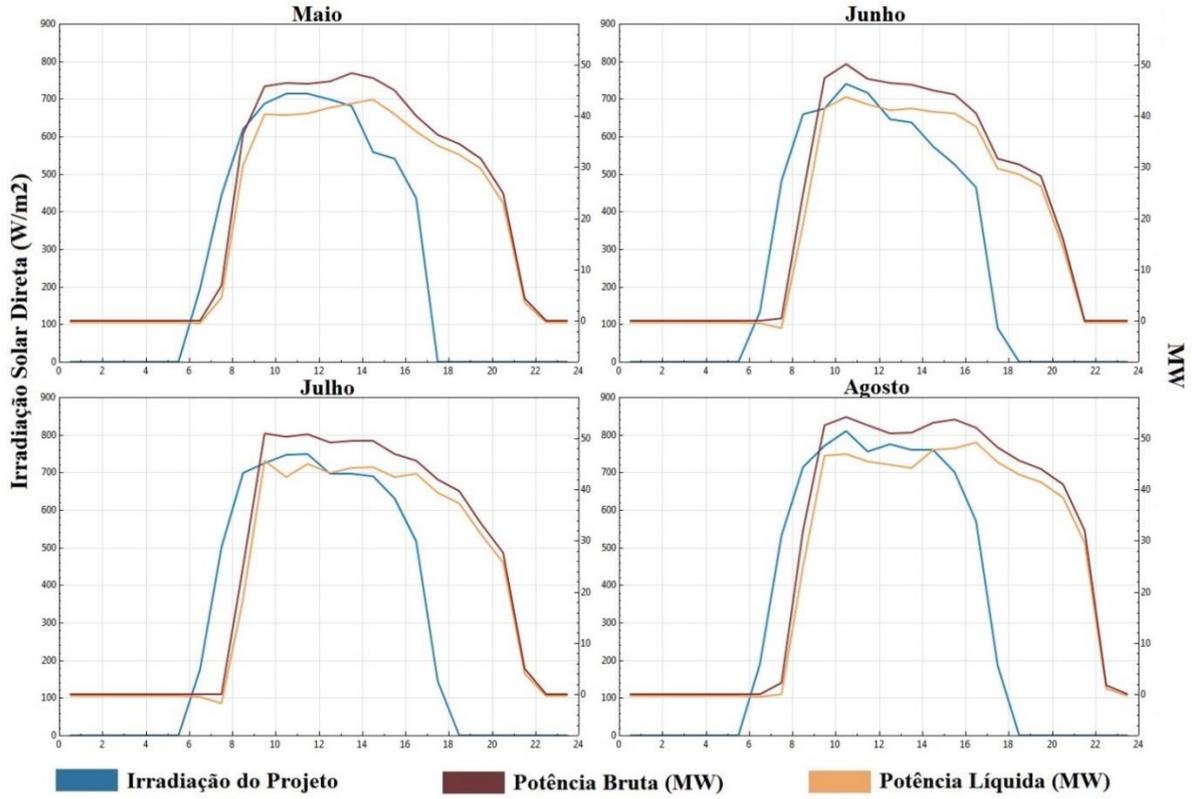


Figura 4-19. Potência líquida e DNI em maio, junho, julho e agosto do TMY da usina CP+AT na cidade Icapuí. Eixo Y: Irradiação Solar Direta (DNI), eixo X: Horas

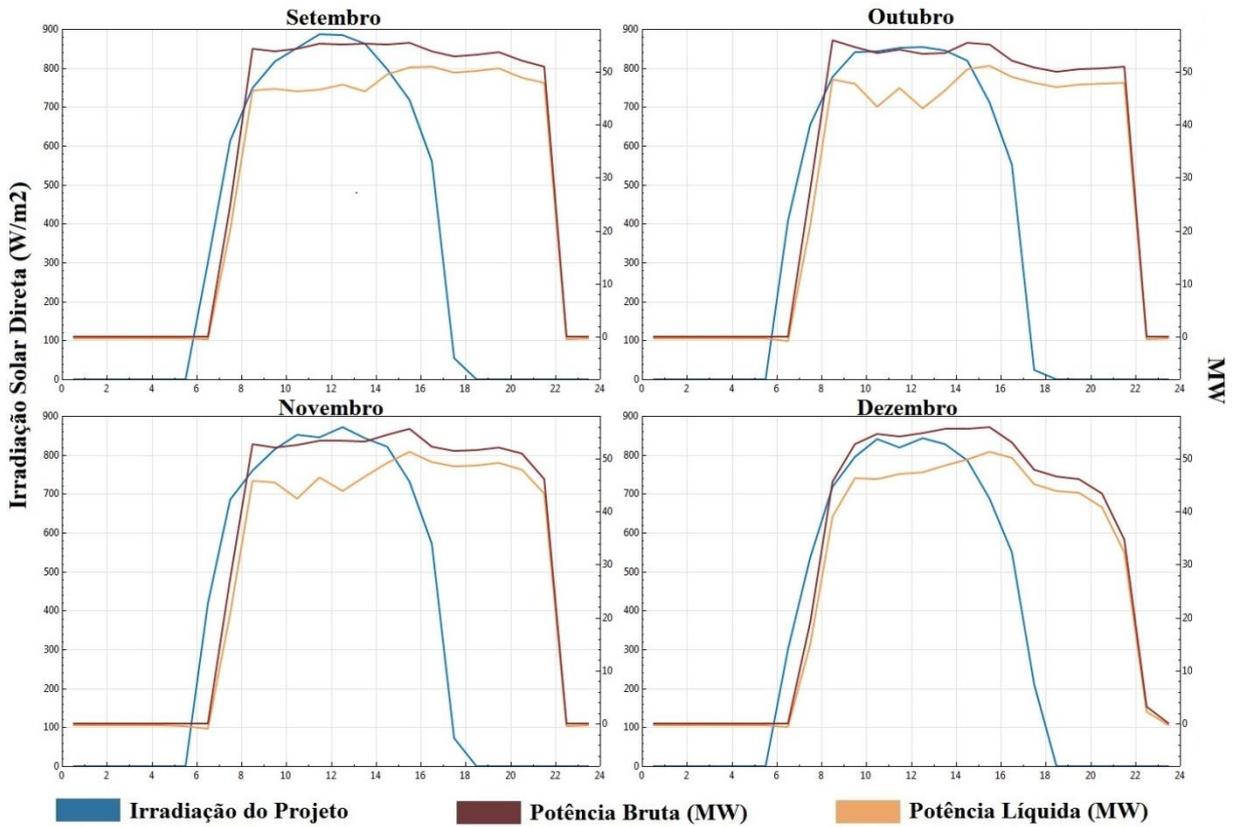


Figura 4-20. Potência líquida e DNI em setembro, outubro, novembro e dezembro do TMY da usina CP+AT na cidade Icapuí. Eixo Y: Irradiação Solar Direta (DNI), eixo X: Horas

As Figuras 4-21, 4-22 e 4-23, mostram os resultados da potência gerada no ano (TMY) em Brasília. Como era esperado, para os meses com menor índice de irradiação direta (janeiro, fevereiro, março, novembro e dezembro) o armazenamento aumenta a potência líquida da usina, permitindo gerar ao redor de 40 MW. Nos meses de abril até setembro a usina gera ao redor de 50MW, se aproximando a sua potência bruta.

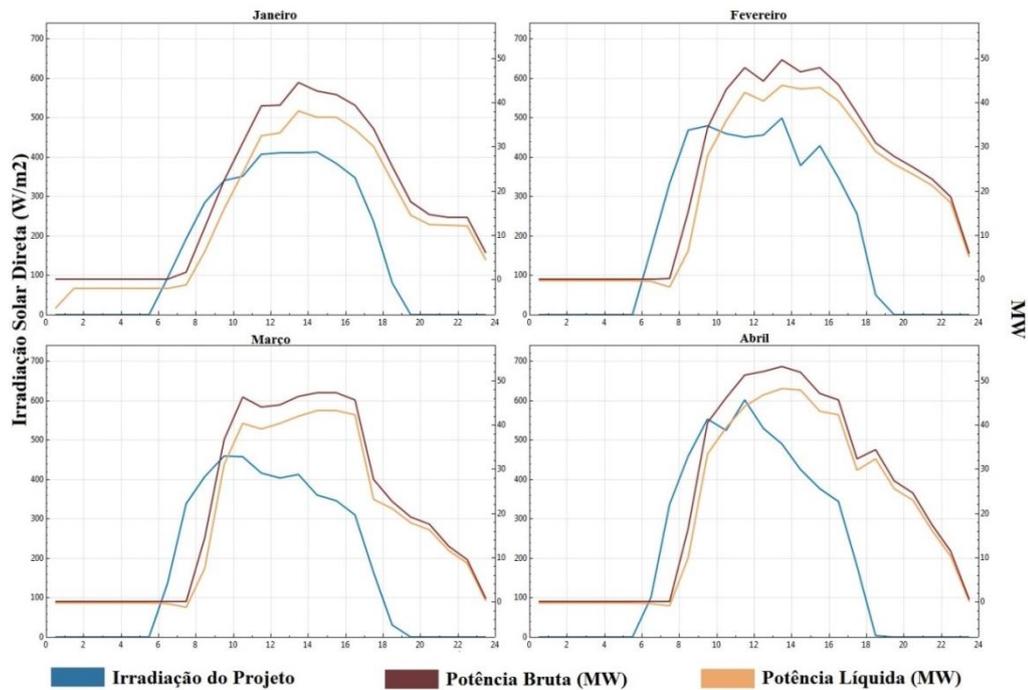


Figura 4-21. Potência líquida e DNI em janeiro, fevereiro, março e abril do TMY da usina CP+AT na cidade Brasília. Eixo Y: Irradiação Solar Direta (DNI), eixo X: Horas

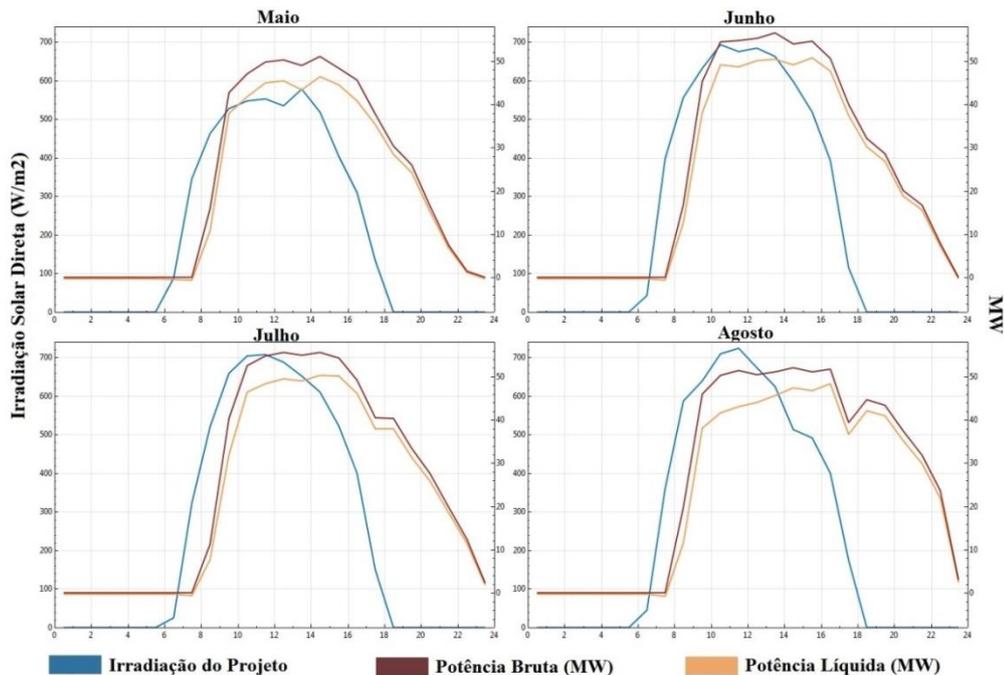


Figura 4-22. Potência líquida e DNI em maio, junho, julho e agosto do TMY da usina CP+AT na cidade Brasília. Eixo Y: Irradição Solar Direta (DNI), eixo X: Horas

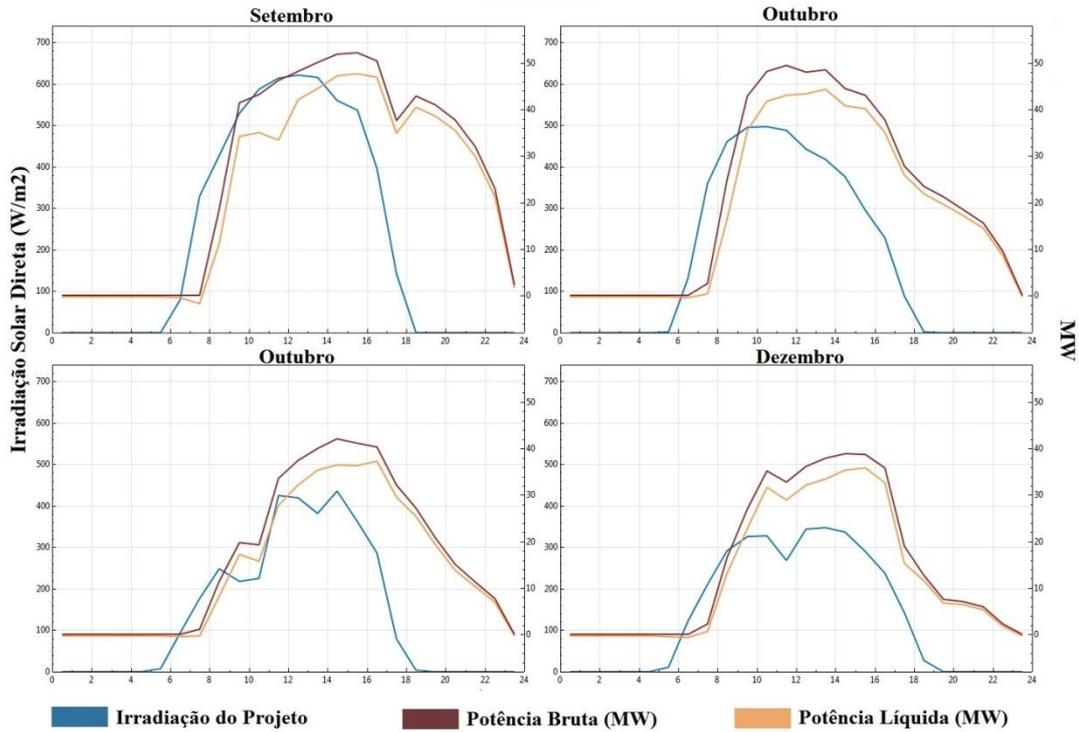


Figura 4-23. Potência líquida e DNI em setembro, outubro, novembro e dezembro do TMY da usina CP+AT na cidade Brasília. Eixo Y: Irradiação Solar Direta (DNI), eixo X: Horas

Na usina proposta para Curitiba a potência líquida aumenta permitindo gerar ao redor de 30 MW em alguns meses do ano, mas na maioria dos meses a planta gera só 25MW, a metade da potência com que foi dimensionada. Ver Figuras 4-24, 4-25 e 4-26.

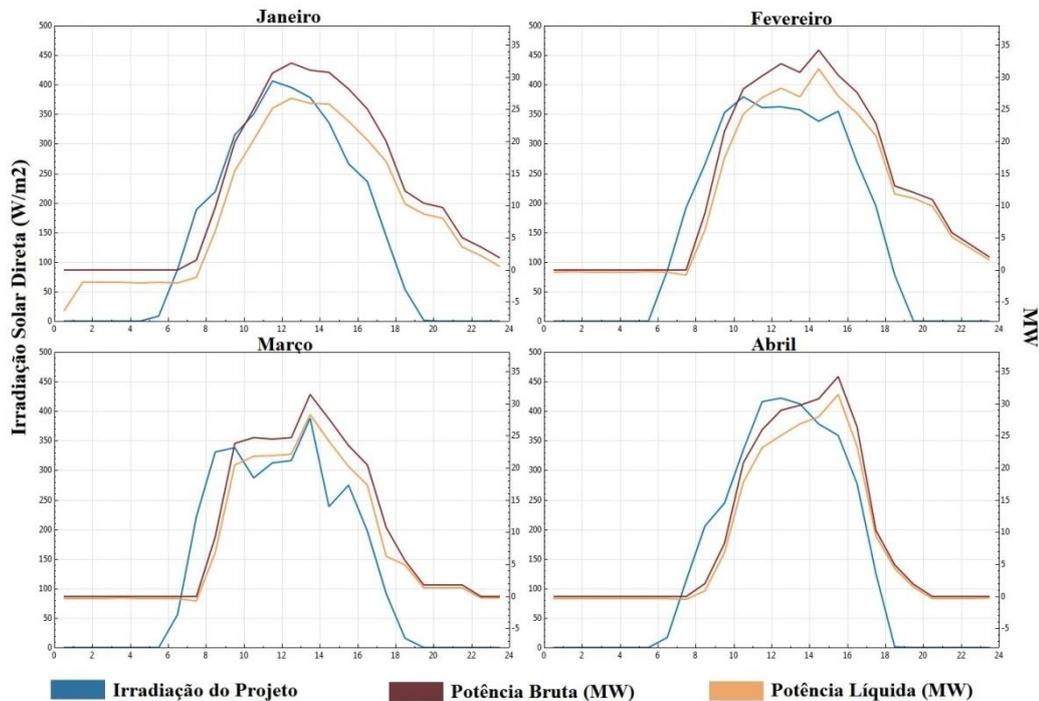


Figura 4-24. Potência líquida e DNI em janeiro, fevereiro, março e abril do TMY da usina CP+AT na cidade Curitiba. Eixo Y: Irradiação Solar Direta (DNI), eixo X: Horas

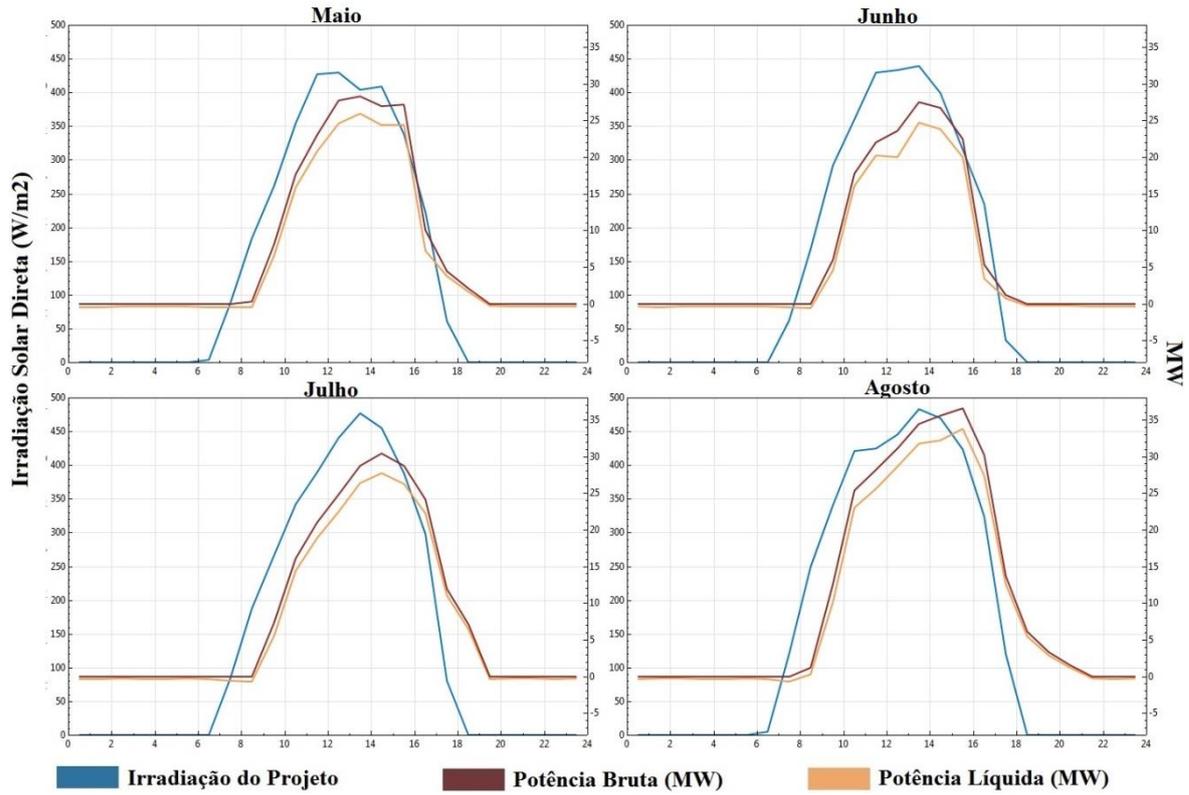


Figura 4-25. Potência líquida e DNI em maio, junho, julho e agosto do TMY da usina CP+AT na cidade Curitiba. Eixo Y: Irradiação Solar Direta (DNI), eixo X: Horas

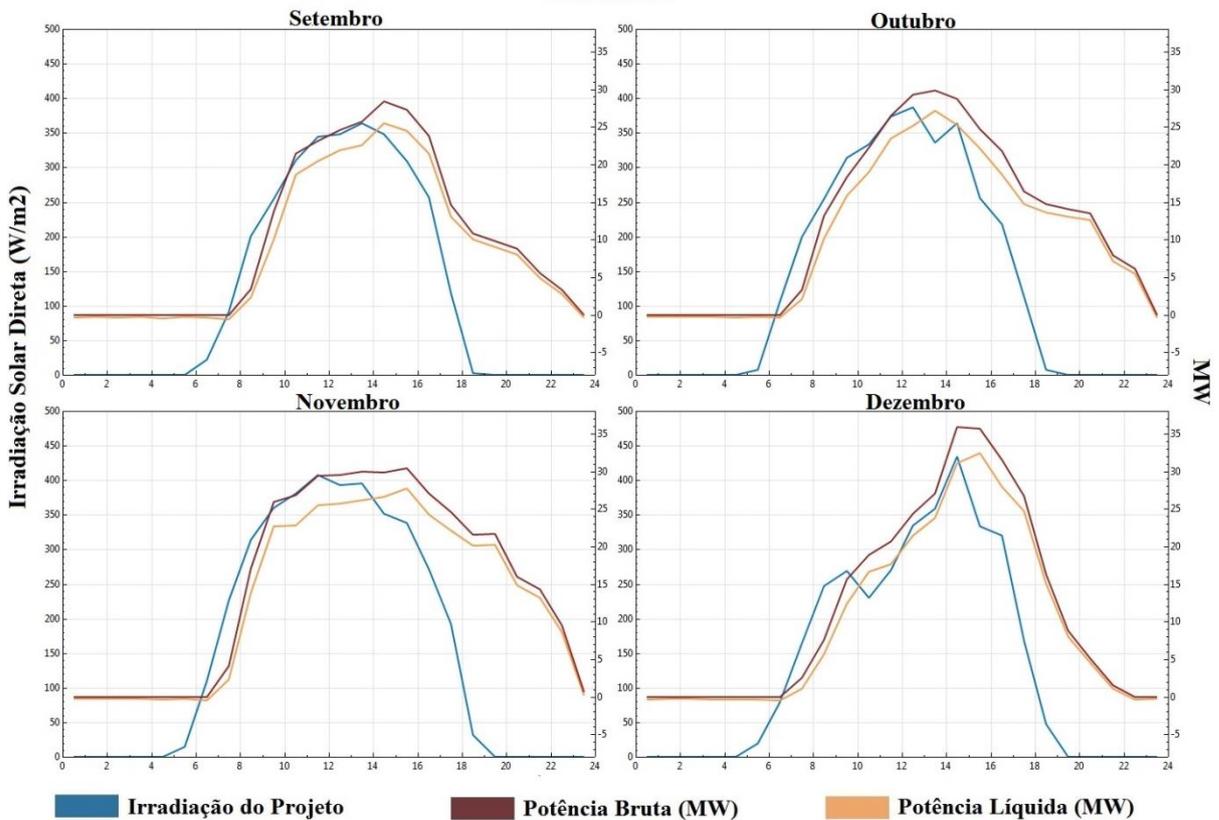


Figura 4-26. Potência líquida e DNI em setembro, outubro, novembro e dezembro do TMY da usina CP+AT na cidade Curitiba. Eixo Y: Irradiação Solar Direta (DNI), eixo X: Horas

4.1.3 Usina com Concentradores Cilíndricos Parabólicos com armazenamento térmico, hibridizada com caldeira auxiliar (CP-AT-H).

A usina híbrida proposta neste estudo é constituída por uma usina CSP com armazenamento térmico e uma caldeira auxiliar em paralelo. A caldeira consegue gerar uma vazão de vapor suplementar que posteriormente troca calor com a vazão de vapor proveniente do trocador de calor. Esta planta é caracterizada por manter em operação a turbina quando a irradiância é insuficiente e também quando o sistema de armazenamento térmico não está gerando energia suficiente para acionar a planta.

A hibridização no SAM é conseguida exclusivamente com um queimador de combustível fóssil que adiciona calor ao HTF depois da passagem nos coletores e antes de ir para o bloco de potência para gerar vapor. A queima de combustível fornece calor de alta qualidade, se a parcela do combustível aumenta, maior será a dissipação desse calor de alta qualidade.

Usar sistema de caldeira auxiliar no SAM, faz sentido para parcelas que destinam-se a melhorar a geração de eletricidade nas plantas CSP [137],[138]. Para usinas com hibridização superior a 50% é mais apropriado pensar em uma planta de ciclo combinado, onde o gás natural queimado gera eletricidade, e seu exausto a altas temperaturas (600° até 900°C) é encaminhado a um gerador (turbina) de vapor antes de ser rejeitado na atmosfera [139].

Uma usina com ciclo combinado a gás natural pode atingir eficiências térmicas acima de 55%; não obstante as eficiências do ciclo de potência numa usina com concentradores cilindros parabólicos é menor que 40%

Existem usinas conhecidas como ISCC (*Integrated Solar Combined Cycle*), que integra o a energia solar e combustíveis fosseis, onde a turbina a vapor do campo solar pode ser operada pelo vapor procedente da turbina a auxiliar (gás) ou de ambos ao mesmo tempo. Nas ISCC a energia solar é convertida em eletricidade com uma eficiência ao redor de 39%; em contraste a eficiência das usinas com ciclo Rankine é estimada ao redor de 37%.

O sistema de caldeira auxiliar é programado para entrar em funcionamento principalmente nas primeiras horas do dia e durante a noite, fornecendo 25% do vapor máximo de entrada na turbina, para complementar a energia armazenada nos tanques (6 h) sendo a outra parcela de 25%. A seguir, na Figura 4-27, é apresentado o esquema da usina híbrida proposta neste trabalho.

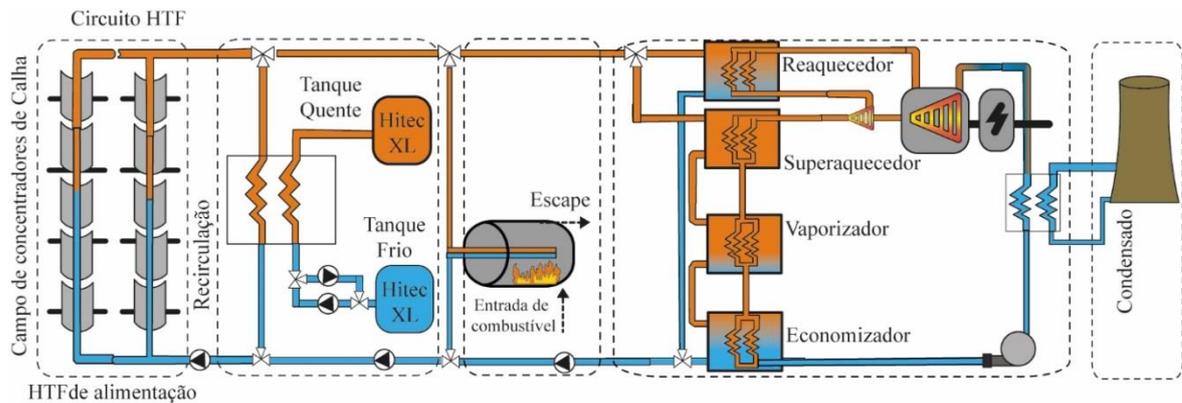


Figura 4-27. Esquema de uma usina com concentradores cilíndrico parabólico com armazenamento térmico e caldeira auxiliar.

Na Tabela 4-17, pode-se observar a energia anual que as usinas com concentradores cilíndricos parabólicos simuladas com armazenamento térmico e caldeira auxiliar conseguem gerar.

Tabela 4-17. Energia gerada por ano das usinas propostas (CP-AT-H).

Parâmetro	Icapuí	Brasília	Curitiba
Fator de capacidade	72,2%	69,1%	31 %
Energia Anual gerada	312,959MWh	299,604MWh	134,380MWh

As Figuras 4-28, 4-29 e 4-30, mostram a potência disponível no ano (TMY) para a cidade de Icapuí no nordeste do Brasil. A usina tem na maioria dos meses 45MW de potência líquida, só em setembro, outubro, novembro e dezembro a usina opera com a potência que foi projetada.

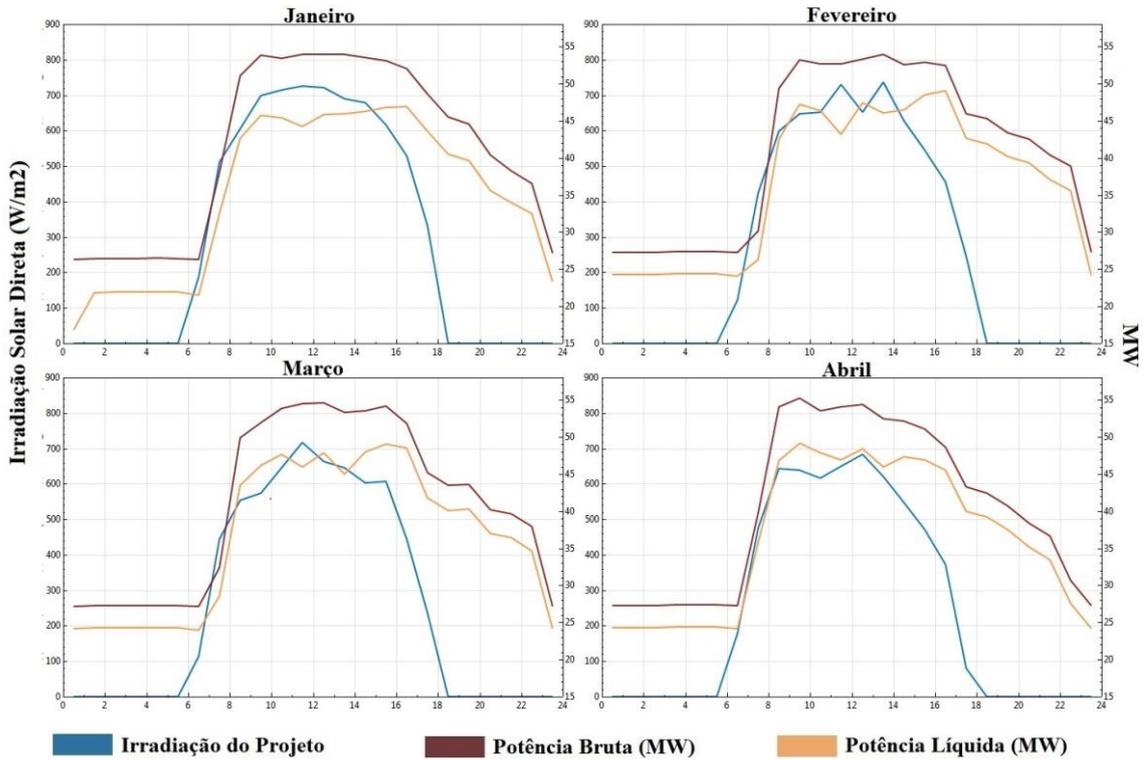


Figura 4-28. Potência líquida e DNI em janeiro, fevereiro, março e abril do TMY da usina CP+AT+H na cidade Icapuí. Eixo Y: Irradiação Solar Direta (DNI), eixo X: Horas

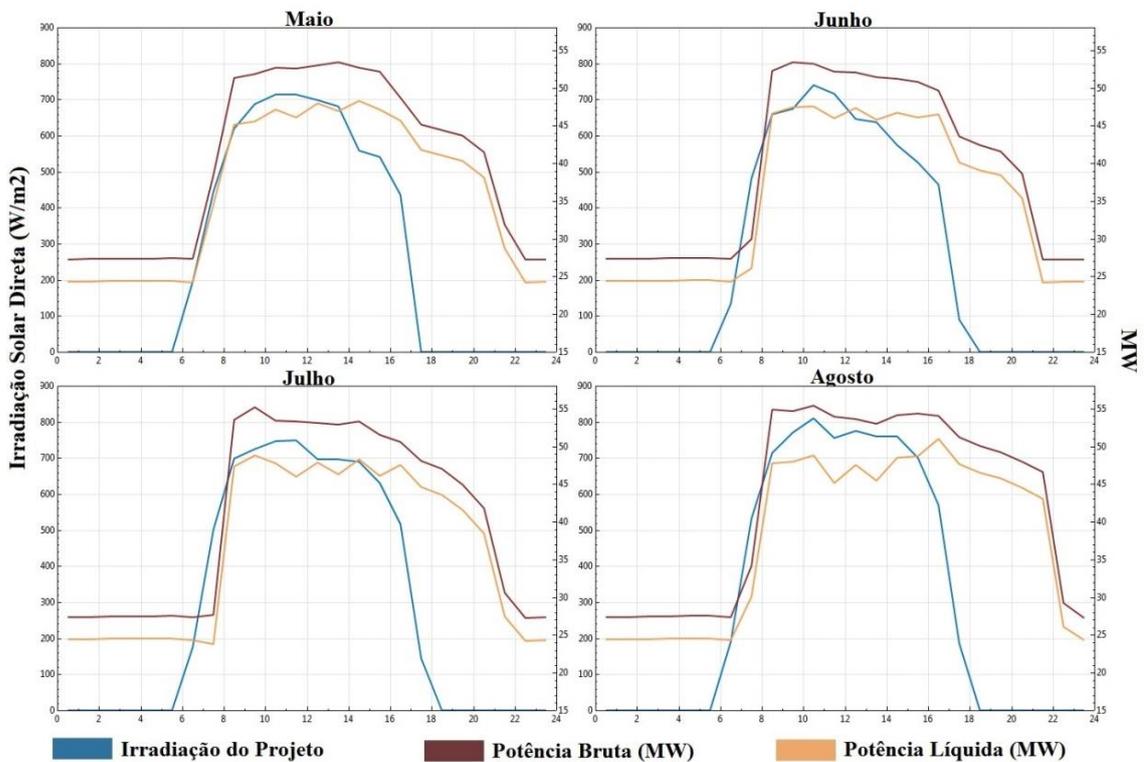


Figura 4-29. Potência líquida e DNI em maio, junho, julho e agosto do TMY da usina CP+AT+H na cidade Icapuí.

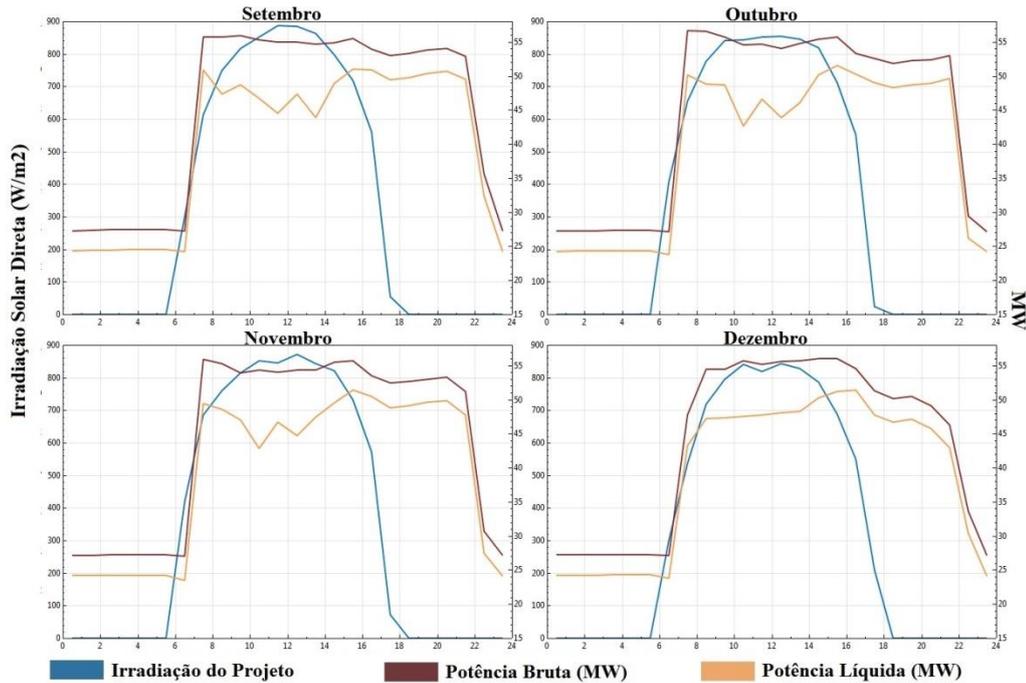


Figura 4-30. Potência líquida e DNI em setembro, outubro, novembro e dezembro do TMY da usina CP+AT+H na cidade Icapuí. Eixo Y: Irradiação Solar Direta (DNI), eixo X: Horas

As Figuras 4-31, 4-32 e 4-33, mostram a potência disponível no ano (TMY) para a cidade de Brasília no centro-oeste do Brasil. Nos meses de janeiro, novembro e dezembro, mesmo que a usina fosse hibridizada e tenha 6 horas de armazenamento térmico, a potência líquida está entre 40MW e 45MW, devido aos baixos índices de irradiação do local.

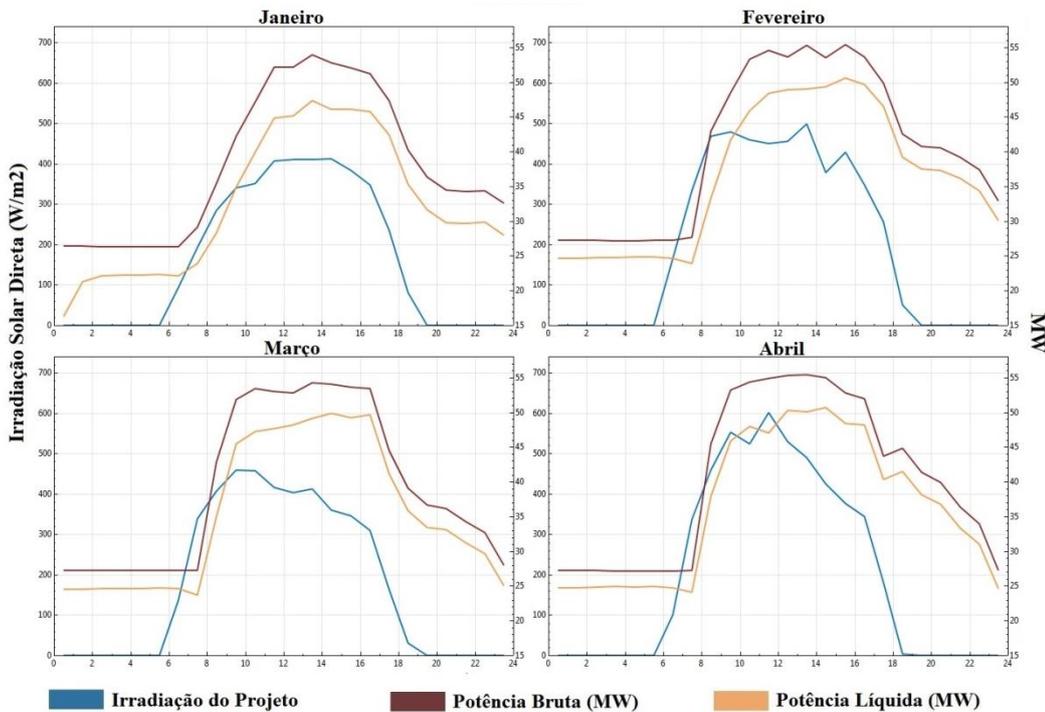


Figura 4-31. Potência líquida e DNI em janeiro, fevereiro, março e abril do TMY da usina CP+AT+H na cidade Brasília. Eixo Y: Irradiação Solar Direta (DNI), eixo X: Horas

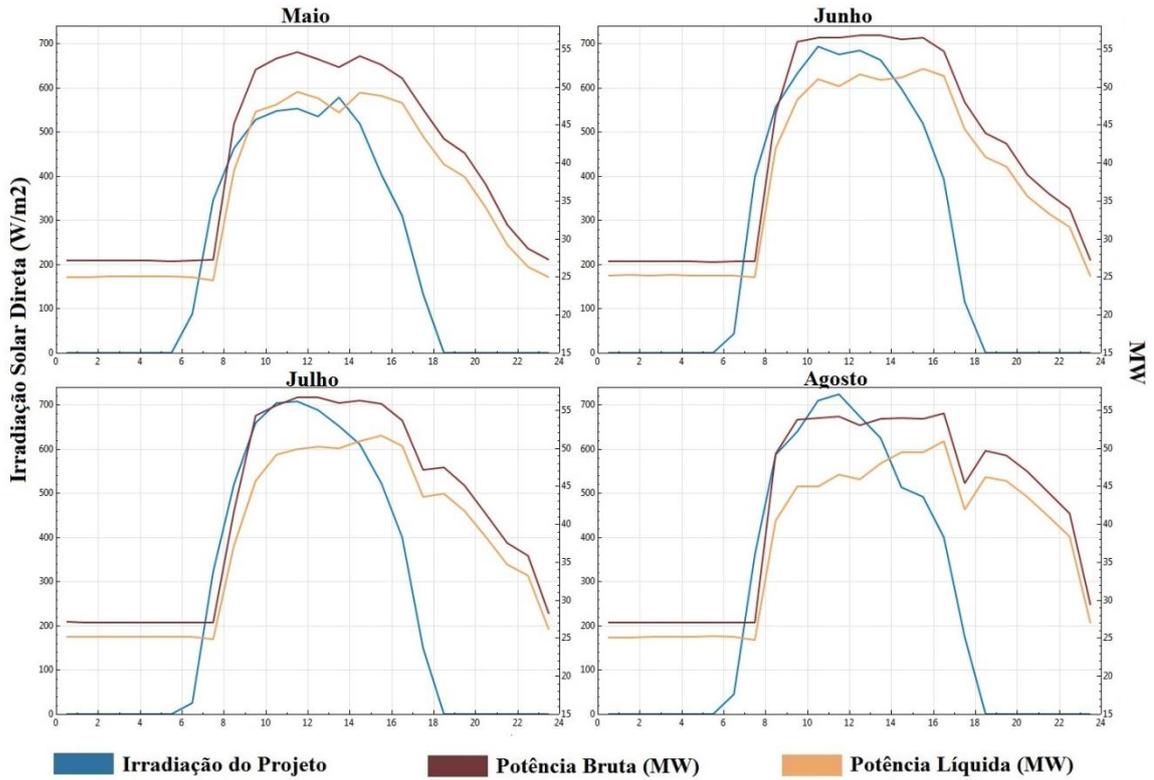


Figura 4-32. Potência líquida e DNI em maio, junho, julho e agosto do TMY da usina CP+AT+H na cidade Brasília. Eixo Y: Irradiação Solar Direta (DNI), eixo X: Horas

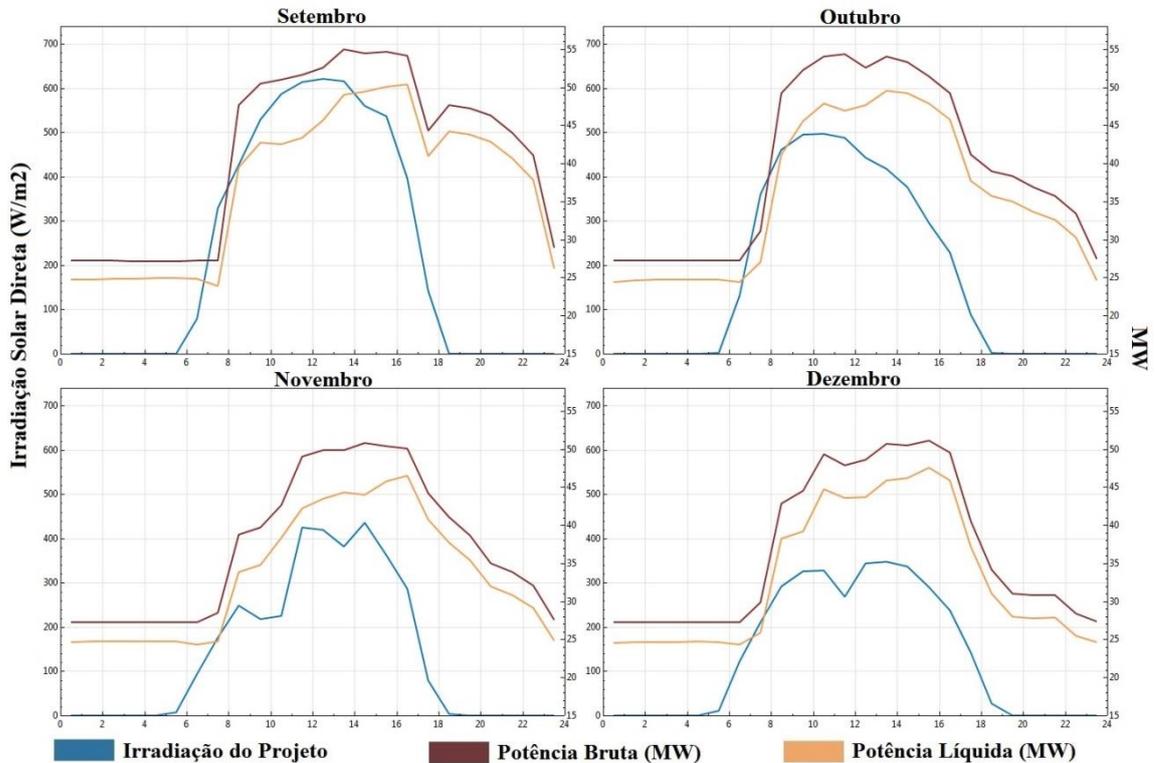


Figura 4-33. Potência líquida e DNI em setembro, outubro, novembro e dezembro do TMY da usina CP+AT+H na cidade Brasília. Eixo Y: Irradiação Solar Direta (DNI), eixo X: Horas

As Figuras 4-34, 4-35 e 4-36, apresentam a potência disponível no ano (TMY) para a cidade de Curitiba no sul do Brasil. Neste caso a usina gera ao redor de 40MW cada mês, só

nos em maio, junho e agosto que consegue se aproximar aos 45MW. No entanto, a potência líquida melhorou significativamente comparada com a usina que utiliza armazenamento térmico unicamente.

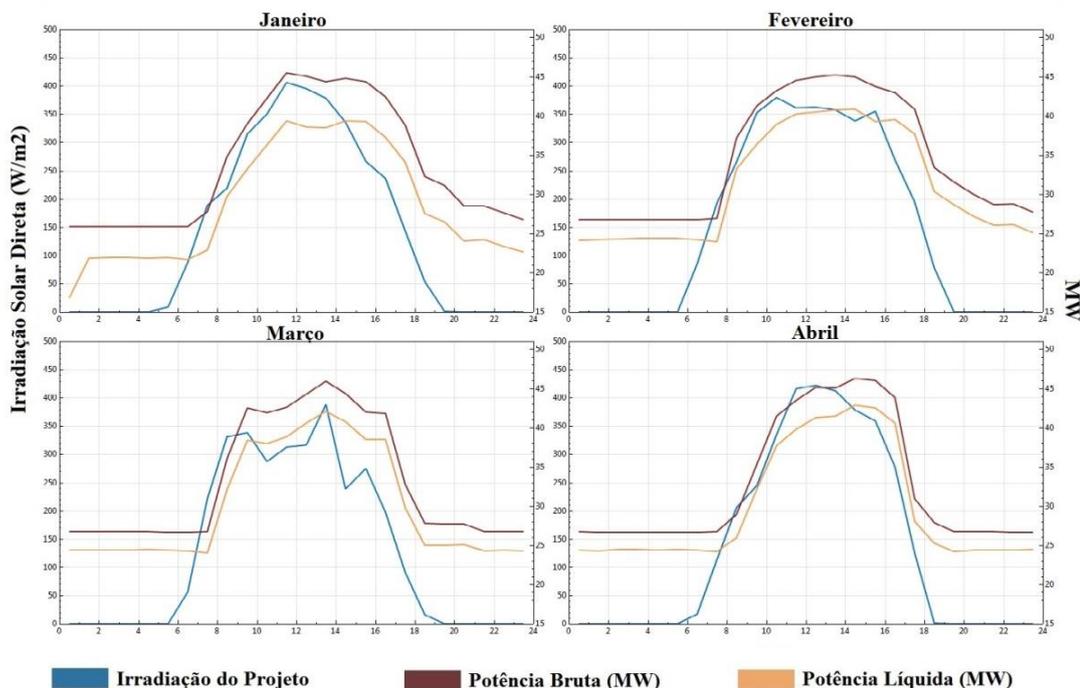


Figura 4-34. Potência líquida e DNI em janeiro, fevereiro, março e abril do TMY da usina CP+AT+H na cidade Curitiba. Eixo Y: Irradiação Solar Direta (DNI), eixo X: Horas

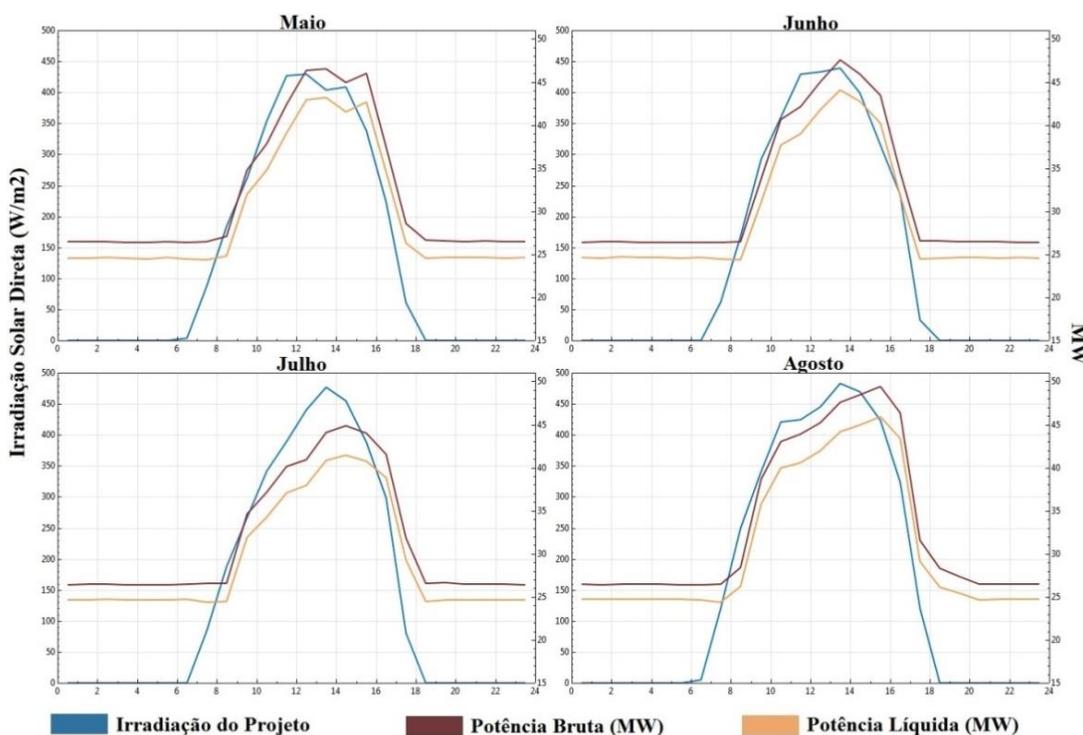


Figura 4-35. Potência líquida e DNI em maio, junho, julho e agosto do TMY da usina CP+AT+H na cidade Curitiba. Eixo Y: Irradiação Solar Direta (DNI), eixo X: Horas

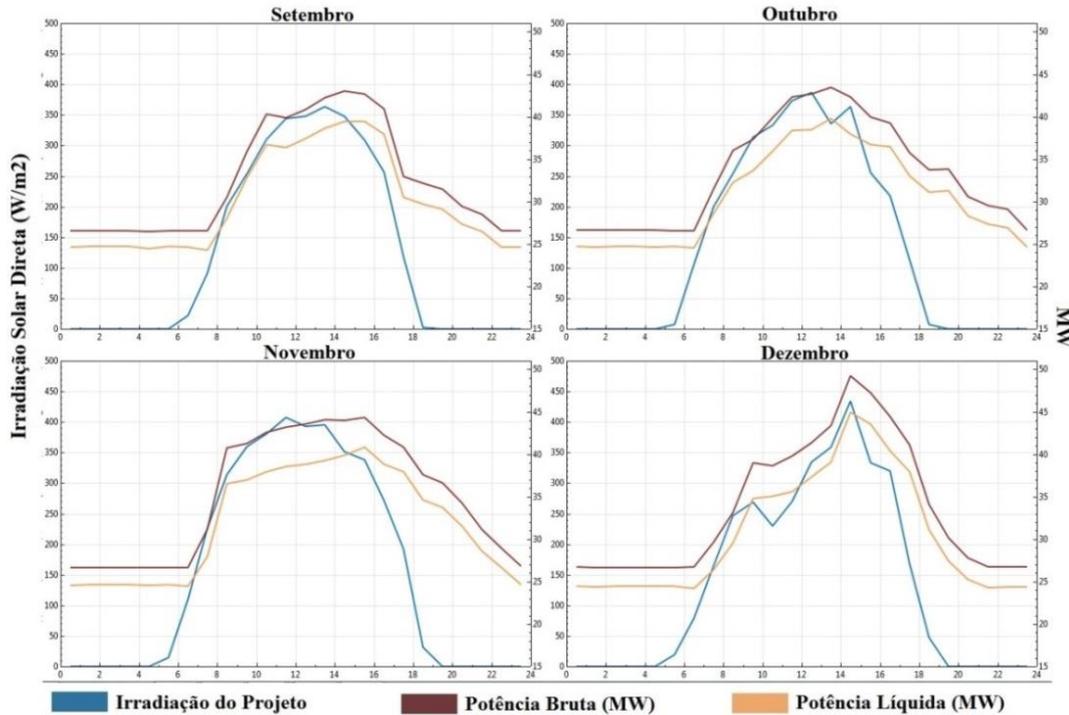


Figura 4-36. Potência líquida e DNI em setembro, outubro, novembro e dezembro do TMY da usina CP+AT+H na cidade Curitiba. Eixo Y: Irradiação Solar Direta (DNI), eixo X: Horas

4.1.4 Usina com Concentradores cilíndricos parabólicos simples operando com ciclo Rankine orgânico (CP-ORC).

Aqui é proposta uma usina com concentradores cilíndricos parabólicos que captam energia suficiente para operar um ciclo Rankine orgânico. O ORC é recomendado para trabalhar a baixas temperaturas, quando a faixa de temperaturas é alta é recomendado optar pelo ciclo Rankine convencional (água). A usina proposta é dimensionada com os parâmetros do campo solar da usina simples apresentada na secção 4.1.1. Para desenvolver a análise técnica e econômica, com o ciclo ORC não serão simuladas as usinas com armazenamento térmico, nem a usina com hibridização. O foco deste estudo é se aproximar com os casos das usinas comerciais que se encontram atualmente em operação, assim, procurou-se projetar cada usina deste capítulo com parâmetros reais. No caso da usina CP-ORC, apresentada nesta secção a potência bruta foi estabelecida nos valores das usinas CSP-ORC que tem atualmente no mundo (5 - 15 MW) [45].

Primeiramente, sendo definidas as faixas de temperaturas do campo solar com o Therminol VP-1 ($T_H = 390^\circ\text{C}$ e $T_L = 280^\circ\text{C}$) e as entalpias da informação dos fabricantes ($h_H = 987,6 \text{ kJ/kg}$ e $h_L = 508,8 \text{ kJ/kg}$ [140], foi selecionado o ORC com recuperação, que

opera com fluidos secos e é mais eficiente com altas temperaturas [90], devido à alta temperatura de evaporação, que possibilita ao vapor sair da turbina superaquecido [129]. O ciclo Rankine Orgânico, foi simulado no Excel com o modelo matemático desenvolvido por Izidoro [129], que tem informação da biblioteca CoolProp das propriedades termofísicas de 118 fluidos [141]. Para a escolha do fluido de trabalho, esta pesquisa utilizou como referência os fluidos secos que operam nas faixas de temperaturas propostas no campo solar. Assim, as melhores eficiências foram para os seguintes fluidos (Tabela 4-18):

Tabela 4-18. Eficiência máximas para os fluidos para um ORC com recuperação.

Fluido	m' fluido (kg/s)	Eficiência	W_{liq} (MW)
m-Xileno	15,2	26,8	2,271
o-Xileno	14,9	27,09	2,296
p-xileno	15,3	26,71	2,263
Tolueno	14,6	26,44	2,240

O ciclo Rankine orgânico foi simulado na sua configuração básica, os equipamentos básicos são: turbina, trocador de calor, condensador e bomba. O fluido selecionado foi o o-Xileno foi escolhido por apresentar melhor eficiência na faixa de temperaturas que o campo solar opera. Os parâmetros considerados nas simulações do ORC foram os seguintes [142]:

- O sistema foi considerado em regime permanente;
- As quedas de pressão nos trocadores de calor e tubulações foram desprezadas;
- As variações de energia cinética e potencial foram desprezadas;
- A temperatura na entrada (T_H) foi definida como 390°C;
- A temperatura na saída (T_L) foi definida como 280°C;
- O *pinch point* (ΔT_{pp}) mínimo admitido para o evaporador foi de 10°C e para o condensador, 5°C;

O ciclo Rankine orgânico normalmente é dimensionado para faixas de potência de 1,3 até 7 MW [143]. A usina proposta com ciclo Rankine convencional da seção 4.1.1, foi proposta com 50MW, mas neste caso será proposta uma usina com 5 módulos ORC de 2,296 MW somando uma potência de 11,480 MW, por que os custos do bloco de potência seriam muito altos e o investimento de capital inicial aumentaria consideravelmente.

O ciclo Rankine orgânico com recuperação, os equipamentos são: turbina, evaporador, bomba, condensador e recuperador.

Para as plantas simuladas nos 3 locais escolhidos do Brasil, foi analisada a influência do múltiplo solar na irradiação do projeto. No caso da usina proposta em Icapuí, no Ceara,

foram considerados valores de irradiação de projeto desde 500 W/m², que é o valor próximo da média dos meses com menores valores de irradiância no ano, até 750 W/m², que é a média dos dias com melhor irradiância do ano, fazendo análise paramétrica com valor do múltiplo solar de 1 e 1,2 (Tabela 4-19).

Tabela 4-19. Análise do Múltiplo Solar e Irradiação do projeto para Icapuí (ORC).

Irradiação do Projeto (W/m²)	Múltiplo Solar	Fator de Capacidade (%)
500	1	26,6762
500	1,2	28,781
550	1	26,4419
550	1,2	28,3686
600	1	26,1049
600	1,2	27,7759
650	1	25,7287
650	1,2	27,3879
700	1	25,3761
700	1,2	27,1867
750	1	24,8824
750	1,2	26,6405

Na Tabela 4-20, observa-se que a usina obtém melhor fator de capacidade ao ser dimensionada com múltiplo solar 1,2. A usina não consegue gerar a potência necessária para atender o ciclo termodinâmico, se fosse utilizada a irradiação de projeto abaixo de 700 W/m² e com valor de 750 W/m² o fator de capacidade diminui. Assim é adotado 700 W/m² de irradiação do projeto, e o fator de capacidade obtido 26,6%.

Na usina proposta para Brasília (Tabela 4-16) o fator de capacidade obtido com melhor resultado foi para uma irradiação de projeto de 400 W/m² com múltiplo solar 1,2. No entanto, as simulações da usina não atingem valores positivos não sendo suficiente para operar o ORC, tendo que se assumir para a irradiação do projeto com valor de 530 W/m² e múltiplo solar de 1,2. Assim o fator de capacidade foi de 22,4% para a cidade de Brasília.

Tabela 4-20. Análise do Múltiplo Solar e irradiação de projeto para Brasília (ORC).

Irradiação do Projeto (W/m²)	Múltiplo Solar	Fator de Capacidade (%)
350	1	24,811
350	1,2	26,3506
400	1	23,3138
400	1,2	25,1164
450	1	22,4457
450	1,2	24,0835
500	1	20,7536
500	1,2	22,8935
550	1	19,2266
550	1,2	21,9174

O Fator de capacidade diminui notoriamente para a usina proposta em Curitiba (Tabela 4-21), devido aos baixos níveis de DNI no local, projetos de energias renováveis com

Fator de planta inferior de 20% não são viáveis para serem desenvolvidos. Não obstante a usina foi simulada com irradiação de projeto de 400 W/m² e múltiplo solar 1,2 e o fator de capacidade foi de 15,7991. Se a usina fosse dimensionada com irradiação de projeto 350W/m² para obter o melhor fator de potência, a irradiação direta não seria suficiente para o campo solar movimentar o bloco de potência.

Tabela 4-21. Análise do Múltiplo Solar e irradiação de projeto Curitiba (ORC).

Irradiação do Projeto (W/m²)	Múltiplo Solar	Fator de Capacidade (%)
350	1	15,6306
350	1,2	16,6161
400	1	14,571
400	1,2	15,7991
450	1	13,9236
450	1,2	15,1054
500	1	12,7821
500	1,2	14,2222
550	1	11,8072
550	1,2	13,535

Na Tabela 4-22, mostra-se a energia anual que as usinas com concentradores cilíndricos parabólicos com ORC simuladas sem armazenamento térmico e sem combustível auxiliar conseguem gerar.

Tabela 4-22. Energia gerada por ano das usinas propostas (ORC).

Parâmetro	Icapuí	Brasília	Curitiba
Fator de capacidade	26,6 %	22,4%	15,8%
Energia Anual gerada	26,523 MWh	22,30 MWh	15,729 MWh

A distribuição da potência disponível no longo dos meses para a cidade de Icapuí pode ser observada nas Figuras (4-37, 4-38, 4-39). Os resultados da potência líquida mensal das plantas são analisados no ano típico meteorológico (TMY). Nos meses janeiro, fevereiro, março e abril a usina consegue gerar ao redor de 8 MW desde que entra em operação (8 horas), até que a radiação do sol não seja mais concentrada nos espelhos. Nos meses desde junho até agosto a usina gera um pouco menos de potência (9-10MW), mas desde setembro até dezembro os valores aumentam conseguindo gerar um pouco mais de 11MW com que foi planejada está usina.

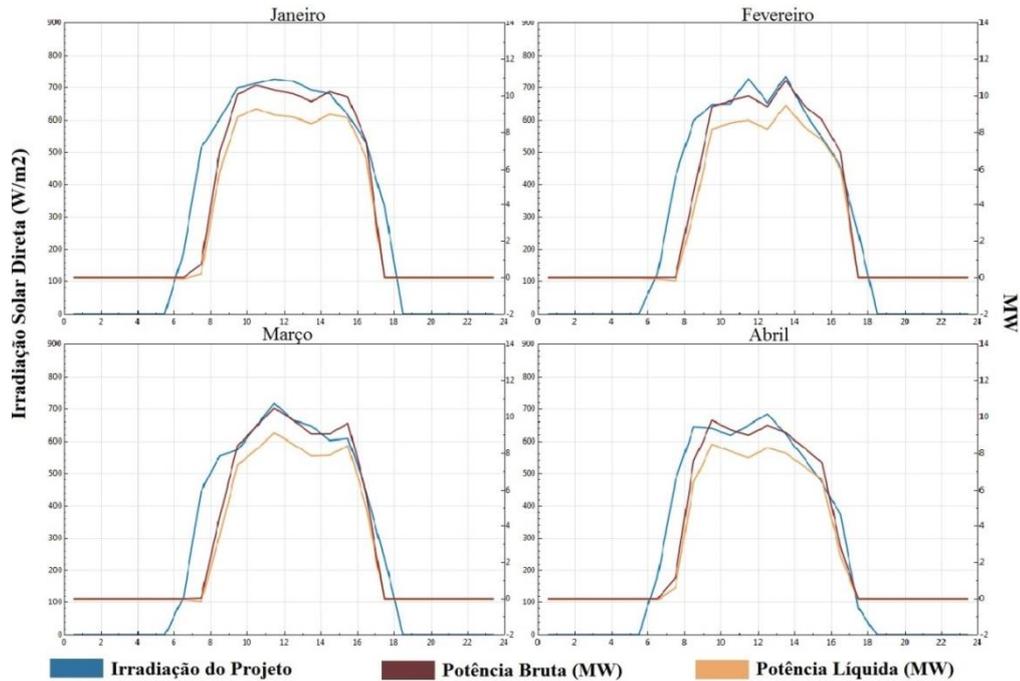


Figura 4-37. Potência líquida e DNI em janeiro, fevereiro, março e abril do TMY da usina CP-ORC na cidade Icapuí. Eixo Y: Irradiação Solar Direta (DNI), eixo X: Horas

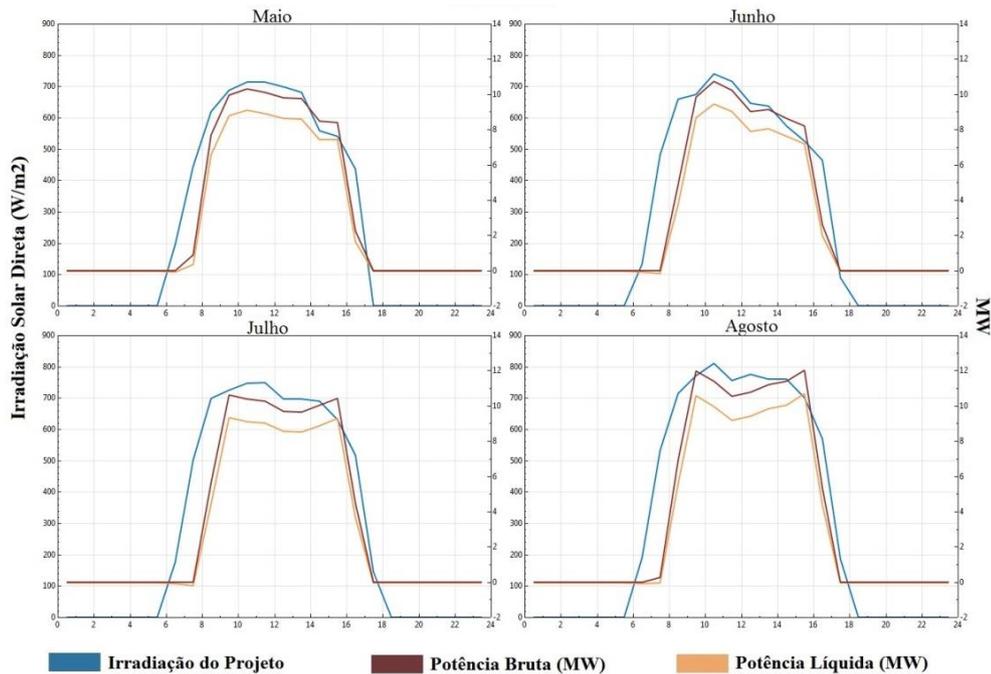


Figura 4-38. Potência líquida e DNI em maio, junho, julho e agosto do TMY da usina CP-ORC na cidade Icapuí. Eixo Y: Irradiação Solar Direta (DNI), eixo X: Horas

Nos meses mostrados na Figura 4-39, mostra que o valor da irradiação direta é maior comparada com os outros meses do ano, permitindo que a potência líquida da usina possa se aproximar da potência bruta.

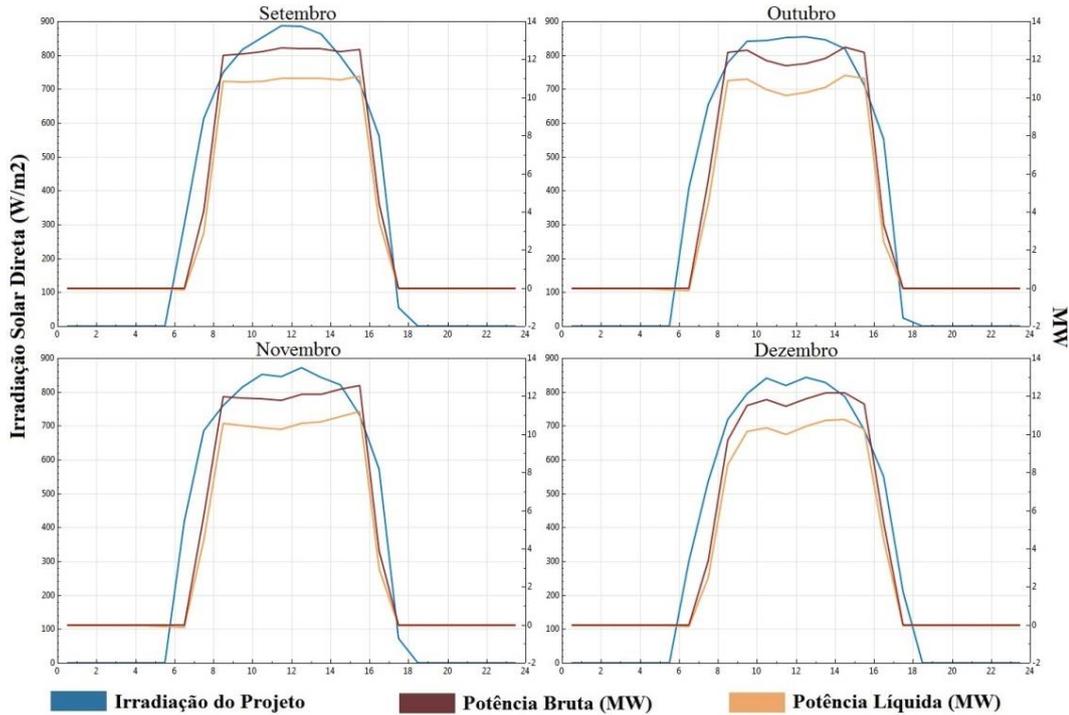


Figura 4-39. Potência líquida e DNI em setembro, outubro, novembro e dezembro do TMY da usina CP-ORC na cidade Icapuí. Eixo Y: Irradiação Solar Direta (DNI), eixo X: Horas

Nas Figura 4-40, 4-41 e 4-42, mostra-se os resultados da usina com ORC na cidade de Brasília, a potência disponível dos meses junho, julho e agosto, apresentam os melhores valores passando dos 10 MW. Porém, nos outros meses a geração é muito instável, chegando até 6 MW de potência líquida para o mês de dezembro.

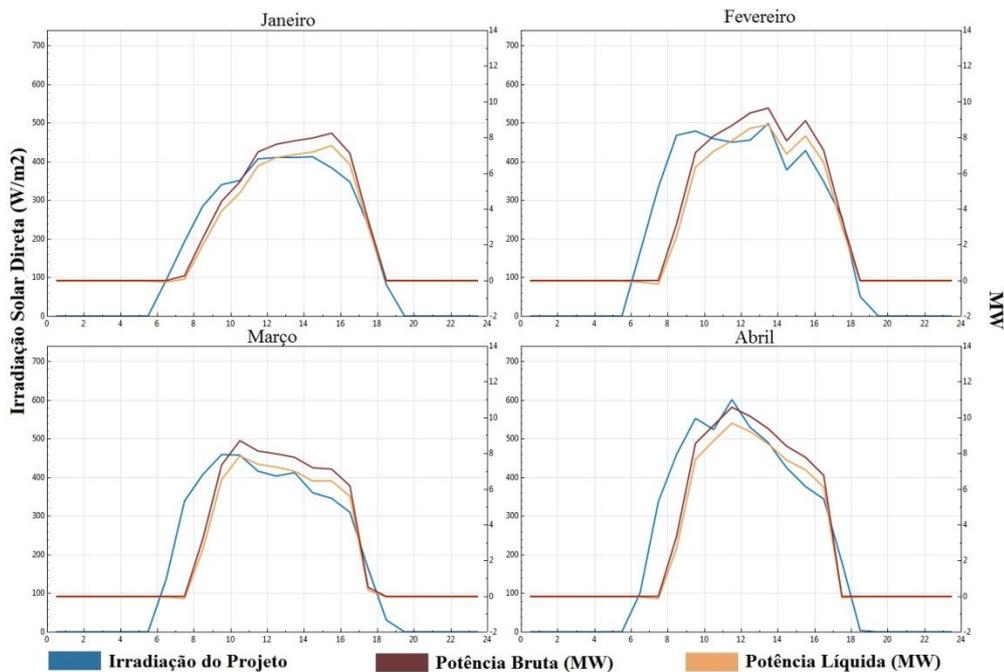


Figura 4-40. Potência líquida e DNI em janeiro, fevereiro, março e abril do TMY da usina CP-ORC na cidade Brasília. Eixo Y: Irradiação Solar Direta (DNI), eixo X: Horas

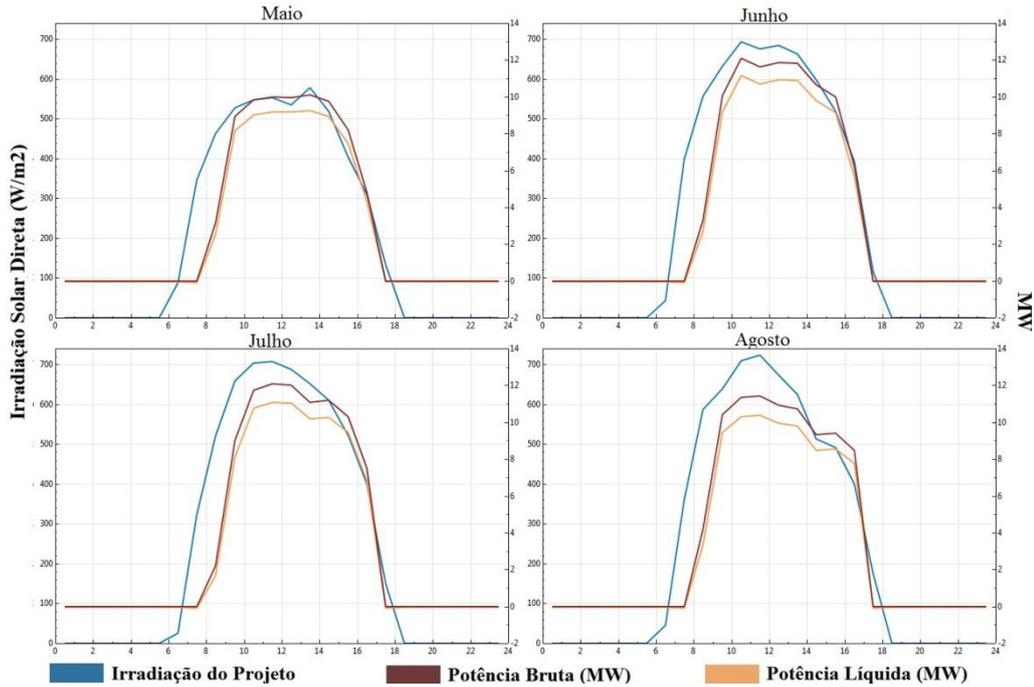


Figura 4-41. Potência líquida e DNI em maio, junho, julho e agosto do TMY da usina CP-ORC na cidade Brasília. Eixo Y: Irradiação Solar Direta (DNI), eixo X: Horas

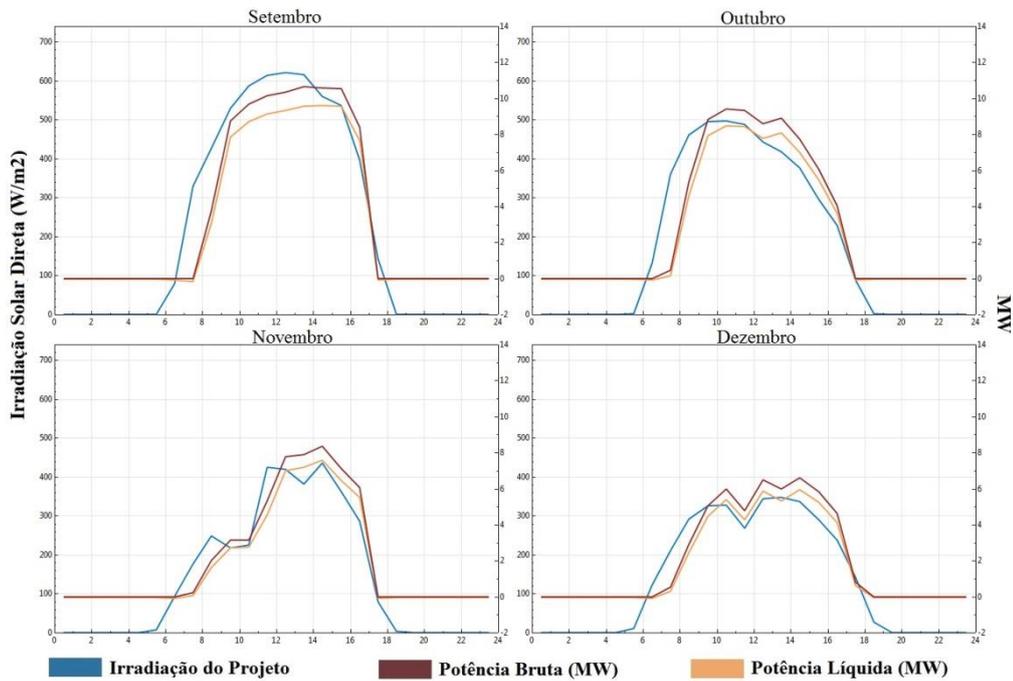


Figura 4-42. Potência líquida e DNI em setembro, outubro, novembro e dezembro do TMY da usina CP-ORC na cidade Brasília. Eixo Y: Irradiação Solar Direta (DNI), eixo X: Horas

Como se esperava, a usina proposta para a cidade de Curitiba apresentou os piores resultados de potência disponível (Figura 4-43, 4-44 e 4-45) comparado com os outros dois locais. Na maior parte dos meses a usina entregou só o 50% da sua capacidade nominal.

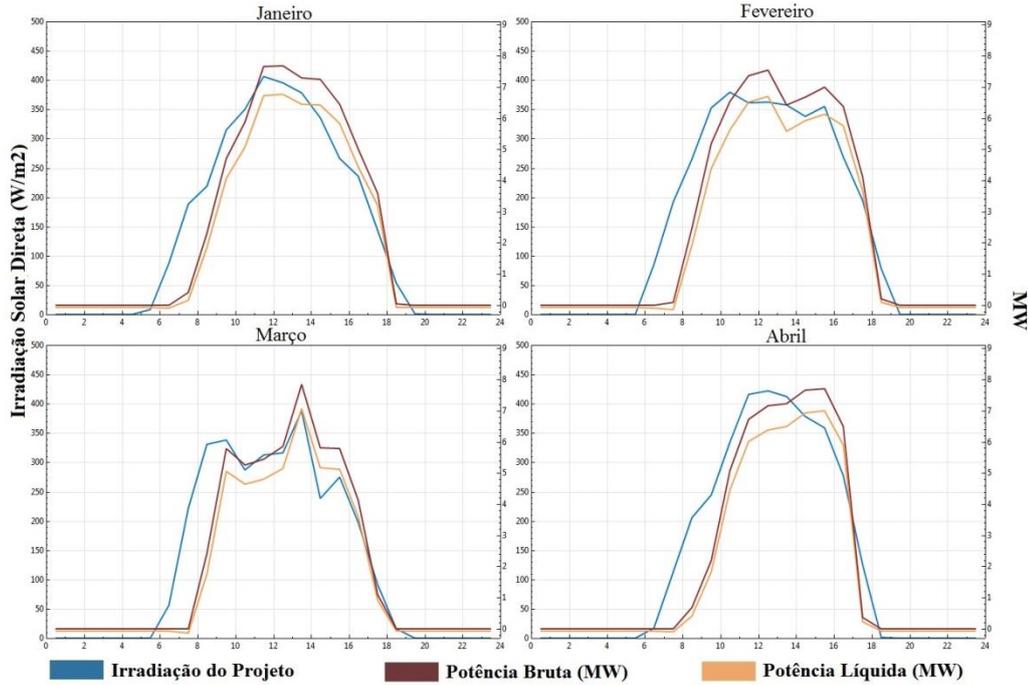


Figura 4-43. Potência líquida e DNI em janeiro, fevereiro, março e abril do TMY da usina CP-ORC na cidade Curitiba. Eixo Y: Irradiação Solar Direta (DNI), eixo X: Horas

No mês de agosto a potência líquida conseguiu se manter desde as 8 horas até 16 horas, oscilando em valores desde os 6 MW até os 8 MW, no entanto foi o valor mais alto de potência disponível para este local.

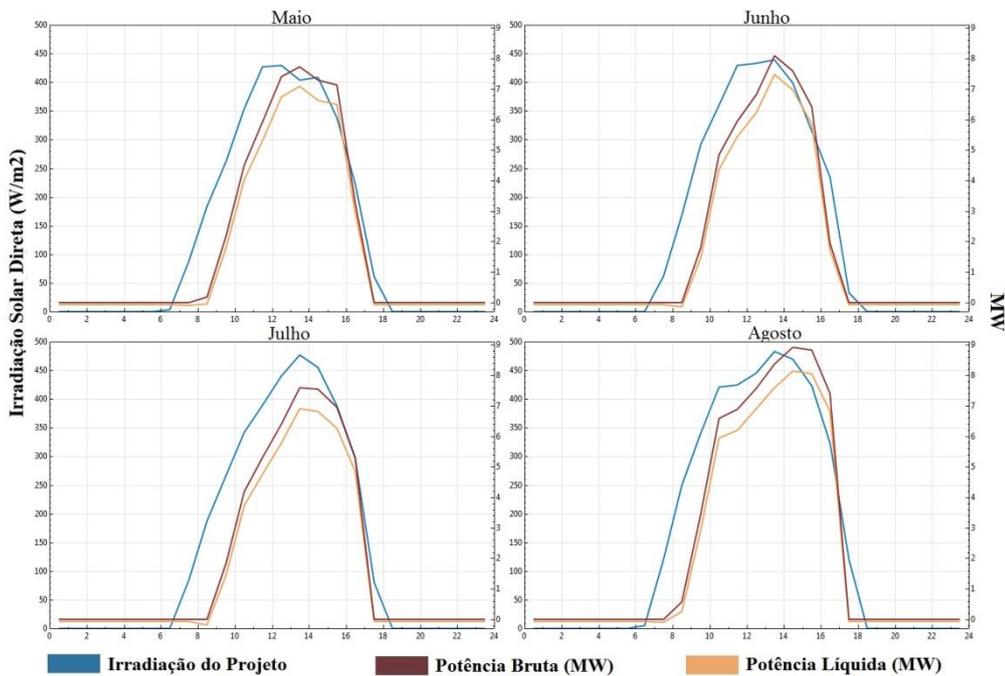


Figura 4-44. Potência líquida e DNI em maio, junho, julho e agosto do TMY da usina CP-ORC na cidade Curitiba. Eixo Y: Irradiação Solar Direta (DNI), eixo X: Horas

Na Figura 4-45, observe que a potência disponível do mês de dezembro foi muito instável, passando desde 4 MW até 7 MW.

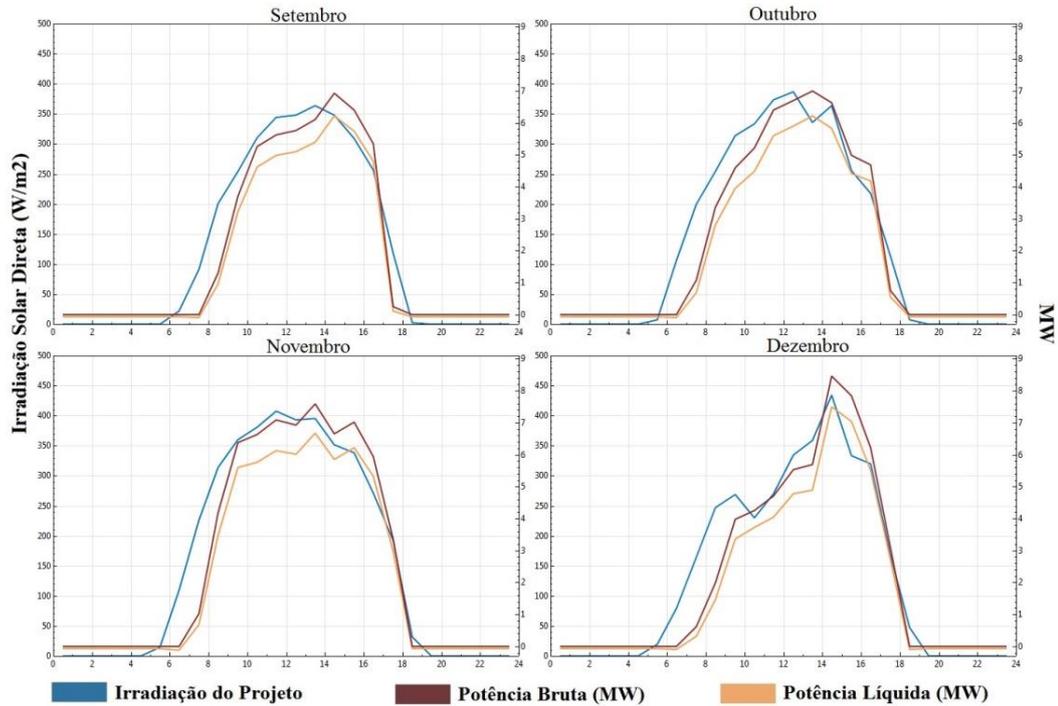


Figura 4-45. Potência líquida e DNI em setembro, outubro, novembro e dezembro do TMY da usina CP-ORC na cidade Curitiba. Eixo Y: Irradiação Solar Direta (DNI), eixo X: Horas

4.2 Plantas com Tecnologia de concentração no formato de Disco Parabólico e Motor Stirling

Para analisar a tecnologia de disco parabólico com motor Stirling foram desenvolvidas análises técnicas e econômicas dos equipamentos, e avaliada a operação e a geração de eletricidade. Assim é proposta uma usina baseada em um sistema Dish-Stirling comumente usados em plantas no mundo para avaliar seus parâmetros de construção e operação nas condições climatológicas dos locais propostos na seção 3.2.3. Embora as usinas com tecnologia Dish-Stirling se encontrem em fase de pesquisa e desenvolvimento, existe 1 usina com 75 MW na Grécia, uma de 50,76 MW no Chipre, 2 usinas de 1,5 MW nos Estados Unidos, e 4 usinas de 1 MW na Espanha, China, Índia e Brasil (Laboratório de Energia Heliotérmica – UNIFEI). A tecnologia Dish-Stirling é modular, cada sistema tem seu próprio gerador, e que podem ser montados para formar plantas de maior capacidade. As usinas com tecnologia Dish-Stirling em estágio comercial no mundo encontram-se na faixa de 1 a 7 MW [121]. A usina proposta foi dimensionada com uma capacidade total de 5,625MW, com base

no sistema Dish-Stirling de 25kW para cada modulo destinado à geração de eletricidade centralizada, cujos parâmetros técnicos são apresentados na Tabela 4-23.

Tabela 4-23. Parâmetros de design da usina dish-Stirling.

Locais	Icapuí	Brasília	Curitiba
DNI (kWh/m^2)	2596,24	1737,4	1222,75
Parâmetros do Campo Solar			
Número de coletores Norte-Sul	15		
Número de coletores Leste-Oeste	15		
Número de coletores	225		
Velocidade do vento de arrumação (m/s)	16		
Capacidade da usina (MW)	5,625		
Separação de coletores Norte-Sul (m)	15		
Separação de coletores Leste-Oeste (m)	15		
Parâmetros do Coletor			
Área projetada dos espelhos (m^2)	87,7		
Área total dos espelhos (m^2)	91		
Refletância (0,1)	0,94		
Insolação de corte (W/m^2)	200		
Parâmetros do receptor			
Diâmetro de abertura do receptor (m)	0,184		
Rugosidade (m)	0,075		
Condutividade térmica (W/m^*K)	0,06		
Absorbância do absorvedor	0,9		
Área da superfície do absorvedor (m^2)	0,6		
Absorção da parede da cavidade	0,6		
Área da superfície da parede da cavidade (m^2)	0,6		
Diâmetro de abertura do receptor para o fator de interceptação de referência	0,46		
Profundidade interna da cavidade perpendicular à abertura	0,46		
Motor Stirling			
Capacidade de geração unitária (kW)	25		
Temperatura ajustada da cabeça do aquecedor	993		
Temperatura mínima da cabeça do aquecedor	973		
Velocidade de Operação do Motor	1800		
Volume do motor deslocado	$3,8 \times 10^{-4}$		
Coefficiente constante de Beale	$4,247 \times 10^{-2}$		
Coefficiente de primeira ordem de Beale	$1,682 \times 10^{-5}$		
Coefficiente de segunda ordem de Beale	$-5,105 \times 10^{-10}$		
Coefficiente de terceira ordem de Beale	$7,07260 \times 10^{-15}$		
Coefficiente da quarta ordem de Beale	$-3,586 \times 10^{-20}$		
Coefficiente de Constante de Pressão	$6,58769 \times 10^{-1}$		
Coefficiente de pressão de primeira ordem	$2,34963 \times 10^{-4}$		

A área necessária para a planta é de 50.625m². O número de coletores necessário é 225, dividido em 15 fileiras de coletores na direção Norte-Sul e 15 fileiras na direção Leste-Oeste, pois no software ainda não é possível simular sistemas com rastreamento solar.

Uma vez que a potência bruta é definida, a potência líquida pode ser encontrada, subtraindo a energia utilizada para operar os sistemas de rastreamento, resfriamento e controle. As perdas parasitas são assumidas de acordo com [84] e são apresentadas na Tabela 4-24:

Tabela 4-24. Perdas parasitas, associadas com os equipamentos do sistema.

Sistema de rastreamento	
Energia do Sistema de Controle, Média. (W)	
Sistema de resfriamento bombas e ventiladores	
Velocidade da bomba (rpm)	1800
Velocidade do ventilador 1 (rpm)	400
Velocidade do ventilador 2 (rpm)	550
Velocidade do ventilador 3 (rpm)	650
Fluido de resfriamento	
Temp. Para a Velocidade do Ventilador 2(°C)	10
Temp. Para Velocidade do ventilador 3 (° C)	30
Tipo de fluido de resfriamento	50% ethylene glycol (EG)
Eficiência de resfriamento	0,7
Eficiência do Radiador	0,7

A potência líquida do sistema Dish-Stirling é dada pela Equação 4.15:

$$P_{líq} = P_{bruta} - \sum P_{parasitas} \quad (4.15)$$

As Figuras 4-46, 4-47 e 4-48, mostram os resultados das simulações desenvolvidas para os sistemas Dish-Stirling, na cidade de Icapuí, que se caracterizou por ter o melhor índice de irradiação direta no Brasil, nos meses de janeiro, fevereiro e março a potência líquida é menor devido ao baixo nível de DNI no local, a usinas não consegue gerar nem o 50% da potência bruta. Só nos meses de setembro, outubro, novembro e dezembro que a usina consegue gerar um pouco mais de 4 MW em algumas horas do dia.

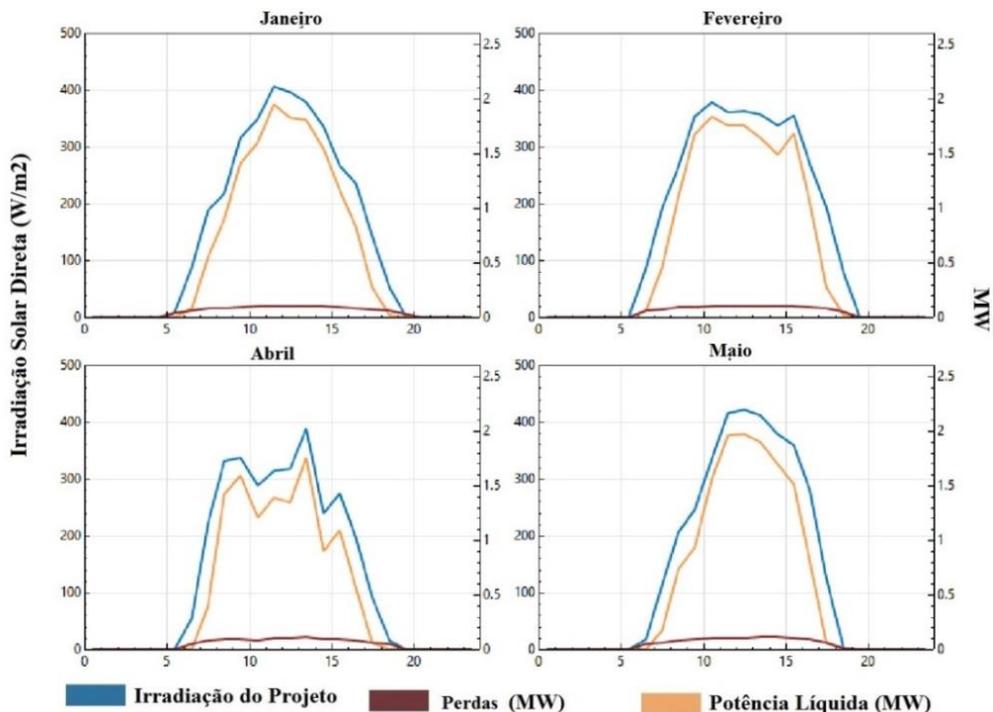


Figura 4-46. Potência líquida e DNI em janeiro, fevereiro, março e abril do TMY da usina Dish-Stirling em Icapuí. Eixo Y: Irradiação Solar Direta (DNI), eixo X: Horas

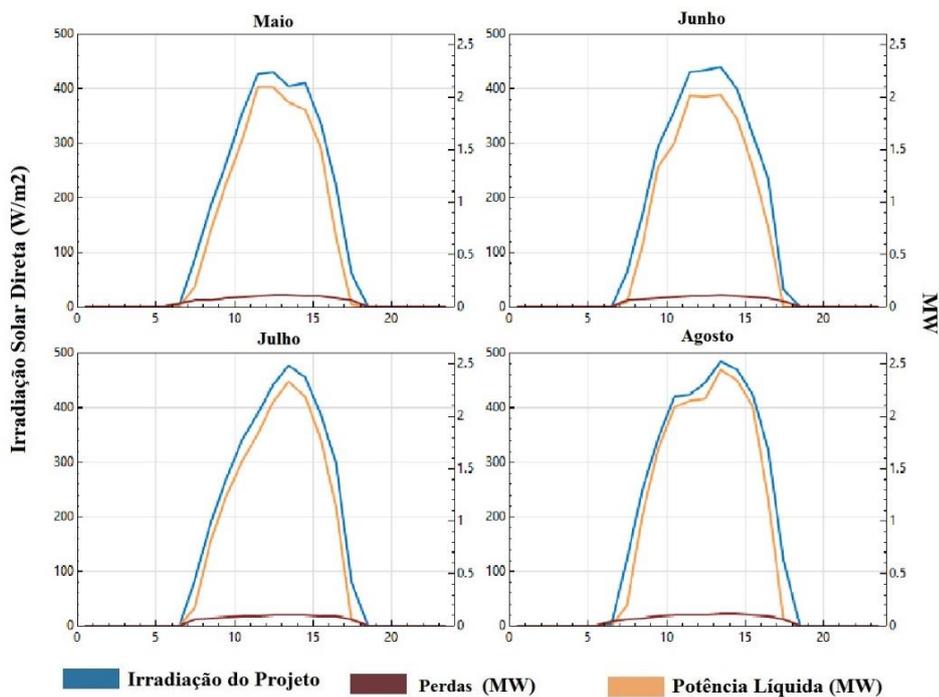


Figura 4-47. Potência líquida e DNI em maio, junho, julho e agosto do TMY da usina Dish-Stirling em Icapuí. Eixo Y: Irradiação Solar Direta (DNI), eixo X: Horas

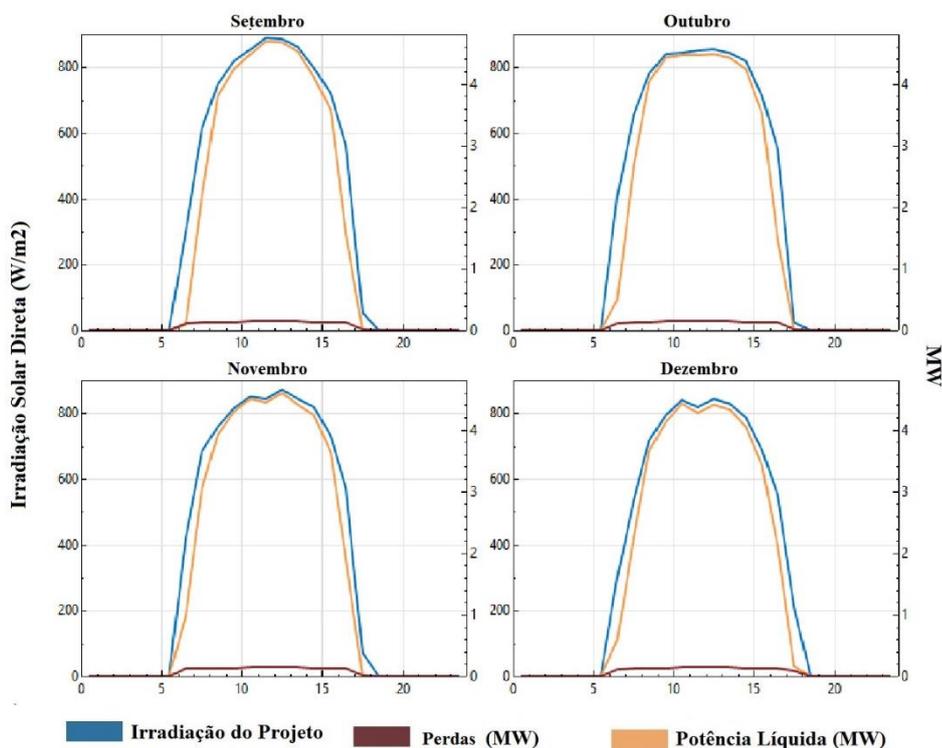


Figura 4-48. Potência líquida e DNI em setembro, outubro, novembro e dezembro do TMY da usina Dish-Stirling em Icapuí. Eixo Y: Irradiação Solar Direta (DNI), eixo X: Horas

No caso da usina simulada em Brasília a potência líquida nos meses junho, julho e agosto foi de 3,5MW (Figuras 4-49, 4-50 e 4-51).

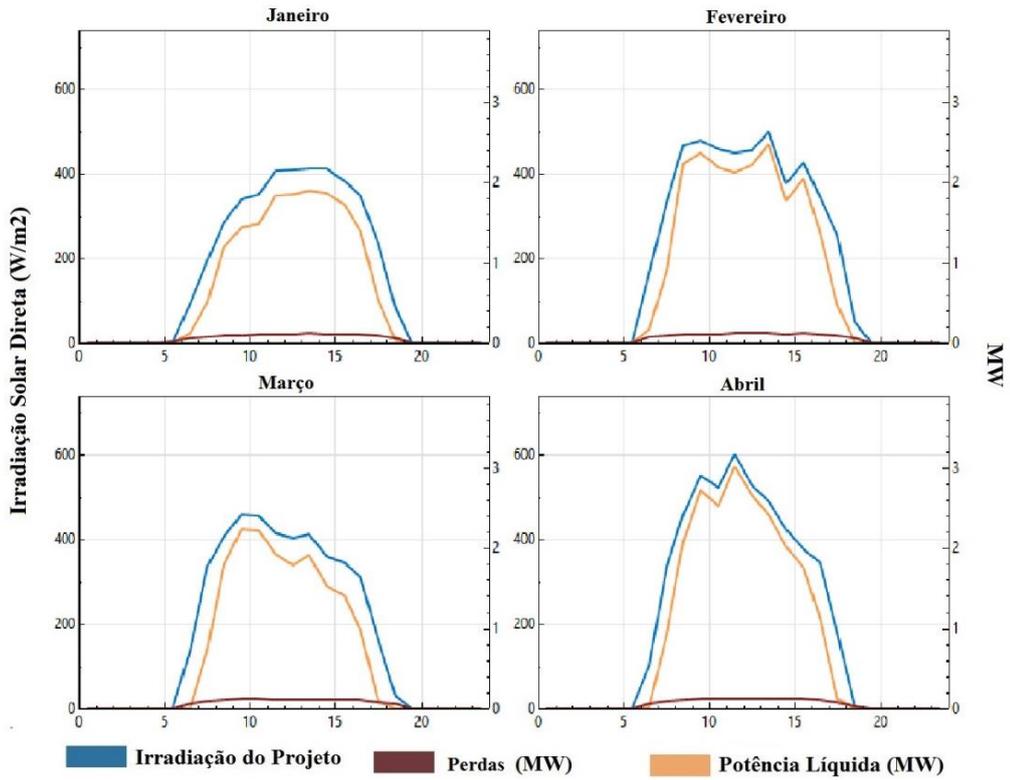


Figura 4-49. Potência líquida e DNI em janeiro, fevereiro, março e abril do TMY da usina Dish-Stirling em Brasília. Eixo Y: Irradiação Solar Direta (DNI), eixo X: Horas

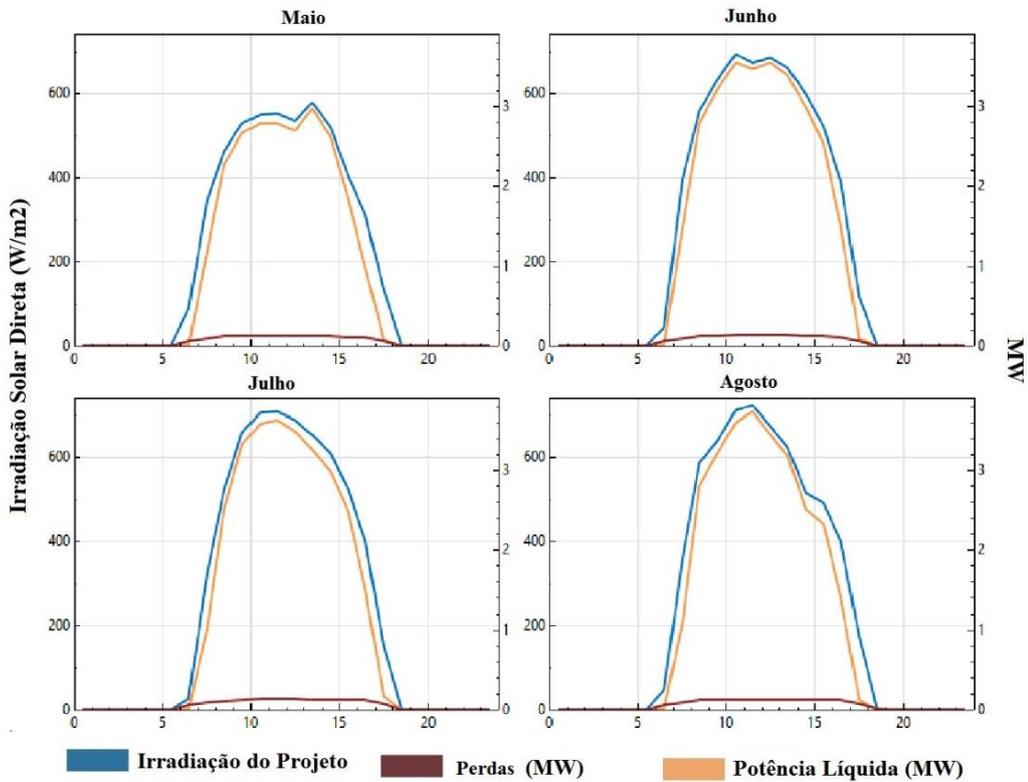


Figura 4-50. Potência líquida e DNI em maio, junho, julho e agosto do TMY da usina Dish-Stirling em Brasília. Eixo Y: Irradiação Solar Direta (DNI), eixo X: Horas

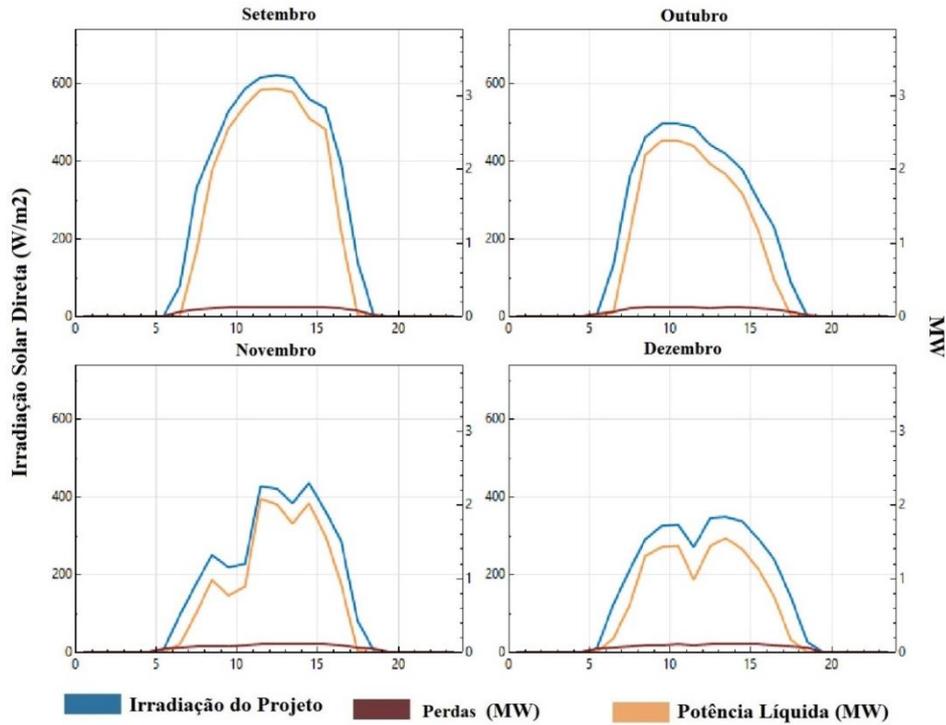


Figura 4-51. Potência líquida e DNI em setembro, outubro, novembro e dezembro do TMY da usina Dish-Stirling em Brasília. Eixo Y: Irradiação Solar Direta (DNI), eixo X: Horas

No caso da usina simulada em Curitiba, a maior potência líquida obtida foi de 2,3MW para os meses de Julho e Agosto. Nos outros meses do ano a usina gerou menos de 2MW, o pior mês foi abril com 1,5MW apenas algumas horas do dia (Figuras 4-52, 4-53 e 4-54).

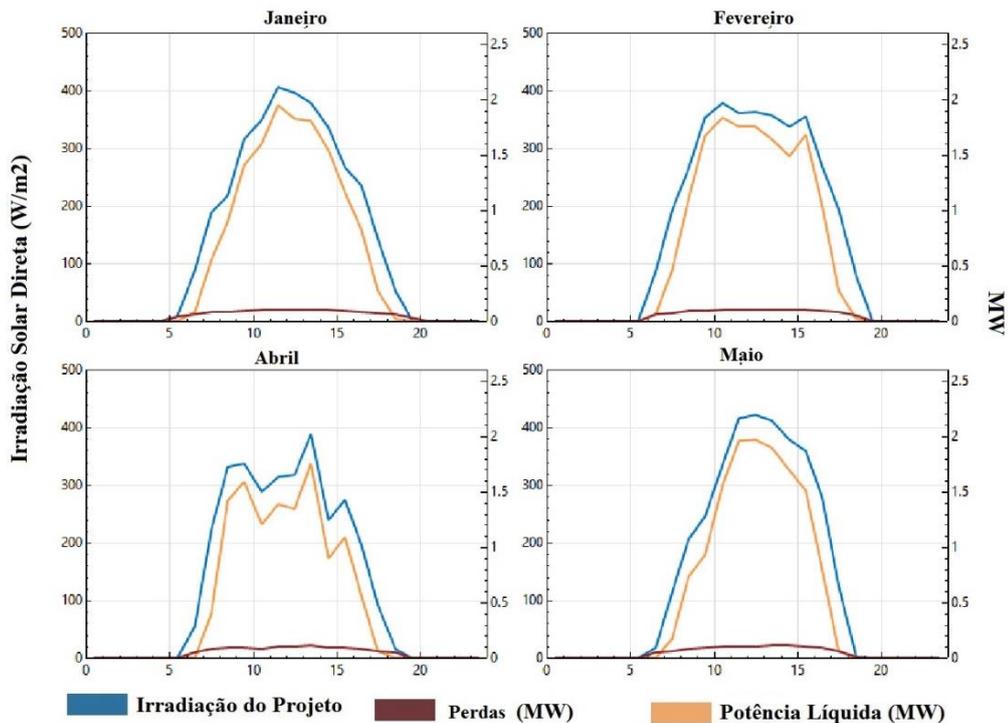


Figura 4-52. Potência líquida e DNI em janeiro, fevereiro, março e abril do TMY da usina Dish-Stirling em Curitiba. Eixo Y: Irradiação Solar Direta (DNI), eixo X: Horas

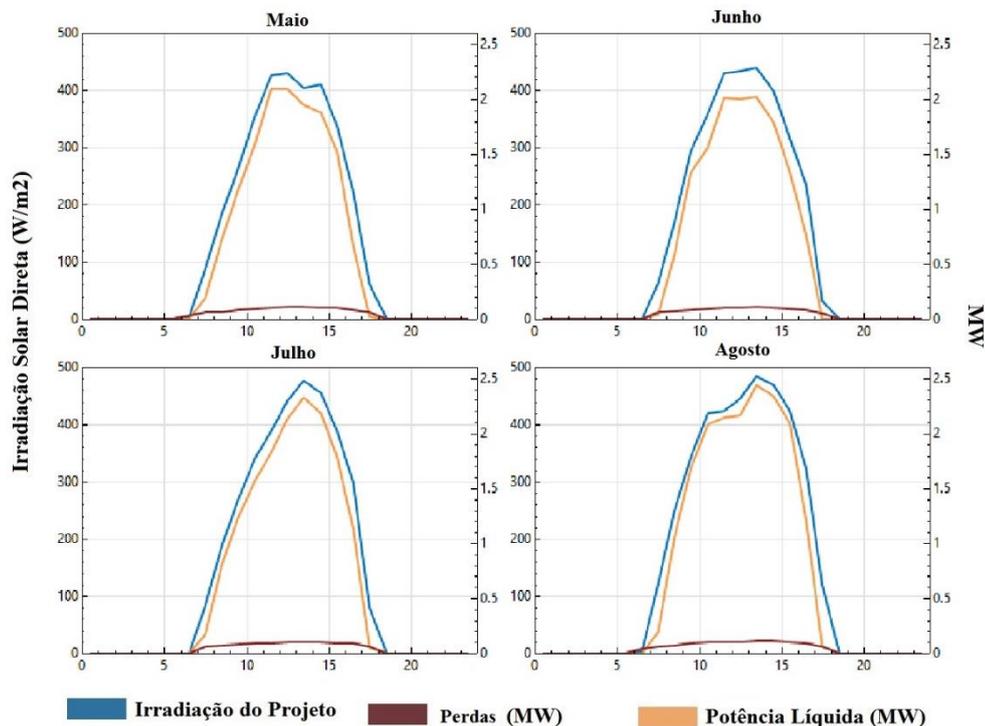


Figura 4-53. Potência líquida e DNI em maio, junho, julho e agosto do TMY da usina Dish-Stirling em Curitiba. Eixo Y: Irradiação Solar Direta (DNI), eixo X: Horas

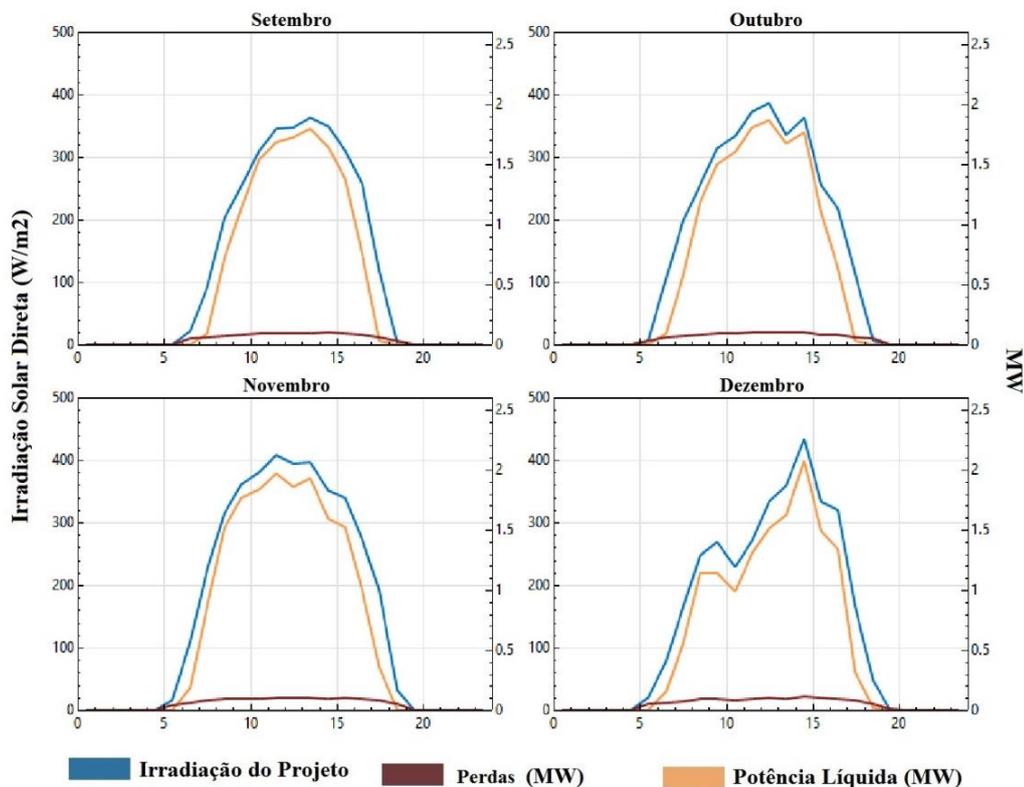


Figura 4-54. Potência líquida e DNI em setembro, outubro, novembro e dezembro do TMY da usina Dish-Stirling em Curitiba. Eixo Y: Irradiação Solar Direta (DNI), eixo X: Horas

A usina proposta na cidade Icapuí conseguiu gerar 11,37 *GWh* no primeiro ano, em Brasília a usina gerou 6,98 *GWh*, e na cidade de Curitiba 4,72 *GWh*.

São apresentados os principais resultados da análise técnica:

Na Tabela 4-25 é mostrado o resumo dos resultados da análise técnica, das plantas propostas com concentrador cilíndrico parabólico e ciclo Rankine convencional nas diferentes cidades.

Tabela 4-25. Resumo dos resultados das plantas CP.

Parâmetro	Icapuí	Brasília	Curitiba
Fator de capacidade	28,9 %	22,9%	15,07%
Energia Anual gerada	125,436 Wh	99,35MWh	69,152MWh

Na Tabela 4-26 é mostrado o resumo dos resultados da análise técnica, das plantas propostas com concentrador cilíndrico parabólico e ciclo Rankine convencional com armazenamento térmico nas diferentes cidades.

Tabela 4-26. Resumo dos resultados das plantas CP-AT.

Parâmetro	Icapuí	Brasília	Curitiba
Fator de capacidade	45,3 %	36,9%	17,3%
Energia Anual gerada	195,538 MWh	160,192MWh	75,203MWh

Na Tabela 4-27 é mostrado o resumo dos resultados da análise técnica, das plantas propostas com concentrador cilíndrico parabólico e ciclo Rankine convencional nas diferentes cidades

Tabela 4-27. Resumo dos resultados das plantas CP-AT-H.

Parâmetro	Icapuí	Brasília	Curitiba
Fator de capacidade	72,2%	69,1%	31 %
Energia Anual gerada	12,959MWh	299,604MWh	134,380MWh

Na Tabela 4-28 é mostrado o resumo dos resultados da análise técnica, das plantas propostas com concentrador cilíndrico parabólico e ciclo Rankine orgânico nas diferentes cidades.

Tabela 4-28. Resumo dos resultados das plantas CP-ORC.

Parâmetro	Icapuí	Brasília	Curitiba
Fator de capacidade	26,6 %	22,4%	15,8%
Energia Anual gerada	26,523 MWh	22,30 MWh	15,729 Wh

Na Tabela 4-29 é mostrado o resumo dos resultados da análise técnica, das plantas propostas com Dish-Stirling nas diferentes cidades.

Tabela 4-29. Resumo dos resultados das plantas Dish-Stirling.

Parâmetro	Icapuí	Brasília	Curitiba
Fator de capacidade	23,1 %	14%	9,6%
Energia Anual gerada	11,37 MWh	6,895 MWh	4,722 Wh

5 ANÁLISE ECONÔMICA

Para as usinas propostas no capítulo 4, foi desenvolvida a análise econômica das tecnologias visando na geração de eletricidade. Foi calculado o custo nivelado de energia (LCOE) das plantas no longo do tempo. Para as tecnologias com concentradores cilindro parabólico são comparadas e analisadas em dois cenários: no primeiro (base), é descrito no atual contexto de incentivos do Brasil, que inclui o regime fiscal atual, as políticas dos órgãos financiadores, com referência às características técnicas das plantas CSP propostas. O cenário alternativo compreende propostas de incentivos fiscais e financeiros para a implantação das usinas. A tecnologia Dish-Stirling foi analisada no cenário alternativo proposto para a usina com cilindro parabólico. Na análise econômica não se busca avaliar em detalhes os custos dos equipamentos no cenário da realidade brasileira. Assim, adotaram-se os custos conforme padrões internacionais.

Seguidamente foram levantados os custos diretos de capital, custos indiretos e custos de operação e manutenção (O&M) das usinas analisadas.

5.1 Metodologia para a análise de custos

5.1.1 Concentradores cilíndricos parabólicos

As usinas propostas anteriormente com concentradores cilindro parabólicos são simuladas em um cenário base e um cenário alternativo. Os parâmetros financeiros para cada cenário são apresentados na Tabela 5-1. Os tributos são simplificados como uma tributação federal única. Lodi [144], considerou para uma usina de 30 MW localizada no nordeste do Brasil, os seguintes impostos: 8% de imposto de renda (IR), 3,65 e 9,25% de PIS/COFINS E 12% para Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL), tendo um total de 29,25% em tributos federais. Devido à falta de pesquisas e projetos propostos no Brasil, foram considerados os parâmetros financeiros definidos por Soria [36], Shaeffer [145] e Malagueta [106]: no cenário base 34% de impostos (27% de imposto de renda e 7% de contribuições), e no cenário alternativo são propostos incentivos fiscais, como a diminuição da taxa fiscal PIS/PASEP e COFINS em 7%, comparado com o cenário base, esta taxa cai de 12% para 5%, sendo um total de 27% de tributos fiscais (Tabela 5-1).

Tabela 5-1. Parâmetros financeiros.

	Cenário	
	Base	Alternativo
Período de análise	30 anos	
Inflação	Não considerada	
Taxa real de desconto	10%	
Tributos	34%	27%
Seguro	0,5% do custo total instalado	
Valor residual	0% do custo total instalado	
Prazo de amortização	sem	16 anos
Taxa de Juros	sem	7,4% a.a
Fração da dívida	sem	70%
TIR mínima requerida	15% (a.a)	

Segundo [27] o risco para os investidores financiar um projeto com tecnologia Heliotérmica no Brasil ainda é muito alto, pois trata-se de uma tecnologia que nunca foi utilizada e não se tem usinas instaladas. Portanto a taxa de juros seria muito alta. Assim considera-se que a planta é construída com financiamento de capital próprio. No cenário, alternativo considerou-se que linhas especiais de crédito são oferecidas para projetos com fontes renováveis no Brasil. Neste caso, para plantas com tecnologia CSP. Esses créditos são oferecidos pelo FINEM do BNDES. O valor mínimo de financiamento do FINEM é de 10 milhões de reais e o prazo de amortização de até 16 anos. A participação máxima do BNDES é 80% dos itens financiáveis, como: aquisição de máquinas e equipamentos que não sejam fabricados no Brasil, internalização dos bens importados. Como esta tecnologia ainda não é consolidada no Brasil e nem há na atualidade fabricantes nacionais dos equipamentos CSP, a compra dos equipamentos seriam os itens financiáveis. O valor estimado é 70% da fração de dívida. O valor do seguro de 0,5% foi adotado em concordância com projetos que se encontram em operação [61].

No SAM, os custos da usina são analisados em três grupos:

- Custos diretos de capital;
- Custos indiretos de capital;
- Custo de operação e manutenção (O&M).

Os custos diretos associados à usina são os seguintes:

- Campo solar: aqui são incluídos os coletores, receptores, válvulas, sistemas de rastreamentos solar, e mão de obra da instalação;

- Preparação do terreno: como o sistema necessita do rastreamento solar, é necessário que o terreno seja plano, devido a que os espelhos, os receptores e o sistema de tubos são frágeis;
- Sistema de transferência de calor: fluido de transferência de calor, bombas, dutos e mão de obra;
- Sistema de armazenamento: tanques, fluido de armazenamento, dutos e mão de obra da instalação;
- Bloco de potência: turbina a vapor, condensador, trocador de calor, bomba, tubulação, válvulas, e mão de obra da instalação;
- Sistema de backup: caldeira auxiliar, materiais e mão de obra da instalação;
- Contingência (este valor é determinado como porcentagem do custo da planta e adicionado para cobrir incertezas inerentes na instalação do projeto). A porcentagem depende da experiência existente em relação ao processo e projeto no local ou país. Quanto menor a experiência com o projeto, maior será a porcentagem adotada [106].

Os custos indiretos associados são os seguintes:

- Engenharia, projeto e construção (EPC): este valor pode ser fixo ou um percentual dos custos diretos de capital, inclui custos associados ao projeto e construção da usina, como: consultorias, permissões ambientais, documentos legais, comissões, estoque de equipamentos e peças de reposição;
- Custo da terra: este valor pode ser fixo ou pode estar em função dos custos indiretos.

Os custos de operação e manutenção são os seguintes:

- Custo fixo anual (\$/ano);
- Custo fixo por capacidade (\$/kW/ano);
- Custo variável por potência líquida (\$/MWh);
- Custo do combustível fóssil (\$/MMBTU).

Os custos fixos do cenário base, para os concentradores cilindro parabólico, foram adotados pelo informe da IRENA [146] (Tabela 5-2):

Tabela 5-2. Custos de capital para a tecnologia de concentração cilindro parabólico.

	Fonte	Fluido de transferência de calor	Múltiplo Solar	Armazenamento (h)	Fator de Capacidade (%)	Custo (2010 USD/kWe)	
Cilindro Parabólico	Turchi [72]	Óleo sintético	1,3	0	26	4600	
	Hinkley [147]	Óleo sintético	1,3	0	23	7144	
	Turchi	Óleo sintético	2	6	41	8000	
	Turchi	Óleo sintético	2	6,3	47-48	8950-9810	
	Hinkley	Óleo sintético	2	6	43	7732	
	Fichtner	Sais fundidos	2,8	4,5	50	7380	
			2,5		9	56	7550
			3	13,4	57		9140

Os custos da usina são calculados como custos de capital diretos, indiretos e custos de operação e manutenção. Os custos adotados encontram-se na Tabela 5-3 [28].

Tabela 5-3. Custos das usinas. Adaptado de [106]

Planta	Planta			
	CP	CP-AT	CP-AT-H	ORC
Custos de capital diretos				
Melhorias do local	30 US\$/m ²			
Campo Solar	170 US\$/m ²			
Fluido de transferência de calor	70 US\$/kWh			
Armazenamento térmico	0	75 US\$/kWe		
Sistema de Caldeira auxiliar	0	0	420 US\$/kWe	0
Bloco de potência	950 US\$/kWe			550 US\$/kWe
Contingencia	20%			
Custos de capital indiretos				
E-P-C e custos do proprietário	11% dos custos diretos			
Custo da terra	1.000 US\$/ha			
Custos de operação e manutenção				
Custo fixo por potência	131,70 US\$/kW-ano no cenário base 70 US\$/kW-ano no cenário alternativo			
Custo variável por geração	3 US\$/MWh			
Custo do combustível de hibridização	0 US\$/MMBTU	Gás Natural: 8,00 US\$/MMBTU		0 US\$/MMBTU

O objetivo do custo nivelado de eletricidade (LCOE) é calcular a unidade da eletricidade gerada principalmente por sistemas que fazem uso das energias renováveis. A unidade resultante da análise é $\$/kWh$, e é o resultado da avaliação executada durante o tempo de vida do projeto, tendo em conta o custo do investimento inicial (CAPEX), o custo da operação e manutenção (OPEX) e custos de financiamento vinculados aos juros sobre quaisquer empréstimos. Assim é representado o custo real da geração de eletricidade, onde o valor total é a somatória do CAPEX e do OPEX e dos custos de financiamento, excetuando as taxas de pagamentos de impostos e custos de importação no país, onde se planeja instalar a usina. São apresentadas na Figura 5-1 projeções dos diferentes equipamentos de uma CSP e o LCOE até 2020 [124].

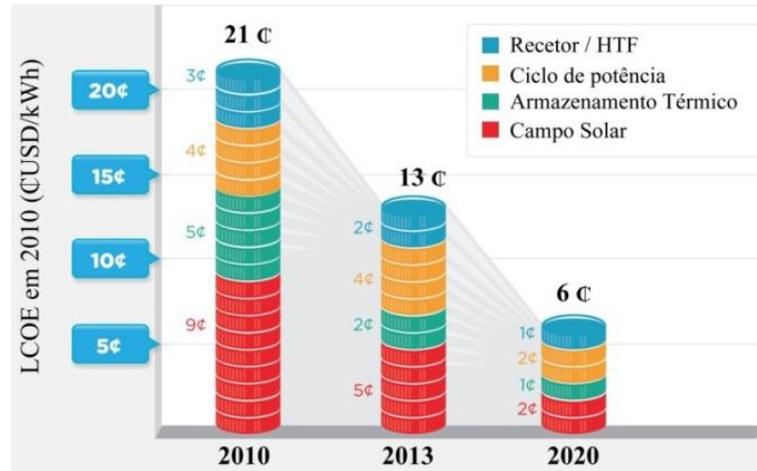


Figura 5-1. LCOE atuais e projeção [148].

No cenário base proposto sem incentivos fiscais, o SAM calcula o LCOE. As informações dos parâmetros foram obtidos com base no reporte de custos do IRENA [146] [149], os parâmetros são os seguintes:

- Custo capital (CC) (US\$): calculado pela potência gerada e o preço do kW em dólares. O preço do kW, para as usinas propostas foi tomado como referencia do reporte da IRENA do 2016, que conta com informações do 2014. Foram considerados os seguintes valores:
 - Usina CP: 4600 US\$/kW;
 - Usina CP-AT: 8000 US\$/kW;
 - Usina CP-AT-H: 9800 US\$/kW;
 - Usina CP-ORC: 5000 US\$/kW;
- Custos fixo por operação anual (FOC) (US\$): São os custos da operação e manutenção da usina, o valor referencia do SAM é 131,7 US\$/kW;
- Custo variável por operação (VOC) (US\$/kWh): Este valor foi assumido 0,03. O valor dos custos variáveis de algumas usinas comerciais [98], [96].
- Taxa fixa (FCR);
- Produção anual de eletricidade (AEP) (kWh)

A equação do custo nivelado de energia é a seguinte (4.1):

$$LCOE = \frac{FCR * CC + FOC}{AEP} + VOC \quad (4.1)$$

A taxa fixa é a receita necessária para cobrir o custo de investimento em projetos com tecnologias CSP. O valor foi definido por [150] e é usado em empreendimentos atuais. A equação da taxa de carga fixa é analisada usando os seguintes valores;

- Fator capital de amortização (CRF)
- Fator de financiamento do projeto (PFF)
- Fator de financiamento da construção (CFF)

$$FCR = CRF * PFF * CFF \quad (4.2)$$

O fator de financiamento do projeto é estimado pela equação 4.3.

$$CRF = \frac{1}{1 - \frac{1}{(1 + WACC)^N}} \quad (4.3)$$

Onde N é o período de análise e WACC é o custo do capital médio, calculado pela equação 4.4

$$WACC = \left(\frac{1 + \left((1 - DF) * ((1 + RROE) * (1 + i) - 1) \right) + DF * ((1 + RINT) * (1 + i) - 1 * (1 - TAX))}{1 + i} \right) - 1 \quad (4.4)$$

- DF = Fração de dívida a termo do projeto;
- RROE = Retorno real do investimento;
- RINT = Taxa de juros reais da dívida;
- i = Taxa de inflação

$$RROE = \frac{1 + IRR}{1 + i} - 1 \quad (4.5)$$

- IRR = Retorno nominal do investimento;

$$RINT = \frac{1 + NINT}{1 + i} - 1 \quad (4.6)$$

- NINT = taxa de juros nominal da dívida.

O fator de financiamento do projeto (PFF) é calculado pela equação 4.6:

$$PFF = \frac{1 - (TAX * PVDEP)}{1 - TAX} \quad (4.7)$$

- TAX = Taxa efetiva do imposto

$$TAX = STATE + FED * (1 - STATE) \quad (4.8)$$

- STATE = Taxas federais
- FED = Taxas federais

$$PVDEP = \sum_{n=0}^N \frac{DEP_n}{((1 + WACC) * (1 + i))^{(n+1)}} \quad (4.9)$$

- PVDEP = Valor presente da depreciação
- N = Ano de análise

Para calcular o fator de financiamento da construção é utilizada a equação 4.10.

$$CFF = \sum_{c=0}^C CON_c * (1 + (1 - TAX) * ((1 + NINT)^{(c+0,5)} - 1)) \quad (4.10)$$

Onde:

- COM = Cronograma de construção
- c = Ano de construção
- C = Período de construção em anos
- CINT = Taxa de juros da dívida da construção

O método descrito representa o fluxo de caixa apropriado para estágios preliminares de análise de viabilidade do projeto. É utilizado para estudos em larga escala de tendências de mercado e é o método base para as tecnologias que os laboratórios NREL adotam.

Para as plantas propostas na seção anterior, foi otimizado o valor de múltiplo solar em cada usina no capítulo 4, de modo que o fator de capacidade seja maior e também para que o LCOE seja o menor. A seguir é apresentado o resumo da análise econômica das simulações das usinas propostas no cenário base e no cenário alternativo, para os 3 locais analisados neste estudo.

Os melhores resultados obtidos foram para a cidade Icapuí no Ceara. Foi discutido no capítulo 3, que o DNI nos projetos com tecnologia CSP, é o principal fator para o sucesso da usina. No entanto, com os resultados obtidos para a cidade Brasília (1737,4 kWh/m²/ano), demonstrou-se que o local ainda tem potencial para serem instaladas quaisquer das usinas proposta. No caso de Curitiba (1222,75 kWh/m²/ano) só é viável se a usina obrigatoriamente conta com armazenamento térmico e hibridização.

No cenário base proposto para a cidade de Icapuí, LCOE foi superior a 20% nas 4 configurações propostas, nota-se que a usina com menor LCOE, foi a híbrida com armazenamento térmico, obtendo-se 18,86 USD¢/kWh. Um fator importante para ser considerado nestes projetos é o capital disponível para o investimento inicial, como foi proposto no cenário base com investimento de capital próprio, no caso da construção da usina híbrida com armazenamento térmico seria USD \$485.100.000. O resumo da análise econômica das plantas propostas em Icapuí (cenário base) é mostrado na Tabela 5-4.

A usina proposta para Icapuí com ORC no cenário base, teve um LCOE de 45,97 USD¢/kW, e o custo de investimento de capital inicial de USD \$58'826.000 (Tabela 5-4).

Tabela 5-4. Geração e Custos associados à planta em Icapuí (cenário base).

Local	Icapuí			
DNI	2596,24			
Configuração da Usina	CP	CP-AT	CP-AT-H	CP-ORC
LCOE (USD¢/kWh)	43,83	28,25	18,86	45,97
Potência líquida (MW)	50	50	50	11,36
Fator de capacidade (%)	28,9	45,3	72,2	26,6
Conversão bruta para líquida (%)	89,5	88,4	89,2	85,6
Uso anual de água (m³)	29,326	38,89	49,483	9,397
Custos de capital (Total) (milhões USD\$MW)	227,7	396	485,100	58,826
(FOC) Custo fixo por operação (USD/MW)	6,519	6,519	6,519	6,519
(VOC) Custo variável por operação (USD/kWh)	0,03	0,03	0,03	0,03
(FCR) Taxa fixa (0-1)	0,124	0,124	0,124	0,124

No cenário alternativo proposto para Icapuí o LCOE diminui consideravelmente comparado com o cenário base. No caso da usina simples e a usina com ORC, o resultado do LCOE é 23,63. Sendo que para a usina simples no cenário base o LCOE foi de 43,83 USD¢/kWh e no alternativo 20,71 USD¢/kWh. E para a usina com ORC no cenário base o LCOE foi de 45,97 USD¢/kWh e no alternativo 23,63 USD¢/kWh. Devido às premissas do estudo, a planta com armazenamento térmico e hibridização apresentaria os melhores resultados de todas as usinas simuladas, e poderia ofertar a eletricidade a 12,82 USD¢/kWh, com mais do 70% de fator de capacidade (Tabela 5-5).

Tabela 5-5. Geração e custos associados à planta em Icapuí (cenário alternativo).

Local	Icapuí			
DNI	2596,24			
Configuração da Usina	CP	CP-AT	CP-AT-H	CP-ORC
LCOE (USD\$¢/kWh)	20,71	21,74	12,82	23,63
Potência líquida (MW)	50	50	50	11,36
Fator de capacidade (%)	28,9	45,3	72,2	26,6
Parâmetros do Campo Solar				
Produção anual (GWh)	125,436	195,538	312,959	26,523
Conversão bruta para líquida (%)	89,5	88,4	89,2	85,6
Uso anual de água (m³)	29,326	38,89	49,483	9,397

Tabela 5-5. Geração e custos associados à planta em Icapuí (cenário alternativo). *Continuação...*

Custos de capital (diretos) (milhões USD\$/m²)				
Melhorias do local	10,233	12,437	12,437	3,306
Campo Solar	57,990	70,48	70,48	18,735
Fluido de transferência de calor	23,878	29,021	29,021	7,714
Armazenamento térmico	0	60,072	60,072	0
Sistema de Caldeira auxiliar	0	0	23,1	0
Bloco de potência	52,25	52,25	52,25	6,945
Contingencia (%)	30,190	48,372	50,792	7,643
Total de custos diretos (milhões USD\$)	181,142	290,235	304,755	45,860
Custos de capital (indiretos) (milhões USD\$/m²)				
EPC e custos do proprietário	19,925	31,925	33,523	5,044
Terra	0,740	0,900	0,900	0,239
Total de custos indiretos	20,66	32,826	34,423	5,283
Custos de Operação e manutenção				
Custo fixo por potência (USD/kWano)	70	70	70	70
Custo variável geração (USD/MWh)	3	3	3	3
Custo Combustível back-up (USD/MMBTU)	0	0	8	0
Total de custos de instalação (milhões USD\$)	201,809	323,061	339,178	51,144
Custo Total estimado por capacidade líquida (USD\$/kW)	4.076	6.526	6.852	4.500

A Tabela 5-6 apresenta os valores contratados por tipo leilão desde 2013 até 2016, no Brasil.

Tabela 5-6. Preço médio de contratação por leilão do Ministério de Minas e Energia do Brasil de 2013 a 2016 (R\$/MWh, a valores constantes) [133].

	2013		2014				2015				2016	
	12 LEE	Leilão. Estadual PE	13 LEE	19 LEN	6 LER	20 LEN	3 LFA	21 LEN	22 LEN	7 LER	8 LER	23 LEN
Usina hidrelétrica	182,57		270,72	121,0				154,99				
Pequena usina hidrelétrica						161,97		204,9	204,98			175,8
Eólica				130,05	142,31	136,04	177,47		181,09		203,45	
Bagaço de cana	190,0					201,58	210,33	275,25	210,73			225,02
Capim elefante												
Criadouro avícola												
Biogás												251,00
Resíduos de madeira			260,8			207,11		272,01	212,00			239,59
GN	191,6		262,0			205,5		279,0	214,25			258,00
GNL												
Carvão mineral nacional						201,98						
Carvão mineral importado												
Óleo combustível												
Óleo diesel												
Gás de processo												
Urânio												
Solar FV		228,63			215,53					301,79	297,75	

Observa-se, portanto que as usinas propostas não seriam competitivas no mercado brasileiro segundo as hipóteses propostas neste estudo. Para isto é necessário a introdução de novas políticas que incentivem o uso das tecnologias CSP, e assim diminuir os custos de instalação. Se não é esperado um leilão específico para a energia Heliotérmica, seria impossível que possa competir com as outras fontes de energia, sendo que o Brasil possui preços muito baixos para outras fontes renováveis como a hidráulica, PCH, eólica e biomassa.

No caso da cidade Brasília, para as usinas propostas o fator de capacidade obtido em todos os casos foi maior que 20%. O LCOE mais baixo foi para a usina com armazenamento térmico e hibridização, constatando-se que o local tem níveis aceitáveis de irradiação para tecnologias heliotérmica (Tabela 5-7).

Tabela 5-7. Geração e Custos associados à planta em Brasília a no (cenário base).

Local	Brasília			
DNI	2596,24			
Configuração da Usina	CP	CP-AT	CP-AT-H	CP-ORC
LCOE (USD\$/kWh)	56,61	33,98	19,57	57,02
Potência líquida (MW)	50	50	50	11,36
Fator de capacidade (%)	22,3	36,9	69,1	21,2
Conversão bruta para líquida (%)	88,9	87,7	90	85,1
Uso anual de água (m³)	33,076	43,140	19,57	21,2
Custos de capital (Total) (milhões USD\$MW)	227,7	396	485,100	58,826
(FOC) Custo fixo por operação (USD/MW)	6,519	6,519	6,519	6,519
(VOC) Custo variável por operação (USD/kWh)	0,03	0,03	0,03	0,03
(FCR) Taxa fixa (0-1)	0,124	0,124	0,124	0,124

Comparando o cenário alternativo com o cenário base, a usinas diminuirão o LCOE, nas 4 configurações propostas (Tabela 5-8).

Tabela 5-8. Geração e custos associados à planta em Brasília (cenário alternativo).

Local	Brasília			
DNI	1737,4			
Configuração da Usina	CP	CP-AT	CP-AT-H	CP-ORC
LCOE (USD\$/kWh)	34,91	26,49	15,63	29,81
Potência líquida (MW)	50	50	50	11,36
Fator de capacidade (%)	22,3	36,9	69,1	21,2
Parâmetros do Campo Solar				
Produção anual (GWh)	125,436	195,538	312,959	26,523
Conversão bruta para líquida (%)	88,9	87,7	90	85,1
Uso anual de água (m³)	33,076	43,140	19,57	21,2
Custos de capital (diretos) (milhões USD\$/m²)				
Melhorias do local	14,641	17,790	17,790	4,723
Campo Solar	82,970	100,814	100,814	26,764
Fluido de transferência de calor	34,164	41,511	41,511	11,02
Armazenamento térmico	0	60,072	60,072	0
Sistema de Caldeira auxiliar	0	0	23,1	0
Bloco de potência	52,25	52,25	52,25	6,945
Contingência (%)	38,125	55,807	60,427	10,193
Total de custos diretos (milhões USD\$)	228,752	334,847	362,567	61,163
Custos de capital (indiretos) (milhões USD\$/m²)				
EPC e custos do proprietário	25,162	36,833	39,882	6,727
Terra	0,105	0,128	0,128	0,341
Total de custos indiretos	26,222	38,120	41,169	7,069
Custos de Operação e manutenção				
Custo fixo por potência (USD/kWano)	70	70	70	70
Custo variável geração (USD/MWh)	3	3	3	3
Custo Combustível back-up (USD/MMBTU)	0	0	8	0
Total de custos de instalação (milhões USD\$)	254,975	372,967	403,737	51,144
Custo Total estimado por capacidade líquida (USD\$/kW)	5.151	7,534	8.156	4.500

As usinas propostas para Curitiba no cenário base, apresentaram os piores resultados das usinas propostas, o fator de potência esteve embaixo de 20% para as usinas sem hibridização e o LCOE passou de 70 USD¢/kWh (Tabela 5-9).

Tabela 5-9. Geração e Custos associados à planta em Curitiba no (cenário base).

Local	Curitiba			
DNI	1222,75			
Configuração da Usina	CP	CP-AT	CP-AT-H	CP-ORC
LCOE (USD\$¢/kWh)	74,78	70,66	39,94	78,55
Potência líquida (MW)	50	50	50	11,36
Fator de capacidade (%)	15,07	17,3	31	15,8
Conversão bruta para líquida (%)	86,9	54,2	87,2	83,2
Uso anual de água (m³)	37,448	30,484	35,584	11,961
Custos de capital (Total) (milhões USD\$MW)	227,7	396	485,100	58,826
(FOC) Custo fixo por operação (USD/MW)	6,519	6,519	6,519	6,519
(VOC) Custo variável por operação (USD/kWh)	0,03	0,03	0,03	0,03
(FCR) Taxa fixa (0-1)	0,124	0,124	0,124	0,124

A usina com concentradores cilíndricos parabólicos (cenário alternativo) simulada sem armazenamento térmico e sem combustível auxiliar apresentou um LCOE de 53,37 ¢USD/kWh, com um fator de capacidade de 15,07% consegue gerar 69,152 GWh. Neste local não é recomendável projetar usinas com energia heliotérmica. O Brasil tem locais com índices de DNI muito melhores, e o projeto teria melhores resultados, como no caso de Icapuí.

As usinas simuladas sem armazenamento térmico e sem sistema de back-up apresentam LCOE superior, pois a geração de eletricidade é restrita com as horas de disponibilidade da DNI.

Tabela 5-10. Geração e custos associados à planta em Curitiba (cenário alternativo).

Local	Curitiba			
DNI	2596,24			
Configuração da Usina	CP	CP-AT	CP-AT-H	CP-ORC
LCOE (USD\$¢/kWh)	53,36	53,86	31,05	67,98
Potência líquida (MW)	50	50	50	11,36
Fator de capacidade (%)	15,07	17,3	31	15,8
Parâmetros do Campo Solar				
Produção anual (GWh)	69,152	75,203	134,380	15,729
Conversão bruta para líquida (%)	86,9	54,2	87,2	83,2
Uso anual de água (m³)	37,448	30,484	35,584	11,961
Custos de capital (diretos) (milhões USD\$/m²)				
Melhorias do local	19,680	14,484	13,539	6,297
Campo Solar	111,52	82,078	76,725	35,686
Fluido de transferência de calor	45,92	33,797	31,592	14,694
Armazenamento térmico	0	65,649	65,649	0
Sistema de Caldeira auxiliar	0	0	23,1	0
Bloco de potência	52,25	52,25	52,25	6,945
Contingencia (%)	47,194	50,972	53,458	13,027
Total de custos diretos (milhões USD\$)	283,164	305,832	323,350	72,166

5-11. Geração e custos associados à planta em Curitiba (cenário alternativo). *Continuação...*

Custos de capital (indiretos) (milhões USD\$/m²)				
EPC e custos do proprietário	31,148	33,641	35,568	8,598
Terra	0,142	0,104	0,97	0,45
Total de custos indiretos	32,572	34,689	36,548	9,054
Custos de Operação e manutenção				
Custo fixo por potência (USD/kWano)	70	70	70	70
Custo variável geração (USD/MWh)	3	3	3	3
Custo Combustível back-up (USD/MMBTU)	0	0	8	0
Total de custos de instalação (milhões USD\$)	315,736	340,522	359,898	87,221
Custo Total estimado por capacidade líquida (USD\$/kW)	6,378	6.879	7.270	7.674

5.1.2 Concentradores de Disco parabólico com motor Stirling

A usina proposta anteriormente é simulada em um cenário com uma fração de dívida do 70%. Os parâmetros financeiros para cada cenário são apresentados na Tabela 5-11. Os tributos são simplificados como uma tributação federal única. Os parâmetros financeiros foram definidos das informações da análise feita por [136].

Tabela 5-11. Parâmetros financeiros.

	Cenário
Período de análise	30 anos
Inflação	0%
Taxa real de desconto	10%
Tributos	27%
Seguro	0,5% do custo total instalado
Valor residual	0% do custo total instalado
Prazo de amortização	16 anos
Taxa de Juros	7,4% a.a
Fração da dívida	70%
TIR mínima requerida	15% (a.a)

As considerações econômicas para utilizar a energia solar para a geração de energia elétrica é o aspecto mais importante na seleção da tecnologia apropriada para ser usada em qualquer projeto e local. Se for escolhida a localização adequada, as usinas de energia solar térmica serão economicamente viáveis para a produção de eletricidade. Para estudar a viabilidade econômica de um sistema de energia solar, diferentes métodos podem ser utilizados para avaliar diferentes valores de mérito dos sistemas. Cada método tem suas próprias vantagens, desvantagens, limitações e algumas condições a serem satisfeitas para que possa ser aplicado. Neste estudo, foi calculado o LCOE, utilizando o custo anual do projeto incorporando custos diretos (colector, receptor e motor Stirling) e custos indiretos (Engenharia, Compras e Custos de Construção). E as considerações de incentivos definidos na

Tabela 5-11. Os orçamentos econômicos e informações das simulações no software SAM são apresentados na Tabela 5-12:

Tabela 5-12. Custos associados com o sistema Dish-Stirling.

Local	Icapuí	Brasília	Curitiba
LCOE (USD\$/kWh)	16,15	26,43	37,82
Fator de capacidade (%)	23,1	14	9,6
Produção anual (GWh)	11,370	6,895	4,722
Custos de capital (diretos) (milhões USD\$)			
Melhorias do local	1,012	1,012	1,012
Custo do coletor de disco parabólico	7,892	7,892	7,892
Custo do receptor	1,406	1,406	1,406
Custo do motor Stirling	2,812	2,812	2,812
Contingência (%)	10	10	10
Total de custos diretos (milhões USD\$)	15,749	15,749	15,749
Custos de capital (indiretos) (milhões USD\$)			
EPC e custos do proprietário	1,732	1,732	1,732
Terra	0,030	0,030	0,030
Outros custos	0,629	0,629	0,629
Total de custos indiretos	2,393	2,393	2,393
Total de custos de instalação (milhões USD\$)	18,142	18,142	18,142
Custo Total estimado por capacidade líquida (USD\$/kW)	3,225	3,225	3,225

A usina com maior fator de potência e menor LCOE, é a usina proposta em Icapuí com 23,1% e 16,15 ¢USD/kWh respectivamente. No caso da tecnologia Dish-Stirling, não é recomendável ser instalada nas cidades de Brasília e Curitiba.

O LCOE do MWh gerado pela usina com tecnologia Dish-Stirling em Icapuí seria de R\$ 3153. O último leilão efetuado no 2016 no Brasil, o custo de venda da energia gerada por Gas Natural foi de 258 R\$/Mwh e por pequenas centrais termelétricas (PCH) foi 175,8 R\$/MWh. Além que a tecnologia não é confiável ao ter como combustível unicamente o sol.

São apresentados os principais resultados da análise econômica. São definidas as usinas assim:

- CP: Planta com concentrador cilíndrico parabólico e ciclo Rankine convencional.
- CP-AT: Planta com concentrador cilíndrico parabólico e ciclo Rankine convencional com armazenamento térmico.
- CP-AT-H: Planta com concentrador cilíndrico parabólico e ciclo Rankine convencional com armazenamento térmico e Híbridação.
- CP-ORC: Planta com concentrador cilíndrico parabólico e ciclo Rankine orgânico.

Tabela 5-13. Principais resultados da análise econômica das plantas propostas em Icapuí.

Cenário	Config. da usina	CP	CP-AT	CP-AT-H	CP-ORC
Base	LCOE (USD\$/kWh)	43,83	28,25	18,86	45,97
Alternativo	LCOE (USD\$/kWh)	20,21	20,86	12,82	23,63

Tabela 5-14. Principais resultados da análise econômica das plantas propostas em Brasília.

Cenário	Config. da Usina	CP	CP-AT	CP-AT-H	CP-ORC
Base	LCOE (USD¢/kWh)	56,61	33,98	19,57	57,02
Alternativo	LCOE (USD¢/kWh)	34,91	26,49	45,63	29,81

Tabela 5-15. Principais resultados da análise econômica das plantas propostas em Curitiba.

Cenário	Configuração da Usina	CP	CP-AT	CP-AT-H	CP-ORC
Base	LCOE (USD¢/kWh)	74,78	70,66	39,94	78,55
Alternativo	LCOE (USD¢/kWh)	53,36	53,86	31,05	67,98

Ao comparar o LCOE obtido das usinas propostas, pode-se aumentar ou diminuir a porcentagem dos incentivos, na Figura observa-se que a criação de incentivos diminui o LCOE das usinas. A porcentagem no 0% indica o valor dos incentivos atuais, se as porcentagens dos incentivos diminuem o LCOE aumenta.

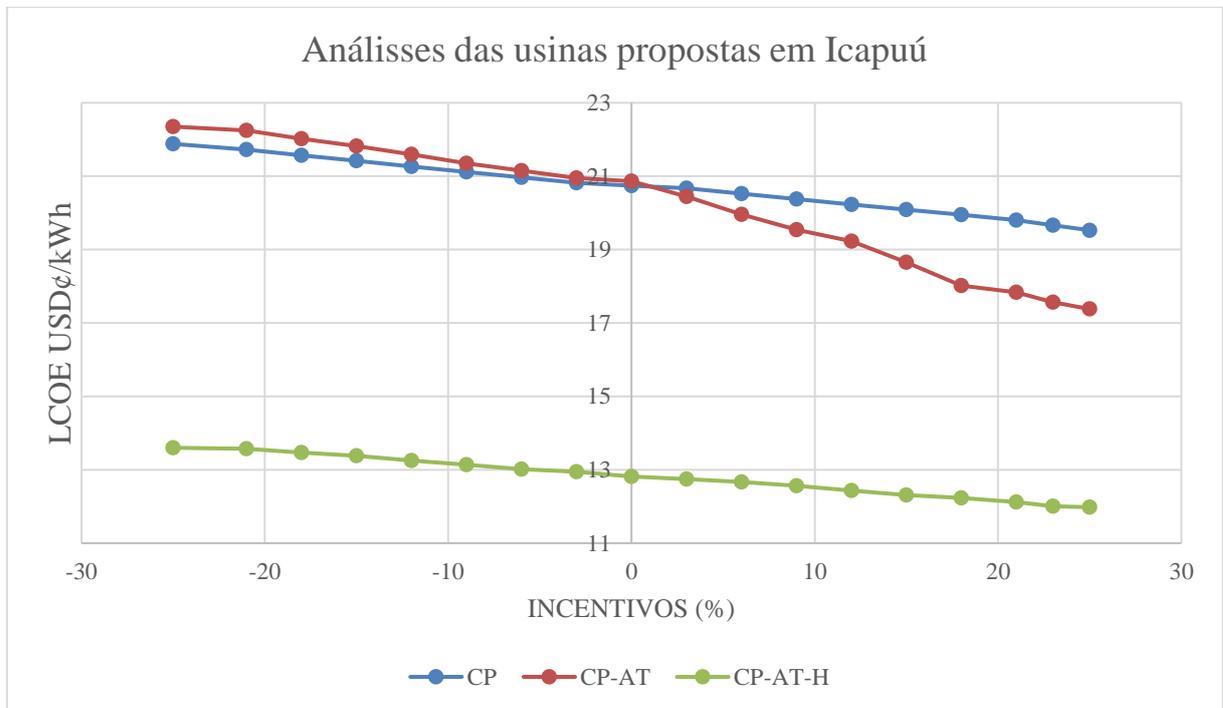


Figura 5-2. LCOE das usinas propostas em Icapuí com incentivos até um 25% e até -25%.

No caso da usina CP o investimento total foi de USD\$ 300.347.424, com a taxa interna de retorno do 15% o valor pode ser atingido em 30 anos, ver Figura5-3.

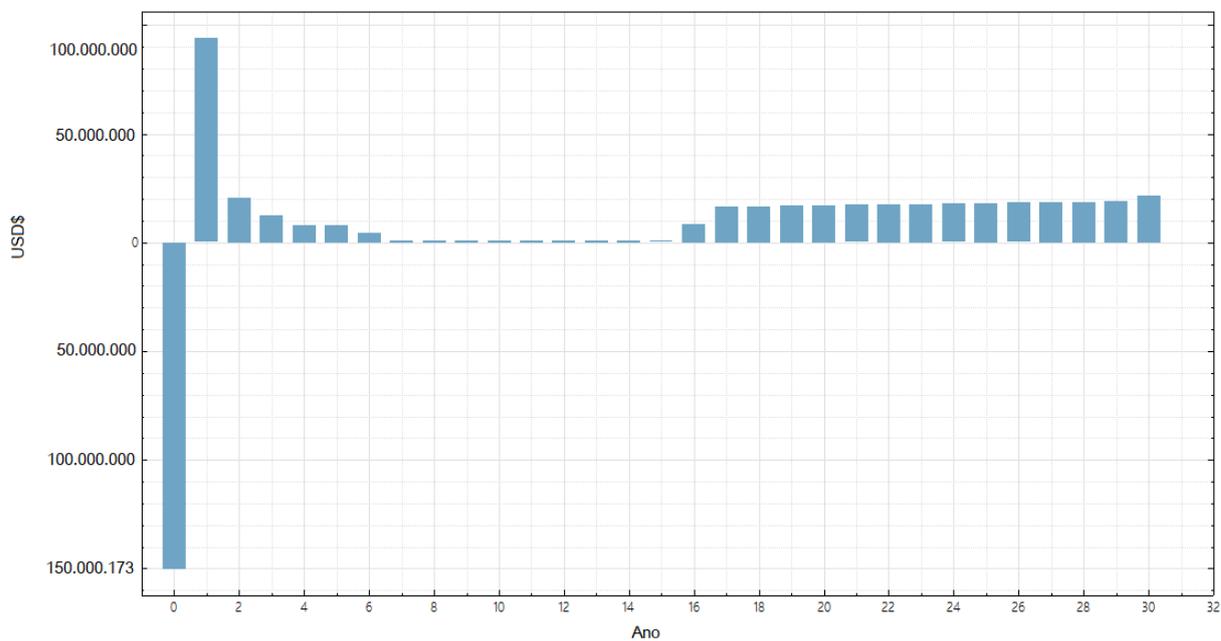


Figura 5-3. Projeção do fluxo de caixa da usina CP na cidade de Icapuí.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

6.1 Conclusões

Neste trabalho, foram propostas as tecnologias de concentradores cilíndricos parabólicos e Dish-Stirling, com o intuito analisar a integração destas no Brasil para a geração de energia elétrica. As plantas foram simuladas no System Advisor Model, que trabalho interativamente com dados do GateCycle e do Excel para simular os ciclos termodinâmicos. No caso das usinas com concentradores cilíndricos parabólicos, foram propostos quatro cenários diferentes; o primeiro chamado de CP é uma usina que opera com um ciclo Rankine convencional, o segundo chamado de CP-AT é a usina que opera com o ciclo Rankine convencional e foi adicionado um sistema de armazenamento térmico, o terceiro cenário foi hibridizado com uma caldeira auxiliar e o quarto cenário foi proposto uma usina com concentradores cilíndricos parabólicos e um ciclo Rankine orgânico.

Para a identificação dos locais onde foram simuladas as usinas foi necessário identificar as regiões com maiores índices de DNI no Brasil, as regiões escolhidas foram o Nordeste, o Centro-Oeste e o Sul. Dessas regiões analisou-se as cidades com maior índice de DNI. Sendo identificadas Icapuí (Nordeste), Brasília (Centro oeste) e Curitiba (Sul). A DNI mínima recomendada em projetos com tecnologias de concentração solar térmica é um valor discutido por diferentes autores, os valores estão na faixa desde os 1700 kWh/m²/ano até 2400 kWh/m²/ano. Em concordância dois dos três locais analisados, apresentaram valores de DNI nessas faixas, atingindo os 2596,24 kWh/m²/ano no caso de Icapuí e 1737,4 kWh/m²/ano para Brasília. Projetar usinas em locais com valores altos de DNI garante um melhor desempenho e um fator de capacidade mais alto.

Para a simulação da usina no cenário CP, foram identificados os parâmetros para a seleção do Coletor, Receptor. Esses equipamentos foram escolhidos pela eficiência apresentada sendo comparados com os outros equipamentos disponíveis no mercado atual. No caso da usina com armazenamento térmico, foi utilizado tanques com sais fundidos que conseguiram armazenar o calor nas temperaturas de entrada e de saída das plantas propostas. As plantas com ciclo Rankine convencional foram propostas com uma capacidade de 50 MW e a temperatura mínima e máxima do campo solar foram 290°C e 395°C respectivamente. A pressão de condensação do ciclo Rankine convencional foi 0,08bar e a pressão de evaporação 100bar.

Para o ciclo Rankine orgânico foram simulados diferentes fluidos para encontrar o mais eficiente nas faixas de temperatura das usinas com concentradores cilíndricos parabólicos, o fluido foi o o-Xileno, com uma capacidade de 11,48 MW, a pressão de condensação foi 0,05 bar e a pressão de evaporação 21,56 bar.

A partir das simulações desenvolvidas, e segundo as informações apresentadas para cada usina, constata-se que tecnologias de energia Heliotérmica ainda não são competitivas comercialmente, principalmente as que usem exclusivamente a energia do sol. A integração do armazenamento térmico e a hibridização com outras tecnologias, diminui o LCOE e aumenta o fator de capacidade das plantas.

Ao integrar sistemas de armazenamento térmico ou tecnologias auxiliares para hibridização, as usinas com tecnologia CSP aumentam o fator de capacidade e o custo nivelado de eletricidade diminui, mas o custo de instalação aumenta consideravelmente.

Na literatura, tem se tornado usual a proposição de sistemas CSP com ciclo rankine convecional, esta dissertação avaliou a possibilidade de integrar o ORC com os concentradores cilindro parabolico.

As usinas foram propostas em um cenário base onde o investimento é proposto com capital propio e um cenário alternativo, com financiamento e descontos. Os melhores resultados para todas as usinas com concetradores cilindro parabolico foram obtidos para o cenário alternativo.

Foi analisado o valor do múltiplo solar em cada usina com concentradores cilíndrico parabólico, de modo que o fator de capacidade fosse maior e também para que o LCOE diminuirá. Para usinas sem armazenamento térmico o valor do múltiplo solar pode variar de 1 até 1,5 dependendo do capital dos investidores. No caso da usina CP proposta na cidade Curitiba o fator de capacidade pode ser quase 20% se o múltiplo solar é 4, mas economicamente não é viável dimensionar uma usina com esse valor.

Os melhores resultados obtidos foram para a cidade Icapuí no Ceara (2596,24 kWh/m²/ano), foi discutido que o índice de irradiação solar direta nos projetos com tecnologia CSP, é fundamental para o sucesso da usina. No entanto com os resultados obtidos para a cidade Brasília (1737,4 kWh/m²/ano), demonstrou-se que o local ainda tem bom potencial para serem instaladas usinas com armazenamento térmico ou com hibridização. No caso de Curitiba (1222,75 kWh/m²/ano) só é viável se a usina obrigatoriamente conte com armazenamento térmico e hibridização.

No cenário base proposto para a cidade de Icapuí, o fator de potência foi superior a 20% nas 4 configurações propostas, nota-se que a usina com menor LCOE, foi a híbrida com armazenamento térmico, obtendo-se 18,86 USD¢/kWh. Um fator importante para ser considerado nestes projetos é capital disponível para o investimento inicial, como foi proposto no cenário base com investimento de capital próprio, no caso da construção da usina híbrida com armazenamento térmico seria USD \$485.100.000.

Sem mecanismos de incentivo que possam promover a integração das usinas Heliotérmicas no Brasil. Não conseguiram competir com os preços das outras renováveis nos leilões. Com a tecnologia vigente hoje em dia, é possível afirmar que do ponto de vista econômico, a planta com armazenamento de 6 horas é contraindicada, por que apresenta custos de investimento inicial quase do 50% na maioria das usinas analisadas.

Para a usina proposta CP na cidade de Icapuí a taxa interna de retorno seria 30 anos.

6.2 Sugestões para trabalhos futuros

A seguir são apresentadas algumas sugestões:

- Desenvolver análises técnico e econômico para as tecnologias de Torre Central e Linear Fresnel, nos locais que foram analisados neste estudo, para comparar o LCOE e o fator de potência das diferentes tecnologias.
- Desenvolver um estudo mais específico visando a gerar políticas de incentivos para a permitir a participação das tecnologias CSP no Brasil.
- Analisar as usinas com concentradores cilindro parabólicos com sistema direto, utilizando sais fundidos tanto para o campo solar, quanto para o sistema de armazenamento.

7 REFERÊNCIAS

- [1] O. S. Abdul-hamid, C. Bayer, and OPEC, “Annual Statistical Bulletin,” 2016.
- [2] C. Kennedy, J. Butler, and NOAA, “Climate Change: Atmospheric Carbon Dioxide,” pp. 1–2, 2016.
- [3] J. Cook, D. Nuccitelli, S. A. Green, M. Richardson, B. Winkler, R. Painting, R. Way, P. Jacobs, and A. Skuce, “Quantifying the consensus on anthropogenic global warming in the literature,” *Energy Policy*, vol. 73, p. 709, 2014.
- [4] NASA, “The relentless rise of carbom dioxide,” 2014. [Online]. Available: http://climate.nasa.gov/climate_resources/24/.
- [5] Inflationdata.com, “Inflation adjusted monthly average,” 2016. [Online]. Available: <http://inflationdata.com/articles/charts/inflation-adjusted-oil-prices-chart/>. [Accessed: 17-Oct-2016].
- [6] D. L. Izidoro, “Recuperação de calor residual de baixa qualidade em usinas termelétricas de ciclo combinado,” 2016.
- [7] F. S. J. L. S. Kristin Seyboth and REN21, *RENEWABLES 2016 GLOBAL STATUS REPORT - Full Report*, no. 3. 2016.
- [8] A. Habte, Y. Xie, P. Edwards, and NREL, “Release of the New National Solar Radiation Database (NSRDB),” 2015.
- [9] Solargis, “Mapa da radiação solar direta no Brasil,” 2016.
- [10] N. S. Lewis, G. Crabtree, A. J. Nozik, M. R. Wasielewski, and P. Alivisatos, “Basic Research Needs for Solar Energy Utilization,” *Basic Energy Sci. Work. Sol. Energy Util.*, p. 276, 2005.
- [11] D. Cui, “The Sun’s the limit,” *Young Sci. J.*, vol. 5, no. 11, p. 6, 2012.
- [12] C. Fröhlich and R. W. Brusa, “Physikalisch-Meteorologisches Observatorium, World Radiation Center, Davos, Switzerland,” *Sol. Phys.*, vol. 74, no. September 1980, pp. 16–19, 1981.
- [13] J. T. Kiehl and K. E. Trenberth, “Earth’s Annual Global Mean Energy Budget,” *Bull. Am. Meteorol. Soc.*, vol. 78, no. 2, pp. 197–208, 1997.
- [14] Houghton JT, D. Y, G. DJ, N. M, van der L. PJ, D. X, M. K, and J. C, “Climate Change 2001: The Scientific Basis,” *Clim. Chang. 2001 Sci. Basis*, p. 881, 2001.
- [15] L. Treut, R. Somerville, U. Cubasch, Y. Ding, C. Mauritzen, a Mokssit, T. Peterson, M. Prather, D. Qin, M. Manning, Z. Chen, M. Marquis, K. B. Averyt, and M. Tignor, “Historical Overview of Climate Change Science,” *Earth*, vol. Chapter 1, no. October, pp. 93–127, 2007.
- [16] Annenberg Learner, “The Habitable Planet,” Annenberg Foundation, Ed. 2016, pp. 1–35.
- [17] International Energy Agency, “Energy and Air Pollution,” *World Energy Outlook - Spec. Rep.*, p. 266, 2016.
- [18] International Energy Agency, “Energy statistics,” *Key world energy Stat.*, pp. 1–80, 2016.
- [19] International Organization for Standardization, “ISO 9060:1990,” 1990. [Online]. Available: <https://www.iso.org/obp/ui/#iso:std:iso:9060:ed-1:v1:en>. [Accessed: 18-Jun-2015].
- [20] S. Lohmann, C. Schillings, B. Mayer, and R. Meyer, “Long-term variability of solar direct and global radiation derived from ISCCP data and comparison with reanalysis data,” *Sol. Energy*, vol. 80, no. 11, pp. 1390–1401, 2006.
- [21] P. H. Swain and S. M. Davis, *Remote sensing: the quantitative approach*. New York:

- McGraw Hill, 1978.
- [22] E. B. Pereira, F. R. Martins, S. L. De Abreu, and R. Rüther, *Brazilian Atlas of Solar Energy*. 2006.
- [23] A. Gomez Cristobal, “Diseño del campo de heliostatos para torres solares de receptor central,” pp. 1–138, 2011.
- [24] S. Sayago, M. Bocco, and G. Ovando, “Radiación solar horaria: modelos de estimación a partir de variables meteorológicas básicas,” vol. 15, no. 2007, pp. 51–57, 2011.
- [25] B. Ministerio de Minas e Energia, “Matriz Energética Nacional 2030,” *Vasa*, p. 254, 2008.
- [26] IEA, “Technology Roadmap Solar Thermal Electricity,” *Int. Energy Agency*, p. 52, 2014.
- [27] D. C. Malagueta and R. De Janeiro, “Geração heliotérmica,” 2012.
- [28] R. Milani, “Hibridização de energia Heliotérmica com gaseificação de Biomassa para geração de energia elétrica,” 2016.
- [29] Solargis, “World Map of Direct Normal Irration,” 2016. [Online]. Available: <http://solargis.com/products/maps-and-gis-data/free/overview/>.
- [30] REN21, “Key Findings,” *Glob. Status Rep.*, pp. 1–33, 2015.
- [31] H. Price, “A Parabolic Trough Solar Power Plant Simulation Model Preprint,” no. January, 2003.
- [32] S. Dugaria, A. Padovan, V. Sabatelli, and D. Del Col, “Assessment of estimation methods of DNI resource in solar concentrating systems,” *Sol. Energy*, vol. 121, pp. 103–115, 2015.
- [33] Projeto Energia Heliotérmica, “Tower CSP Technology,” 2014.
- [34] M. Liu, N. H. Steven Tay, S. Bell, M. Belusko, R. Jacob, G. Will, W. Saman, and F. Bruno, “Review on concentrating solar power plants and new developments in high temperature thermal energy storage technologies,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 53, pp. 1411–1432, 2016.
- [35] R. Soria, J. Portugal-Pereira, A. Szklo, R. Milani, and R. Schaeffer, “Hybrid concentrated solar power (CSP)-biomass plants in a semiarid region: A strategy for CSP deployment in Brazil,” *Energy Policy*, vol. 86, no. March 2014, pp. 57–72, 2015.
- [36] R. A. Soria Penafiel, ““Cenários de geração de eletricidade a partir de geradores heliotérmicos no Brasil: A influência do armazenamento de calor e da hibridização,”” 2011.
- [37] Siemens, “Steam turbines for CSP plants,” *Siemens AG - Rep.*, pp. 1–16, 2010.
- [38] Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid and /consejería de Economía y Hacienda - Comunidad de Madrid, “Guía técnica de la energía Solar Termoeléctrica,” *Fund. la Energía la Comunidad Madrid*, pp. 1–318, 2012.
- [39] H. Hashem and C. Today, “Global CSP capacity forecast to hit 22 GW by 2025,” 2015.
- [40] M. Stone, “Morocco Set to Bring 160MW of Concentrating Solar Power On-Line,” 2015.
- [41] B. Said, “CSP could provide 10% of South Africa’s power if grid links improved,” 2015.
- [42] Estela, Greenpeace, and SolarPACES, “Solar Thermal Electricity - Global Outlook 2016,” p. 114, 2016.
- [43] IRENA, *Renewable Energy Statistics 2016 Statistiques D ’ Énergie Renouvelable 2016 Estadísticas De Energía*. 2016.
- [44] IRENA, “RENEWABLE ENERGY STATISTICS 2016 LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN STATISTIQUES D ’ ÉNERGIE RENOUVELABLE 2016 AMÉRIQUE LATINE ET LES CARAÏBES ESTADÍSTICAS DE ENERGÍA RENOVABLE 2016 AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE,” 2016.

- [45] CSPWorld.org, “CSP World Map,” 2015. [Online]. Available: <http://www.cspworld.org/cspworldmap>.
- [46] “One million South Africans receiving power from world’s largest storage solar farm,” 2015.
- [47] CSP Today, “US guarantees South Africa plant; DoE supplies \$32 mil to cost-cutting research; TSK builds in Kuwait,” 2015. [Online]. Available: <http://social.csptoday.com/technology/us-guarantees-south-africa-plant-doe-supplies-32-mil-cost-cutting-research-tsk-builds-kuw>.
- [48] S. E. Industries Association - SEIA, “U.S. Solar Market Insight: Solar Adds More Than 2 Gigawatts of Capacity in Q2, Growing 43 Percent Year-Over-Year,” 2016.
- [49] Projeto Energia Heliotérmica, “CSP in Non-Electrical Application,” 2014.
- [50] Instituto Brasileiro de Informação em Ciência e Tecnologia (IBICT), “Energia Heliotérmica,” 2016. [Online]. Available: <http://energiaheliotermica.gov.br/pt-br>.
- [51] K. E. N’Tsoukpoe, K. Y. Azoumah, E. Ramde, A. K. Y. Fiagbe, P. Neveu, X. Py, M. Gaye, and A. Jourdan, “Integrated design and construction of a micro-central tower power plant,” *Energy Sustain. Dev.*, vol. 31, pp. 1–13, 2016.
- [52] F. Veynandt, “Linear solar receivers for CSP,” 2016.
- [53] C. J. Dey, “Heat transfer aspects of an elevated linear absorber,” *Sol. Energy*, vol. 76, no. 1–3, pp. 243–249, 2004.
- [54] IEA, “Concentrating Solar Power Roadmap,” Http://Www.Iea.Org/Publications/Freepublications/Publication/Csp_Roadmap.Pdf, pp. 0–3, 2010.
- [55] K. Gouthamraj, K. J. Rani, and G. Satyanarayana, “Design and Analysis of Rooftop Linear Fresnel Reflector Solar Concentrator,” *Int. J. Eng. Innov. Technol.*, vol. 2, no. 11, pp. 66–69, 2013.
- [56] A. Barbón, N. Barbón, L. Bayón, and J. A. Otero, “Theoretical elements for the design of a small scale Linear Fresnel Reflector: Frontal and lateral views,” *Sol. Energy*, vol. 132, pp. 188–202, 2016.
- [57] FLABEG, “Best Performance , Most Experience Pioneer of Highly Efficient Solar Mirrors for CSP and CPV.”
- [58] D. Zhao, E. Xu, Z. Wang, Q. Yu, L. Xu, and L. Zhu, “Influences of installation and tracking errors on the optical performance of a solar parabolic trough collector,” *Renew. Energy*, vol. 94, pp. 197–212, 2016.
- [59] U.S. Department of Energy, “Parabolic Trough Solar Thermal Electric Power Plants (Fact Sheet),” p. Size: 2 pp., 2006.
- [60] N. B. Desai and S. Bandyopadhyay, “Optimization of concentrating solar thermal power plant based on parabolic trough collector,” *J. Clean. Prod.*, vol. 89, pp. 262–271, 2015.
- [61] Abengoa Solar, “Solana Generating Station,” 2013. [Online]. Available: http://www.abengoasolar.com/web/es/plantas_solares/plantas_para_terceros/estados_unidos/.
- [62] J. Rômulo and V. Lira, “Desenvolvimento de um Rastreador Solar do Tipo Polar com Ajuste do Ângulo de Inclinação,” 2014.
- [63] V. A. Patiño, “Diseño, implementación de um controlador basado en logica difusa. Y diseño de prototipo de posicionamiento, con sistema de rastreamiento solar, en un sistema fotovoltaico,” 2013.
- [64] S. P. SYSTEMS, “Small Power Systems has built trackers for over 25 years.,” 2016. [Online]. Available: <http://smallpowersystems.com/>.
- [65] H. Mousazadeh, A. Keyhani, A. Javadi, H. Mobli, K. Abrinia, and A. Sharifi, “A review of principle and sun-tracking methods for maximizing solar systems output,”

- Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 13, no. 8, pp. 1800–1818, Oct. 2009.
- [66] C. Parrado, A. Marzo, E. Fuentealba, and A. G. Fernández, “2050 LCOE improvement using new molten salts for thermal energy storage in CSP plants,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 57, pp. 505–514, 2016.
- [67] Projeto Energia Heliotérmica, “Thermal Storage CSP Technology,” 2014.
- [68] P. Denholm, Y. H. Wan, M. Hummon, and M. Mehos, “An Analysis of Concentrating Solar Power with Thermal Energy Storage in a California 33 % Renewable Scenario (Report Summary),” no. March, 2013.
- [69] D. S. Ginley and P. A. Parilla, “Solar Energy: A Common-Sense Vision,” *Front. Energy Res.*, vol. 1, no. September, pp. 1–5, 2013.
- [70] J. A. S. Richard Turton, Richard C. Bailie, Wallace B. Whiting, *Analysis, Synthesis and Design of Chemical Processes Third Edition*, vol. 53, no. 9. 2013.
- [71] J. Jorgenson, P. Denholm, M. Mehos, and C. Turchi, “Estimating the Performance and Economic Value of Multiple Concentrating Solar Power Technologies in a Production Cost Model,” no. December, 2013.
- [72] C. Turchi, M. Mehos, C. K. Ho, and G. J. Kolb, “Current and Future Costs for Parabolic Trough and Power Tower Systems in the US Market Preprint,” *Renew. Energy*, no. October, p. 11, 2010.
- [73] J. F. Mendes, A. Joyce, P. Horta, and M. J. Brites, “Armazenamento de energia solar térmica,” 2010.
- [74] European Academies Scientific Advisory Council, *Concentrating solar power: its potential contribution to a sustainable energy future*, no. November. 2011.
- [75] D. Kearney, B. Kelly, R. Cable, N. Potrovitza, U. Herrmann, P. Nava, R. Mahoney, J. Pacheco, D. Blake, and H. Price, “Overview on use of a Molten Salt HTF in a Trough Solar Field,” *NREL Parabol. Trough Therm. Energy Storage Work.*, 2003.
- [76] D. Grogan and Abengoa Solar, “Development of Molten-Salt Heat Transfer Fluid Technology for Parabolic Trough Solar Power Plants,” 2013.
- [77] R. P. Menéndez, J. A. Martínez, M. J. Prieto, L. A. Barcia, and J. M. M. Sánchez, “A novel modeling of molten-salt heat storage systems in thermal solar power plants,” *Energies*, vol. 7, no. 10, pp. 6721–6740, 2014.
- [78] R. Anderson, L. Bates, E. Johnson, and J. F. Morris, “Packed bed thermal energy storage: A simplified experimentally validated model,” *J. Energy Storage*, vol. 4, pp. 14–23, 2015.
- [79] L. Heller and P. Gauché, “Modeling of the rock bed thermal energy storage system of a combined cycle solar thermal power plant in South Africa,” *Sol. Energy*, vol. 93, pp. 345–356, 2013.
- [80] V. G. Gude, “Energy storage for desalination processes powered by renewable energy and waste heat sources,” *Appl. Energy*, vol. 137, pp. 877–898, 2015.
- [81] K. Rajesh, K. Karthikeyan, S. Kannan, and C. Thangaraj, “Generation expansion planning based on solar plants with storage,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 57, pp. 953–964, 2016.
- [82] M. A. Boles and Y. A. Cengel, “Termodinâmica.” p. 1020, 2013.
- [83] M. J. Moram and H. N. Shapiro, *Fundamentos de Termodinâmica Técnica*, II. 2004.
- [84] P. Fraser and P. S. a Klein, “Stirling Dish System Performance Prediction Model,” *Mech. Eng.*, vol. Master of, p. 203, 2008.
- [85] L. Aichmayer, J. Spelling, and B. Laumert, “Preliminary design and analysis of a novel solar receiver for a micro gas-turbine based solar dish system,” *Sol. Energy*, vol. 114, pp. 378–396, 2015.
- [86] V. Vu, *W r v 0*, vol. 0. .
- [87] Y. A. Cengel and M. A. Boles, *Termodinamica*. 2006.

- [88] B. F. Tchanche, G. Lambrinos, a. Frangoudakis, and G. Papadakis, “Low-grade heat conversion into power using organic Rankine cycles – A review of various applications,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 8, pp. 3963–3979, Oct. 2011.
- [89] Y. Feng, Y. Zhang, B. Li, J. Yang, and Y. Shi, “Comparison between regenerative organic Rankine cycle (RORC) and basic organic Rankine cycle (BORC) based on thermoeconomic multi-objective optimization considering exergy efficiency and levelized energy cost (LEC),” *Energy Convers. Manag.*, vol. 96, pp. 58–71, May 2015.
- [90] Y. Feng, Y. Zhang, B. Li, J. Yang, and Y. Shi, “Sensitivity analysis and thermoeconomic comparison of ORCs (organic Rankine cycles) for low temperature waste heat recovery,” *Energy*, vol. 82, pp. 664–677, Mar. 2015.
- [91] I. H. Bell, J. Wronski, S. Quoilin, and V. Lemort, “Pure and Pseudo-pure Fluid Thermophysical Property Evaluation and the Open-Source Thermophysical Property Library CoolProp,” *Ind. Eng. Chem. Res.*, vol. 53, no. 6, pp. 2498–2508, 2014.
- [92] United Nations Framework Convention on Climate Change, “Description of the project activity :,” pp. 1–70, 2006.
- [93] G. Locatelli and M. Mauro, “CSP Andasol Power Station (CSP),” 2010.
- [94] AALBORG CSP, “Concentrated Solar Power Optimizing operation cost , through Integrating Energy Systems,” 2016.
- [95] Projeto Energia Heliotérmica, “CSP in Brazil,” 2014.
- [96] NREL, “SAM Case Study: Gemasolar,” pp. 1–10, 2013.
- [97] A. Gazzo, P. Gousseland, J. Verdier, C. Kost, G. Morin, M. Engelken, J. Schrof, P. Nitz, J. Selt, and W. Platzer, “Middle East and North Africa Region Assessment of the Local Manufacturing Potential for Concentrated Solar Power (CSP) Projects,” no. January, p. 223, 2011.
- [98] NREL, “SAM Case Study : Andasol 1,” pp. 1–10, 2013.
- [99] NREL, “National Solar Radiation Database (NSRDB),” 2016. [Online]. Available: <https://maps.nrel.gov/nsrdb-viewer/>.
- [100] NREL, “Physical Solar Model (PSM),” 2015. [Online]. Available: https://developer.nrel.gov/docs/solar/nsrdb/psm_data_download/.
- [101] NREL, “SWERA,” 2015. [Online]. Available: <https://maps.nrel.gov/swera/#/?aL=0&bL=groad&cE=0&IR=0&mC=40.21244%2C-91.625976&zL=4>. [Accessed: 01-Jan-2016].
- [102] M. Sengupta, A. Weekley, A. Habte, A. Lopez, and C. Molling, “Validation of the National Solar Radiation Database (NSRDB) Preprint,” *Nrel*, no. September, 2012.
- [103] A. Hammer, E. Lorenz, A. Kemper, and D. Heinemann, “Direct Normal Irradiance for Csp Based on Satellite Images of Meteosat Second Generation,” *SolarPaces 2008*, pp. 1–5, 2008.
- [104] D. R. Myers, “Comparison of direct normal irradiance derived from silicon and thermopile global hemispherical radiation detectors,” *SPIE Opt. photonics*, vol. 7773, no. August, p. 77730G–77730G–10, 2010.
- [105] SWERA, “Designing Renewable Resource Assessment Projects and Using Assessment Products,” 2012.
- [106] D. C. Malagueta, “AVALIAÇÃO DE ALTERNATIVAS PARA INTRODUÇÃO DA GERAÇÃO ELÉTRICA TERMOSSOLAR NA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA,” *Igarss 2014*, no. 1, pp. 1–5, 2014.
- [107] J. Clifton and B. J. Boruff, “Assessing the potential for concentrated solar power development in rural Australia,” *Energy Policy*, vol. 38, no. 9, pp. 5272–5280, 2010.
- [108] M. J. Wagner, P. Gilman, M. J. Wagner, and P. Gilman, “Technical Manual for the SAM Physical Trough Model Technical Manual for the SAM Physical Trough Model,” no. June, 2011.

- [109] M. Abbas, B. Boumeddane, N. Said, and A. Chikouche, “Dish Stirling technology: A 100 MW solar power plant using hydrogen for Algeria,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 36, no. 7, pp. 4305–4314, 2011.
- [110] NREL, “National Renewable Energy Laboratory, System Advisor Model (SAM),” 2015.
- [111] J. a. Duffie, W. a. Beckman, and W. M. Worek, *Solar Engineering of Thermal Processes, 4th ed.*, vol. 116. 2003.
- [112] Y. Chu, “Review and Comparison of Different Solar Energy Technologies,” *Glob. Energy Netw. Inst.*, no. August, 2011.
- [113] T. Mancini, P. Heller, B. Butler, B. Osborn, W. Schiel, V. Goldberg, R. Buck, R. Diver, C. Andraka, and J. Moreno, “Dish-Stirling Systems: An Overview of Development and Status,” *J. Sol. Energy Eng.*, vol. 125, no. 2, p. 135, 2003.
- [114] C. Monné, Y. Bravo, S. Alonso, F. Moreno, and M. Muñoz, “Developments for future implementation in Dish-Stirling technology,” vol. 55, no. 1, pp. 35–44, 2013.
- [115] G. E. Carrillo, “ESTUDO E MODELAGEM DOS COMPONENTES DE UM SISTEMA DISH STIRLING VISANDO À OTIMIZAÇÃO DA POTÊNCIA E A EFICIÊNCIA DO SISTEMA,” Universidade Federal de Itajubá, 2013.
- [116] T. Tesfamichael and E. Wäckelgård, “Angular solar absorptance and incident angle modifier of selective absorbers for solar thermal collectors,” *Sol. Energy*, vol. 68, no. 4, pp. 335–341, 2000.
- [117] R. Gil, C. Monné, N. Bernal, M. Muñoz, and F. Moreno, “Thermal model of a dish stirling cavity-receiver,” *Energies*, vol. 8, no. 2, pp. 1042–1057, 2015.
- [118] C. Monné, R. Gil, M. Muñoz, F. Moreno, and U. De Zaragoza, “DISH STIRLING CAVITY / RECEIVER : THERMAL MODEL AND DESIGN OPTIMIZATION,” no. July, pp. 1724–1730, 2014.
- [119] M. H. Ahmadi, M.-A. Ahmadi, and F. Pourfayaz, “Thermal models for analysis of performance of Stirling engine: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 68, no. September 2016, pp. 168–184, 2017.
- [120] B. Flannery, R. Lattin, O. Finckh, H. Berresheim, and R. F. D. Monaghan, “Development and experimental testing of a hybrid Stirling engine-adsorption chiller auxiliary power unit for heavy trucks,” *Appl. Therm. Eng.*, vol. 112, pp. 464–471, 2017.
- [121] G. Barreto and P. Canhoto, “Modelling of a Stirling engine with parabolic dish for thermal to electric conversion of solar energy,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 132, pp. 119–135, 2017.
- [122] C. c. Lloyd, “A LOW TEMPERATURE DIFFERENTIAL STIRLING ENGINE FOR POWER GENERATION,” University of Canterbury, 2009.
- [123] Nextera Energy, “Solar Electric Generating Systems,” p. 2, 2016.
- [124] SunShot U.S. Department of Energy, “SunShot Vision Study,” *U.S. Dep. Energy*, no. February, pp. 69–96, 2012.
- [125] H. Contents, “System Advisor Model (SAM),” 2014.
- [126] B. Cárdenas, N. León, J. Pye, and H. D. García, “Design and modeling of a high temperature solar thermal energy storage unit based on molten soda lime silica glass,” *Sol. Energy*, vol. 126, pp. 32–43, 2016.
- [127] DOE, “On the Path to Sunshot: Executive Summary,” 2016.
- [128] Ministério de Minas e Energia, “Ambientes de contratação-Leilões,” 2017. [Online]. Available: http://www.mme.gov.br/programas/leiloes_de_energia/menu/inicio.html.
- [129] D. Izidoro, V. Patiño, J. Lozano, O. Venturini, and J. Escobar, “ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DA INTEGRAÇÃO DA TECNOLOGIA DE CONCENTRAÇÃO SOLAR DE POTÊNCIA DE MÉDIA TEMPERATURA COM CICLO RANKINE

- ORGÂNICO,” in *Conem*, 2016.
- [130] C. Turchi, “Parabolic Trough Reference Plant for Cost Modeling with (SAM),” no. July, 2010.
- [131] A. Giotri, M. Binotti, M. Astolfi, P. Silva, E. Macchi, and G. Manzolini, “Comparison of different solar plants based on parabolic trough technology,” *Sol. Energy*, vol. 86, no. 5, pp. 1208–1221, 2012.
- [132] SkyFuel INC, “SkyFuel Products,” 2017. [Online]. Available: <http://www.skyfuel.com/en/home/>.
- [133] R. A. Soria Penafiel, “PROPOSTA METODOLÓGICA PARA FORMULAÇÃO DE POLITICA PARA O DESENVOLVIMENTO DA TECNOLOGIA HELIOTÉRMICA NO BRASIL,” Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2017.
- [134] N. Calvet, J. C. Gomez, A. Faik, V. V. Roddatis, A. Meffre, G. C. Glatzmaier, S. Doppiu, and X. Py, “Compatibility of a post-industrial ceramic with nitrate molten salts for use as filler material in a thermocline storage system,” *Appl. Energy*, vol. 109, pp. 387–393, 2013.
- [135] F. De Andalucia, “System Advisor Model (SAM) Case Study : Gemasolar,” pp. 1–6.
- [136] D. Malagueta, A. Szklo, R. Soria, R. Dutra, R. Schaeffer, and B. S. Moreira Cesar Borba, “Potential and impacts of Concentrated Solar Power (CSP) integration in the Brazilian electric power system,” *Renew. Energy*, vol. 68, pp. 223–235, 2014.
- [137] S. Bhattacharya and S. Kumar, “Direct Solar Energy,” *Energy Syst. Direct Sol. Energy*, [Eds. S., pp. 333–400, 2004.
- [138] A. Fernández García, E. Zarza, L. Valenzuela, and M. Pérez, “Parabolic-trough solar collectors and their applications,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, no. 7, pp. 1695–1721, 2010.
- [139] R. Kehlhofer, R. Bachmann, H. Nielsen, and J. Warner, *Combinedcycle gas & steam turbine power plants. Second edition, PennWell, Tulsa, Oklahoma*. 1999.
- [140] Solutia, “Therminol VP-1,” pp. 1–5, 2014.
- [141] G. Sergei, D. Ziviani, B. Ian, P. Michel, and Broek Martijn, “Experimental Comparison Of Working Fluids For Organic Rankine Cycle With Single-Screw Expander,” *Int. Refrig. Air Cond. Conf. Conf.*, pp. 2653–2663, 2014.
- [142] U. F. D. E. Itajub, N. P. De, E. M. E. Mec, N. Disserta, D. E. Mestrado, D. Lu, I. S. Orientador, O. Jos, V. Co-orientador, and C. E. Palacio, “Recuperação de calor residual de baixa qualidade em usinas termelétricas de ciclo combinado,” 2016.
- [143] Interstate Natural Gas Association of America, “Status of Waste Heat to Power Projects on Natural Gas Pipelines,” no. November, 2009.
- [144] C. Lodi, “Perpectivas para a Geração de Energia Elétrica no Brasil Utilizando a Tecnologia Solar Térmica Concentrada,” *Zhurnal Eksp. i Teor. Fiz.*, pp. 1–142, 2011.
- [145] R. Soria, J. Portugal-Pereira, A. Szklo, R. Milani, and R. Schaeffer, “Hybrid concentrated solar power (CSP)-biomass plants in a semiarid region: A strategy for CSP deployment in Brazil,” *Energy Policy*, vol. 86, no. August 2016, pp. 57–72, 2015.
- [146] Irena, “Renewable Power Generation Costs in 2014 : An Overview,” no. January, p. 92, 2014.
- [147] J. T. Hinkley, J. A. Hayward, B. Curtin, A. Wonhas, R. Boyd, C. Grima, A. Tadros, R. Hall, and K. Naicker, “An analysis of the costs and opportunities for concentrating solar power in Australia,” *Renew. Energy*, vol. 57, pp. 653–661, 2013.
- [148] U.S. Departement of Energy, “2014 SunShot Initiative Portfolio,” p. 232, 2014.
- [149] R. Turton, R. C. Bailie, W. B. Whiting, J. A. Shaeiwitz, and D. Bhattacharyya, *Analysis , Synthesis , and Design of Chemical Processes Fourth Edition*, 4th ed. Saddle River, New Jersey: Prentice Hall, 2012.
- [150] W. Short, D. Packey, and T. Holt, “A manual for the economic evaluation of energy

efficiency and renewable energy technologies,” *Univ. Press Pacific*, vol. 2, no. March, p. 120, 2005.

8 ANEXOS

Anexo Nº 1

Tecnologia: Torre central



Figura 8-1. Locais do mundo com usinas de Torre Central.

Tabela 8-1. Usinas com tecnologia de Torre Central no mundo [45].

	Nome	Proprietário/s	Estado	Potencia	Propósito	País
1	Acme solar thermal tower	ACME	Operacional	2.50 MW	Demonstração	Índia
2	AORA Solar Tulip Tower - Almeria	AORA	Operacional	0.10 MW	P&D	Espanha
3	AORA Solar Tulip Tower - Samar	AORA	Operacional	0.10 MW	Demonstração	Israel
4	Ashalim CSP plant 1	Alstom, BrightSource Energy	Desenvolvimento	121.00 MW	Comercial	Israel
5	BrightSource SEDC	BrightSource Energy	Operacional	6.00 MW	Demonstração	Israel
6	CESA 1 (PSA)	CIEMAT	Operacional		P&D	Espanha
7	Cloncurry Solar Thermal Plant	Lloyd Energy Systems	Retirado	10.00 MW	Comercial	Austrália
8	Coalinga	Chevron	Operacional	29.00 MW	Comercial	US
9	Cooma tower	Solastor	Operacional		Demonstração	Austrália
10	Crescent Dunes	SolarReserve	Em construção	110.00 MW	Comercial	US
11	Crossroads Solar Energy Project	SolarReserve	Planejado	150.00 MW	Comercial	US
12	CRTF		Operacional		P&D	US
13	CTAER variable geometry solar test facility		Operacional		Pesquisa e desenvolvimento	Espanha
14	Daegu Solar Power Tower	Daesung Energy	Operacional	0.20 MW	P&D	Coreia do sul
15	Delingha Supcon Tower Plant	Zhejiang SUPCON Solar Energy Technology	Em construção	50.00 MW	Comercial	China
16	DLR - Algeria CSP tower pilot plant	DLR	Desenvolvimento	7.00 MW	Demonstração	Argélia
17	EOS Cyprus	Alfa Mediterranean Enterprises, Vimentina	Planejado	25.00 MW	Comercial	Chipre
18	Eskom CSP plant		Planejado	100.00 MW	Comercial	África do sul
19	Eureka	Abengoa Solar	Operacional	2.00 MW	P&D	Espanha
20	Gaskell Sun Tower	eSolar	Planejado	245.00 MW	Comercial	US
21	Gemasolar	Torresol Energy	Operacional	20.00 MW	Comercial	Espanha
22	Hidden Hills SEGS	BrightSource Energy	Desenvolvimento	500.00 MW	Comercial	US
23	Ivanpah SEGS	BrightSource Energy, Google, NRG Energy	Operacional	377.00 MW	Comercial	US
24	Jülich Solar Tower	DLR	Operacional	1.50 MW	P&D	Alemanha
25	Khi Solar One	Abengoa, Industrial Development Corporation	Em construção	50.00 MW	Comercial	África do sul
26	Lake Cargelligo	Graphite Energy	Operacional	3.50 MW	Demonstração	Austrália
27	Mazara Solar		Desenvolvimento	50.00 MW	Comercial	Itália
28	MINOS CSP tower		Desenvolvimento	50.00 MW	Demonstração	Grécia
29	North Midlands Solar Thermal Power Project (Solastor Western Australia)	Carbon Reduction Ventures, Solastor	Planejado	3.00 MW	Comercial	Austrália

30	Ouarzazate 2	MASEN	Desenvolvimento	100.00 MW	Comercial	Marrocos
31	Palen SEGS	BrightSource Energy	Desenvolvimento	500.00 MW	Comercial	US
32	Planta Solar Cerro Dominador -Atacama 1	Abengoa	Em construção	110.00 MW	Comercial	Chile
33	Planta Solar Cerro Dominador -Atacama 2	Abengoa	Em construção	110.00 MW	Comercial	Chile
34	Planta Termosolar Maria Elena	Ibereolica	Planejado	400.00 MW	Comercial	Chile
35	PS10	Abengoa Solar	Operacional	11.00 MW	Comercial	Espanha
36	PS20	Abengoa Solar	Operacional	20.00 MW	Comercial	Espanha
37	Quartzsite	SolarReserve	Planejado	100.00 MW	Comercial	US
38	Redstone CSP project	ACWA	Desenvolvimento		Comercial	África do sul
39	Rice Solar Energy Project	SolarReserve	Desenvolvimento	150.00 MW	Comercial	US
40	Rio Mesa SEGS	BrightSource Energy	Retirado	500.00 MW	Comercial	US
41	Saguache Solar Energy Project	SolarReserve	Planejado	200.00 MW	Comercial	US
42	Sierra SunTower	eSolar	Operacional	5.00 MW	Demonstração	US
43	Solar Beam Down Plant	Cosmo Oil, Masdar, Tokyo Institute of Technology	Operacional	0.10 MW	Pesquisa e desenvolvimento	UAE
44	Solar One - Solar Two		Desmantelada	10.00 MW	Demonstração	US
45	Solastor Mejillones	Safe Earth Energy, Solastor	Planejado	5.00 MW	Comercial	Chile
46	Solugas	Abengoa Solar	Operacional	4.60 MW	P&D	Espanha
47	SSPS-CRS (PSA)		Operacional		P&D	Espanha
48	TAQA Concentrated Solar Power Plant	TAQA Arabia	Planejado	250.00 MW	Comercial	Egypto
49	Termosolar Alcazar	Preneal, SolarReserve	Retirado	50.00 MW	Comercial	Espanha
50	Themis solar tower		Operacional		P&D	France
51	TuNur	Glory Clean Energy, Nur Energie	Desenvolvimento	2 000.00 MW	Comercial	Tunísia
52	Weizmann Institute of Science		Operacional		P&D	Israel
53	Yanqing Solar Thermal Power (Dahan Tower Plant)	IEE-CAS	Operacional	1.00 MW	P&D	China

Tabela 8-2. Usina com tecnologia de Torre Central e Hibridização com Biomassa na Espanha [45].

Nome	Proprietário/s	Estado	Potencia	Propósito	País
PTC50 Alvarado	Acciona Energia	Desenvolvimento	50.00 MW	Demonstração	Espanha

Tabela 8-3. Usina com tecnologia de Torre Central e ciclo combinado (ISCC) na Tunísia [45].

Nome	Proprietário/s	Estado	Potencia	Propósito	País
El Borma ISCC	SITEP, STEG	Planejado	5.00 MW	Comercial	Tunísia

Tecnologia: Fresnel Linear



Figura 8-2. Locais do mundo com usinas com tecnologia Fresnel Linear.

Tabela 8-4. Usinas com tecnologia Fresnel Linear no mundo [45].

	Nome	Proprietário/s	Estado	Potencia	Propósito	País
1	!Xun and Khwe solar power facility		Planejado	100.00 MW	Comercial	África do sul
2	Alba Nova 1	Solar Euromed	Em construção	12.00 MW	Comercial	France
3	Augustin Fresnel 1	Solar Euromed	Operacional	0.25 MW	Demonstração	France
4	BBEnergy Eskom 150 kW Fresnel pilot plant	Eskom	Operacional	0.15 MW	Pesquisa e desenvolvimento	África do sul
5	BBEnergy Linear Fresnel demo plant	BBEnergy	Operacional	0.08 MW	Pesquisa e desenvolvimento	África do sul
6	Centrale Solaire Thermoynamique Llo	CNIM	Desenvolvimento	9.00 MW	Comercial	France
7	CNIM eCare Solar Thermal Project	CNIM	Desenvolvimento	1.00 MW	Demonstração	Marrocos
8	Himin Solar Fresnel Demo Plant	Himin Solar	Em construção	2.50 MW	Demonstração	China
9	Huaneng Sanya	China Huaneng Group	Em construção	1.50 MW	Demonstração	China
10	KGDS Linear Fresnel CSP demonstration plant	KGDS Renewable Energy Private Limited	Operacional		Demonstração	Índia
11	KGDS Narippaiyur desalination CSP plant	KGDS Renewable Energy Private Limited	Operacional		Comercial	Índia
12	Kimberlina STPP	Areva	Operacional	5.00 MW	Demonstração	US
13	Kogan Creek	Cs energy	Em construção	44.00 MW	Comercial	Austrália
14	Liddell Solar Thermal Station	Macquarie Generation	Operacional	6.00 MW	Comercial	Austrália
15	Mejillones	GDF Suez, Solar Power Group	Planejado	5.00 MW	Comercial	Chile
16	Metsimatala CLFR Power Plant		Planejado	30.00 MW	Comercial	África do sul
17	MTN CSP cooling plant		Operacional	0.33 MW	Comercial	África do sul
18	National Solar Thermal Power Plant - Fresnel	IIT-Bombay, Ministry of New and Renewable Energy of India	Operacional		Pesquisa e desenvolvimento	Índia
19	Puerto Errado 1	Novatec Solar	Operacional	1.40 MW	Comercial	Espanha
20	Puerto Errado 2	Novatec Solar	Operacional	30.00 MW	Comercial	Espanha
21	Rajasthan Sun Technique - Dhursar	Reliance Power	Em construção	100.00 MW	Comercial	Índia
22	Solar Dawn	Areva	Retirado	250.00 MW	Comercial	Austrália
23	Sundt Solar Boost	Tucson Electricity Power	Desenvolvimento	5.00 MW	Comercial	US

Tabela 8-5. Usina com tecnologia Fresnel Linear e ciclo combinado (ISCC) na Espanha [45].

	Nome	Proprietário/s	Estado	Potencia	Propósito	País
	PTC50 Alvarado	Acciona Energia	Desenvolvimento	50.00 MW	Demonstração	Espanha

Tecnologia: Concentrador Disco Parabólico



Figura 8-3. Locais do mundo com usinas com concentradores de disco parabólico.

Tabela 8-6. Usinas com concentrador de Disco Parabólico no mundo [45].

Nome	Proprietário/s	Estado	Potencia	Propósito	País
HelioFocus China Orion Project	TaiQing	Em construção	60.00 MW	Comercial	China
HelioFocus Ramat Hovav		Planejado	1.00 MW	Comercial	Israel
Whyalla Solar Oasis	NP Power, Sustainable Power Partners, Wizard Power	Planejado	40.00 MW	Comercial	Austrália

Tecnologia: Concentrador Disco Parabólico com motor Stirling

Tabela 8-7. Usinas com tecnologia Dish-Stirling no mundo [45].

	Nome	Proprietário/s	Estado	Potencia	Propósito	País
1	Casa del Angel Termosolar (Casas de los Pinos)	Renovalia	Retirado	1.00 MW	Comercial	Espanha
2	E Cube Energy Dish pilot plant	E Cube Energy	Operacional	1.00 MW	Demonstração	China
3	Helios Power		Desenvolvimento	50.76 MW	Comercial	Chipre
4	India One Solar Thermal Power Plant		Planejado	1.00 MW	Demonstração	Índia
5	Maricopa Solar Project	Tessera Solar	Desmantelada	1.50 MW	Demonstração	US
6	Maximus Dish project		Desenvolvimento	75.00 MW	Comercial	Grécia
7	Tooele Army Depot Dish Stirling CSP plant		Em construção	1.50 MW	Comercial	US

Tecnologia: Concentrador Cilindro Parabólico.



Figura 8-4. Locais do mundo com usinas com concentradores cilíndricos parabólicos.

Tabela 8-8. Usinas com tecnologia cilindro parabólicas instaladas no mundo [45].

	Nome	Proprietário/s	Estado	Potencia	Propósito	País
1	Abhijeet	Corporate Ispat Alloys	Em construção	50.00 MW	Comercial	Índia
2	Airlight Energy Ait Baha CSP Plant	Cimar, Italcementi Group	Em construção	3.00 MW	Demonstração	Marrocos
3	Alvarado 1 (La Risca)	Acciona Energia, Mitsubih Corp	Operacional	50.00 MW	Comercial	Espanha
4	Andasol 1	Antin, Cobra, RREEF	Operacional	50.00 MW	Comercial	Espanha
5	Andasol 2	Antin, Cobra, RREEF	Operacional	50.00 MW	Comercial	Espanha
6	Andasol 3	Ferrostaal, RWE, Rhein E, SWM, Solar Millenium	Operacional	50.00 MW	Comercial	Espanha
7	Archetype SW550	ENEL	Em construção	30.00 MW	Demonstração	Itália
8	Archimede-Chiyoda Molten Salt Test Loop	Archimede Solar Energy, Chiyoda Corporation	Operacional	0.35 MW	Pesquisa e desenvolvimento	Itália
9	Arcosol 50 (Valle 1)	Torresol Energy	Operacional	50.00 MW	Comercial	Espanha
10	Arenales	OHL, RREEF, STEAG	Operacional	50.00 MW	Comercial	Espanha
11	Ashalim CSP plant 2	Abengoa, Shikun & Binui Renewable Energy	Desenvolvimento	120.00 MW	Comercial	Israel
12	Aste 1A	Aries, Eiser, Elecnor	Operacional	50.00 MW	Comercial	Espanha
13	Aste 1B	Aries, Eiser, Elecnor	Operacional	50.00 MW	Comercial	Espanha
14	Astexol II	Aries, Eiser, Elecnor	Operacional	50.00 MW	Comercial	Espanha
15	Beacon Solar Energy Project	NextEra Energy	Retirado	250.00 MW	Comercial	US
16	Berry Petroleum EOR plant	Berry Petroleum	Operacional		Demonstração	US
17	Bokpoort	ACWA, Solafrica	Em construção	50.00 MW	Comercial	África do sul
18	Caceres	Cobra	Operacional	50.00 MW	Comercial	Espanha
19	Campu Giiavesu	Campu Giavesu	Planejado	30.00 MW	Comercial	Itália
20	Casablanca	Cobra	Operacional	50.00 MW	Comercial	Espanha
21	Cascades Rackam		Em construção		Comercial	Canada
22	Coremas	Abantia, Braxenergy	Planejado	50.00 MW	Comercial	Brasil
23	CPI Golmud Solar Thermal Power Plant	China Power Investments Corporation	Em construção	100.00 MW	Comercial	China
24	Delingha Solar Thermal Plant	China Guangdong Nuclear Power Group	Desenvolvimento	50.00 MW	Comercial	China
25	Diwakar	Lanco Infratech	Em construção	100.00 MW	Comercial	Índia
26	ENEA SOLTERM		Operacional		Pesquisa e desenvolvimento	Itália
27	Enerstar Villena	FCC Energia	Operacional	50.00 MW	Comercial	Espanha
28	Eureka GDV direct steam generation	Abengoa Solar	Operacional		Pesquisa e desenvolvimento	Espanha
29	Extresol 1	Cobra	Operacional	50.00 MW	Comercial	Espanha
30	Extresol 2	Cobra, GE, KGAL	Operacional	50.00 MW	Comercial	Espanha
31	Extresol 3	Cobra	Operacional	50.00 MW	Comercial	Espanha
32	Flumini Mannu	Flumini Mannu	Planejado	50.00 MW	Comercial	Itália

33	Genesis Solar	NextEra	Em construção	250.00 MW	Comercial	US
34	Giave Bonorva	Sunwise Capital	Planejado	50.00 MW	Comercial	Itália
35	Godawari Green Energy	Hira group	Operacional	50.00 MW	Comercial	Índia
36	Gonnosfanadiga	Gonnosfanadiga	Planejado	50.00 MW	Comercial	Itália
37	Gujarat	Aurum Renewable Energy	Em construção	20.00 MW	Comercial	Índia
38	Gujarat Solar One	Cargo Power & Infrastructure	Em construção	25.00 MW	Comercial	Índia
39	Guzman (Termosolar Soluz Guzman)	FCC, Mitsui	Operacional	50.00 MW	Comercial	Espanha
40	Helioenergy 1	Abengoa Solar, EON	Operacional	50.00 MW	Comercial	Espanha
41	Helioenergy 2	Abengoa Solar, EON	Operacional	50.00 MW	Comercial	Espanha
42	Helios 1	Abengoa Solar	Operacional	50.00 MW	Comercial	Espanha
43	Helios 2	Abengoa Solar	Operacional	50.00 MW	Comercial	Espanha
44	Holaniku at Keahole Point	Keahole Solar Power	Operacional	2.00 MW	Comercial	US
45	Huadian Jinta Solar Thermal Power Plant	China Huadian	Planejado	50.00 MW	Comercial	China
46	Huludao CSP plant	Huludao Ruixinda Industry	Planejado	50.00 MW	Comercial	China
47	Hyder Valley Solar Energy Project	Iberdrola	Planejado	325.00 MW	Comercial	US
48	Ibersol Puertollano	IDAE, Iberdrola	Operacional	50.00 MW	Comercial	Espanha
49	IIT Madras R&D facilities		Operacional		Pesquisa e desenvolvimento	Índia
50	Ilanga CSP 1	Ilangalethu Solar Power	Desenvolvimento	100.00 MW	Comercial	África do sul
51	Kathu CSP plant	GDF Suez	Desenvolvimento		Comercial	África do sul
52	Kaxu Solar One	Abengoa, Industrial Development Corporation	Em construção	100.00 MW	Comercial	África do sul
53	Kom Ombo CSP project	NREA	Desenvolvimento	100.00 MW	Comercial	Egypto
54	KVK Energy	KVK Energy, Lanco Solar Energy	Em construção	100.00 MW	Comercial	Índia
55	La Africana	Grupo Ortiz, Magtel, TSK	Operacional	50.00 MW	Comercial	Espanha
56	La Dehesa (Samcasol 2)	Renovables SAMCA	Operacional	50.00 MW	Comercial	Espanha
57	La Florida (Samcasol 1)	Renovables SAMCA	Operacional	50.00 MW	Comercial	Espanha
58	Lebrija 1	Siemens, Valoriza	Operacional	50.00 MW	Comercial	Espanha
59	Lentini		Planejado	50.00 MW	Comercial	Itália
60	Majadas	Acciona Energia, Mitsubih Corp	Operacional	50.00 MW	Comercial	Espanha
61	Manchasol 1	Cobra	Operacional	50.00 MW	Comercial	Espanha
62	Manchasol 2	Cobra	Operacional	50.00 MW	Comercial	Espanha
63	Megha Engineering	Megha Engineering & Infrastructure	Em construção	50.00 MW	Comercial	Índia
64	MicroCSP Process Heat at Frabelle		Em construção		Comercial	Papua Nova Guiné
65	MicroCSP Process Heat at Tokyo		Operacional		Comercial	Japão
66	MicroCSP Solar Cooling at Davis-Monthan Air Force Base		Em construção		Comercial	US
67	MicroCSP Solar Cooling at Fort Bliss		Operacional		Comercial	US

68	MicroCSP Solar Cooling at Holcim		Em construção		Comercial	México
69	MicroCSP Solar Cooling at Masdar	Masdar	Operacional		Comercial	UAE
70	Minera El Tesoro Termosolar	Minera El Tesoro	Operacional		Comercial	Chile
71	Mojave Solar	Abengoa Solar	Em construção	250.00 MW	Comercial	US
72	Moron	Ibereolica	Operacional	50.00 MW	Comercial	Espanha
73	National Solar Thermal Power Plant	IIT-Bombay, Ministry of New and Renewable Energy of India	Operacional	1.00 MW	Pesquisa e desenvolvimento	Índia
74	Nevada Solar One	Acciona Energia	Operacional	64.00 MW	Comercial	US
75	Olivenza 1	Ibereolica	Operacional	50.00 MW	Comercial	Espanha
76	Ordos Solar Thermal Power Plant	China Datang Corporation	Desenvolvimento	50.00 MW	Demonstração	China
77	Orellana	Acciona Energia	Operacional	50.00 MW	Comercial	Espanha
78	Ouarzazate	ACWA, Aries, MASEN, TSK	Em construção	160.00 MW	Comercial	Marrocos
79	Ouarzazate 3	MASEN	Desenvolvimento	200.00 MW	Comercial	Marrocos
80	Palma del Rio I	Acciona Energia, Mitsubih Corp	Operacional	50.00 MW	Comercial	Spain
81	Palma del Rio II	Acciona Energia	Operacional	50.00 MW	Comercial	Spain
82	Petroleum Development Oman EOR plant	Petroleum Development Oman	Operacional		Comercial	Omã
83	Planta Termosolar Pedro de Valdivia	Ibereolica	Desenvolvimento	360.00 MW	Comercial	Chile
84	Heliotérmica	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, Companhia Hidro Elétrica do São Francisco, Universidade Federal de Pernambuco.	Em construção	1.00 MW	Pesquisa e desenvolvimento	Brasil
85	Rajasthan Solar One	Entegra Limited	Planejado	10.00 MW	Comercial	Índia
86	Saguaro	Arizona Public Service	Operacional	1.00 MW	Comercial	US
87	Salta CSP plant	Harbine Turbine Company, Heilongjiang Zhongjing New Energy, SolarNoa	Planejado	20.00 MW	Comercial	Argentina
88	SEGS I	Cogentrix	Operacional	14.00 MW	Comercial	US
89	SEGS II	Cogentrix	Operacional	30.00 MW	Comercial	US
90	SEGS III	NextEra	Operacional	30.00 MW	Comercial	US
91	SEGS IV	NextEra	Operacional	30.00 MW	Comercial	US
92	SEGS IX	NextEra	Operacional	80.00 MW	Comercial	US
93	SEGS V	NextEra	Operacional	30.00 MW	Comercial	US
94	SEGS VI	NextEra	Operacional	30.00 MW	Comercial	US
95	SEGS VII	NextEra	Operacional	30.00 MW	Comercial	US
96	SEGS VIII	NextEra	Operacional	80.00 MW	Comercial	US
97	Shagaya project KISR	Kuwait Institute for Scientific Research	Planejado	50.00 MW	Demonstração	Kuwait
98	Shams 1	Abengoa Solar, Masdar, Total	Operacional	100.00 MW	Comercial	UAE
99	Shiraz CSP demonstration plant (Mehr-		Operacional	0.25 MW	Demonstração	Iran

Niroo project)						
100	Shneur Solar Thermal Power Plant	Shikun & Binui Renewable Energy	Planejado	120.00 MW	Comercial	Israel
101	Solaben 1	Abengoa Solar	Operacional	50.00 MW	Comercial	Espanha
102	Solaben 2	Abengoa Solar, Itochu	Operacional	50.00 MW	Comercial	Espanha
103	Solaben 3	Abengoa Solar, Itochu	Operacional	50.00 MW	Comercial	Espanha
104	Solaben 6	Abengoa Solar	Operacional	50.00 MW	Comercial	Espanha
105	Solacor 1	Abengoa Solar, JGC	Operacional	50.00 MW	Comercial	Espanha
106	Solacor 2	Abengoa Solar, JGC	Operacional	50.00 MW	Comercial	Espanha
107	Solana	Abengoa Solar	Operacional	280.00 MW	Comercial	US
108	Solnova 1	Abengoa Solar	Operacional	50.00 MW	Comercial	Espanha
109	Solnova 3	Abengoa Solar	Operacional	50.00 MW	Comercial	Espanha
110	Solnova 4	Abengoa Solar	Operacional	50.00 MW	Comercial	Espanha
111	Termesol 50 (Valle 2)	Torresol Energy	Operacional	50.00 MW	Comercial	Espanha
112	Termosol 1	NextEra Energy	Operacional	50.00 MW	Comercial	Espanha
113	Termosol 2	NextEra Energy	Operacional	50.00 MW	Comercial	Espanha
114	The Ben-Gurion National Solar Energy Center		Operacional		Pesquisa e desenvolvimento	Israel
115	Tianwei 1.5 MW CSP pilot plant	China Datang Group, Tianwei New Energy Holding	Em construção	1.50 MW	Pesquisa e desenvolvimento	China
116	Tibet Solar Thermal Power Plant	China Huaneng Group	Planejado	50.00 MW	Comercial	China
117	TN-STEG Concentrated Solar Power plant	STEG	Planejado	50.00 MW	Comercial	Tunísia
118	TSE1 - PT	Thai Solar Energy	Operacional	5.00 MW	Comercial	Tailândia
119	Two Sigma CSP plant	Two Sigma	Planejado	60.00 MW	Comercial	Israel
120	Xina Solar One	Abengoa, Industrial Development Corporation, KaXu Community Trust, Public Investment Corporation	Desenvolvimento	100.00 MW	Comercial	África do sul
121	Xinjian Turpan 180 kW CSP pilot plant	Guodian Qingsong Turpan New Energy	Operacional	0.18 MW	Pesquisa e desenvolvimento	China
122	Yumen Gansu Solar Thermal Pilot Plant	Tianwei New Energy Holding, China Datang Group	Em construção	10.00 MW	Demonstração	China
123	Zeenni Trading Agency CSP plant Bsarma El Koura	Zeenni Trading Agency	Planejado	2.80 MW	Comercial	Líbano

Tabela 8-9. Usina com tecnologia de concentração cilindro parabólico e Híbridação com Biomassa [45].

Nome	Proprietário/s	Estado	Potencia	Propósito	País
Termosolar Borges	Abantia, Comsa Emte	Operacional	22.50 MW	Comercial	Espanha

Tabela 8-10. Usina com concentrador cilindro parabólico hibridizado com usina auxiliar de carvão [45].

Nome	Proprietário/s	Estado	Potencia	Propósito	País
Cameo	Xcel Energy	Desmantelada	2.00 MW	Comercial	US

Tabela 8-11. Usina com concentradores cilindro parabólico com híbridação com ciclo combinado (ISCC)[45].

	Nome	Proprietário/s	Estado	Potencia	Propósito	País
1	Agua Prieta II ISCC	Comisión Federal de Electricidad	Em construção	14.00 MW	Comercial	México
2	Ain Beni Mathar ISCC	Office Nationale de l'Electricite	Operacional	20.00 MW	Comercial	Marrocos
3	Al Abdaliyah Integrated Solar Combined Cycle (ISCC)		Desenvolvimento	60.00 MW	Comercial	Kuwait
4	Archimede	ENEL	Operacional	5.00 MW	Pesquisa e desenvolvimento	Itália
5	Hassi R'mel ISCC	Abengoa, NEAL, Sonatrach	Operacional	25.00 MW	Comercial	Argélia
6	Kuraymat ISCC	NREA	Operacional	20.00 MW	Comercial	Egypto
7	Martin Next Generation Solar Energy Center	Florida Power & Light	Operacional	75.00 MW	Comercial	US
8	Medicine Hat ISCC		Operacional	1.00 MW	Comercial	Canada
9	Ningxia ISCC	Hanas New Energy Group	Em construção	92.00 MW	Comercial	China
10	Palmdale Hybrid Power Plant	City of Palmdale	Planejado	50.00 MW	Comercial	US
11	Victorville 2 Hybrid Power Plant	City of Victorville	Planejado	50.00 MW	Comercial	US
12	Yazd ISCC		Operacional	17.00 MW	Comercial	Iran

Tecnologia: Por ser anunciada



Figura 8-5. Locais do mundo com usinas ainda planejadas.

Tabela 8-12. Usinas em estágio de desenvolvimento [45].

	Nome	Proprietário/s	Estado	Potência	Propósito	País
1	Abengoa Solar Jordan CSP plant	Abengoa	Planejado	25.00 MW	Comercial	Jordan
2	Catalyst Private Equity Jordan CSP plant		Planejado	50.00 MW	Comercial	Jordan
3	EJRE Maan CSP plant	EJRE	Planejado	50.00 MW	Comercial	Jordan
4	Evolution Solar Jordan CSP plant		Planejado	50.00 MW	Comercial	Jordan
5	Mitsubishi Jordan CSP plant	Mitsubishi Corp	Planejado	50.00 MW	Comercial	Jordan

Anexo N° 2. Reporte de resultados das propriedades dos equipamentos do ciclo Rankine no GateCycle.

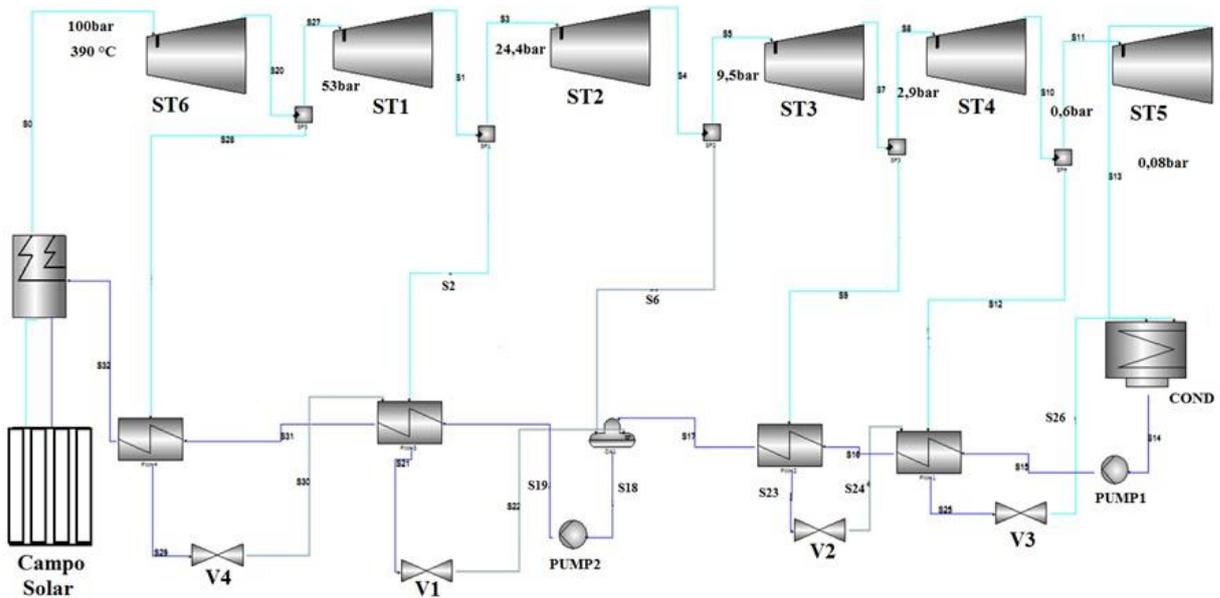


Figura 8-6. Modelo do ciclo Rankine convencional proposto para as usinas com concentradores cilindro parabólico.

Tabela 8-13. Resumo dos resultados do ciclo de potência no GateCycle.

Stream	de	para	Fluxo kg/sec	Pressão kPa	Temperatura K	Entalpia kJ/kg	Qualidade
Blowdown Outlet	AUX1	AUX1	0	10000	5.392.263	11.642.439	0
Saída de água fria	CND1	CND1	18.746.039.854	103.42	2.998.229	1.118.514	0
Entrada água fria	CND1	CND1	18.746.039.854	103.42	288.71	653.825	0
Vent Steam Outlet	DA1	DA1	0	950	4.508.181	27.742.369	1
S0	AUX1	ST6	727.885.735	10000	663.15	30.684.972	1
S1	ST1	SP1	648.583.016	2440	5.022.007	2.820.733	1
S10	ST4	SP4	485.802.556	60	3.591.039	23.313.955	0.8595
S11	SP4	ST5	444.538.908	60	3.591.039	23.313.955	0.8595
S12	SP4	FWH1	41.263.647	60	3.591.039	23.313.955	0.8595
S13	ST5	CND1	444.538.908	8	3.146.844	21.286.755	0.8134
S14	CND1	PUMP1	535.350.204	8	3.146.844	1.738.658	0
S15	PUMP1	FWH1	535.350.204	950	3.147.532	1.749.832	0
S16	FWH1	FWH2	535.350.083	950	3.576.039	3.543.244	0
S17	FWH2	DA1	535.350.003	950	4.040.377	5.505.523	0
S18	DA1	PUMP2	727.885.493	950	4.508.181	7.528.254	0
S19	PUMP2	FWH3	727.885.493	10000	4.528.269	7.663.572	0
S2	SP1	FWH3	59.459.309	2440	5.022.007	2.820.733	1
S20	ST6	SP5	727.885.735	52.999.998	5.843.005	29.501.623	1
S21	FWH3	V1	138.762.038	2440	4.583.269	7.866.884	0
S22	V1	DA1	138.762.038	950	4.508.181	7.866.884	0.0168
S23	FWH2	V2	49.547.658	290	3.631.039	3.769.175	0

Tabela 8-13. Resumo dos resultados do ciclo de potência no GateCycle. *Continuação...*

S24	V2	FWH1	49.547.658	60	3.591.039	3.769.175	0.0074
S25	FWH1	V3	90.811.306	60	3.202.532	1.971.871	0
S26	V3	CND1	90.811.306	8	3.146.844	1.971.871	0.0097
S27	SP5	ST1	648.583.016	52.999.998	5.843.005	29.501.623	1
S28	SP5	FWH4	79.302.729	52.999.998	5.843.005	29.501.623	1
S29	FWH4	V4	79.302.729	52.999.998	4.998.049	9.752.155	0
S3	SP1	ST2	589.123.717	2440	5.022.007	2.820.733	1
S30	V4	FWH3	79.302.729	2440	4.958.049	9.752.155	0.0104
S31	FWH3	FWH4	727.885.735	10000	4.943.049	951.205	0
S32	FWH4	AUX1	727.885.735	10000	5.392.263	11.642.439	0
S4	ST2	SP2	589.123.717	950	4.508.181	26.792.041	0.953
S5	SP2	ST3	535.350.285	950	4.508.181	26.792.041	0.953
S6	SP2	DA1	53.773.437	950	4.508.181	26.792.041	0.953
S7	ST3	SP3	535.350.244	290	4.055.377	25.183.127	0.9055
S8	SP3	ST4	485.802.596	290	4.055.377	25.183.127	0.9055
S9	SP3	FWH2	49.547.658	290	4.055.377	25.183.127	0.9055
Expansion Line End	ST1	ST1	648.583.016	2440	5.022.007	2.820.733	1
Expansion Line End	ST2	ST2	589.123.717	950	4.508.181	26.792.041	0.953
Expansion Line End	ST3	ST3	535.350.244	290	4.055.377	25.183.127	0.9055
Expansion Line End	ST4	ST4	485.802.556	60	3.591.039	23.313.955	0.8595
Expansion Line End	ST5	ST5	444.538.908	8	3.146.844	21.286.755	0.8134
Internal Pump Flow	PUMP1	PUMP1	535.350.204	8	3.146.844	1.738.658	0
Internal Pump Flow	PUMP2	PUMP2	727.885.493	950	4.508.181	7.528.254	0
Expansion Line End	ST6	ST6	727.885.735	52.999.998	5.843.005	29.501.623	1